

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



ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА 2024

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА

Тектоника Бузачинской зоны нефтегазонакопления на западе Туранской плиты (стр. 5)

Перспективы подсолевых отложений Астраханского свода (стр. 29)

Глубинное дыхание Земли и нефтегазоносность (стр. 87)



RUSSIAN

OIL AND GAS GEOLOGY

Geologiya nefiti i gaza

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

SINCE 1957

Соучредители
Co-founders

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



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



ПАО «Газпром»
PAO "Gazprom"



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



2

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.

Журнал основан в 1957 г. МИНГЕО СССР

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

Цель издания: публикация новых научных и практических результатов фундаментальных и прикладных исследований по актуальным проблемам геологии нефти и газа и повышение на этой основе информационного обмена между геологами-нефтяниками различных ведомств —

Министерства природных ресурсов и экологии, Роснедр, Российской академии наук, геологических вузов и факультетов, компаний-недропользователей, сервисных предприятий и организаций других форм собственности России и зарубежных стран.

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

Периодичность 6 выпусков в год.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор

Варламов А.И.

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

Зам. главного редактора

Петерсилье В.И.

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

Зам. главного редактора

Мельников П.Н.

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

Зам. главного редактора

Соловьев А.В.

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

Афанасенков А.П.

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

Богоявленский В.И.

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

Высоцкий В.И.

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

Габриэлянц Г.А.

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

Гогоненков Г.Н.

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

Григорьев М.Н.

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

Грунис Е.Б.

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

Дахнова М.В.

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

Прищепа О.М.

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

Сен-Жермес М.Л.

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

Сидоренко Св.А.

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

Скоробогатов В.А.

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

Ступакова А.В.

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

Фортунатова Н.К.

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

Шиманский В.В.

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

Эпов М.И.

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

Бабашева М.Н. (Казахстан)

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

Восков Д. (Нидерланды)

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

Ужкенов Б.С. (Казахстан)

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



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

Journal was initiated by MINGEO USSR in 1957

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

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

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

Publication frequency 6 issues per year.

EDITORIAL BOARD

Editor in Chief

Aleksey I. Varlamov,

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

Deputy Editor in Chief

Viktor I. 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. Afanasenkov,

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

Vasily I. Bogoyavlensky,

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

Marina V. Dakhnova,

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

Mikhail I. Epov,

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

Natalia K. Fortunatova,

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

Grigoriy A. Gabrielyants,

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

Georgiy N. Gogonenkov,

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

Mikhail N. Grigoryev,

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

Evgeniy B. Grunis,

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

Oleg M. Prishchepa,

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

Mariya L. Saint-Germes,

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

Vladimir V. Shimanskiy,

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

Svetlana A. Sidorenko,

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

Viktor A. Skorobogatov,

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

Antonina V. Stoupakova,

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

Vladimir I. Vysotskiy,

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

Mansiya Babasheva (Kazakhstan),

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

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

Попков В.И., Попков И.В. Тектоника Бузачинской зоны нефтегазонакопления на западе Туранской плиты

21

Гришкевич В.Ф., Нежданов А.А., Олейник Е.В. Возможный способ отображения аномальных разрезов баженовской свиты на региональной стратиграфической схеме Западно-Сибирской провинции

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
И РЕЗУЛЬТАТЫ ГРП

29

Меркулов О.И., Стенин В.П., Малявин С.Ю., Щеглов В.Б., Сизинцев С.В. Нижнепермские подсолевые отложения Астраханского свода: перспективное направление поисков нефти в Юго-Западном Прикаспии

МЕТОДИКА ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

41

Дубровина Л.А., Иванов Е.А., Смирнова Е.В., Розбаева Г.Л., Рейдик Ю.В. Методические подходы к выделению перспективных объектов ачимовского типа в районах арктической зоны севера Западной Сибири

53

Ермолова Т.Е., Канев А.С., Белоусов Г.А., Ступак А.А. Палеогеографические закономерности формирования и типы неантиклинальных ловушек эмско-нижнефранского нефтегазоносного комплекса Благовещенской впадины

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

73

Тимошина И.Д., Фомин А.Н., Конторович А.Э. Геохимия органического вещества бурых углей Барзасского месторождения Кузбасса

ДИСКУССИИ

87

Харахинов В.В. Глубинное дыхание Земли и нефтегазоносность

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

5

Popkov V.I., Popkov I.V. Tectonics of Buzachinsky zone of oil and gas accumulation in Turansky Plate western part

21

Grishkevich V.F., Nezhdanov A.A., Oleynik E.V. Possible way of abnormal Bazhenov section imaging on regional stratigraphic scheme of West Siberian Province

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

29

Merkulov O.I., Stenin V.P., Malyavin S.Yu., Shcheglov V.B., Sizintsev S.V. Lower Permian subsalt deposits of the Astrakhan arch: promising focus area for oil and gas exploration in south-west of Caspian region

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

41

Dubrovina L.A., Ivanov E.A., Smirnova E.V., Rozbaeva G.L., Reidik Yu.V. Methodological approaches to identification of Achimov-type exploration targets in the Arctic zone of West Siberian north

53

Ermolova T.E., Kanev A.S., Belousov G.A., Stupak A.A. Emsian-Lower Frasnian Play of Blagoveschensky depression: paleogeographic patterns of formation and types of non-anticlinal traps

GEOCHEMICAL SURVEYS

73

Timoshina I.D., Fomin A.N., Kontorovich A.E. Geochemistry of brown coal Organic Matter in Barzassky field, Kuznetsk Basin

DISCUSSIONS

87

Kharakhinov V.V. Abyssal breathing of Earth and hydrocarbon potential

УДК 551.24:553.982

DOI 10.47148/0016-7894-2024-2-5-18

Тектоника Бузачинской зоны нефтегазонакопления на западе Туранской плиты

© 2024 г. | В.И. Попков, И.В. Попков

ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет», Краснодар, Россия; geoskubsu@mail.ru; iv-popkov@mail.ru

Поступила 11.12.2023 г.

Доработана 22.01.2024 г.

Принята к печати 30.01.2024 г.

Ключевые слова: *антиклинали; надвиги; тангенциальное сжатие; ловушки нефти и газа.*

Аннотация: В последние годы появляется все больше свидетельств наличия в чехле платформ дислокаций, образовавшихся под воздействием сил бокового сжатия. Одним из таких районов является Бузачинский свод, располагающийся в западной части Туранской плиты. Проведенные исследования показали, что локальные поднятия платформенного чехла, содержащие в ряде случаев крупные скопления углеводородов, сформированы в обстановке периодически проявлявшегося тангенциального сжатия. В плане они совпадают с фронтальными частями тектонических чешуй и пологих надвигов в триас-палеозойском комплексе пород, претерпевших интенсивную складчатость в предъюрское время. Детально описана морфология дислокаций и история их развития. Установленные закономерности строения и площадного распространения дислокаций позволили решить практические задачи, касающиеся условий формирования скоплений нефти и газа, направлений миграции и вероятных зон генерации углеводородов. Полученные результаты могут быть использованы при определении дальнейших направлений геолого-разведочных работ в регионе.

Для цитирования: Попков В.И., Попков И.В. Тектоника Бузачинской зоны нефтегазонакопления на западе Туранской плиты // Геология нефти и газа. – 2024. – № 2. – С. 5–18. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-2-5-18.

Финансирование: Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда №23-27-00037.

Tectonics of Buzachinsky zone of oil and gas accumulation in Turansky Plate western part

© 2024 | V.I. Popkov, I.V. Popkov

Kuban State University, Krasnodar, Russia; geoskubsu@mail.ru; iv-popkov@mail.ru

Received 11.12.2023

Revised 22.01.2024

Accepted for publication 30.01.2024

Key words: *anticline; thrust; tangential compression; oil and gas trap.*

Abstract: Over the last years, evidences increasingly point to the fact that there are dislocations in the platform sedimentary covers, which were formed under lateral compression. The Buzachinsky arch situated in the western part of the Turansky Plate is one of these areas. The investigations showed that local uplifts of platform sedimentary cover sometimes containing large hydrocarbon accumulations were formed under the repeated tangential compression. In plan view, they coincide with the frontal parts of fault slices and low-angle thrusts in Triassic-Palaeozoic sequence, which were subject to intensive folding in pre-Jurassic time. The authors describe in detail the morphology of dislocations and their evolution history. The revealed structural patterns and common factors of areal distribution of dislocations allowed solving practical problems related to the formation settings of oil and gas accumulations, directions of migration, and possible zones of hydrocarbon generation. The results obtained can be used to determine further exploration and prospecting trends in the region.

For citation: Popkov V.I., Popkov I.V. Tectonics of Buzachinsky zone of oil and gas accumulation in Turansky Plate western part. *Geologiya nefi i gaza*. 2024;(2):5–18. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-2-5-18. In Russ.

Funding: These studies are supported by the Russian Science Foundation, grant No. 23-27-00037.

Введение

Бузачинская зона нефтегазонакопления приурочена к одноименному своду, располагающемуся на одноименном полуострове, где происходит сочленение крупных тектонических элементов: Северо-Устюртского докембрийского массива, Центрально-Мангышлакской раннекеммерийской складчатой зоны эпигерцинской Туранской плиты и Прикаспийской синеклизы древней Восточно-Европейской платформы (рис. 1).

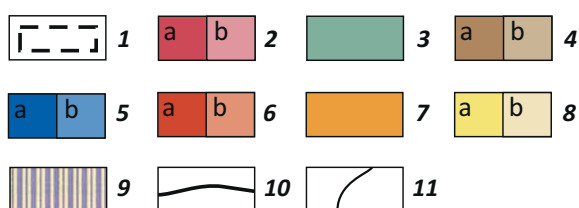
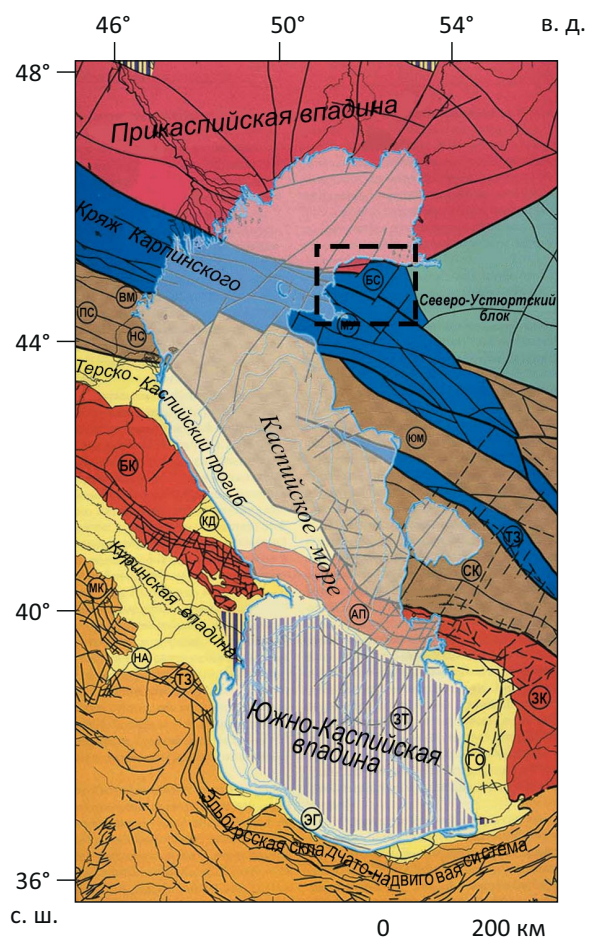
Глубинное строение региона, местоположение границ и характер сочленения этих разновозрастных структур были подробно рассмотрены в предшествующих работах [1–4]. Бузачинский свод, выделяемый в отложениях платформенного чехла, представляет собой наложенную структуру по отношению к более древним комплексам.

Платформенные отложения, в которых открыты крупные скопления нефти и газа, имеют высокую степень геолого-геофизической изученности.



Рис. 1. Тектоническая карта Каспийского региона (по данным [5] с изменениями и дополнениями)

Fig. 1. Tectonic map of Caspian region, modified and supplemented after [5]



1 — район исследований; **фундамент платформенных областей (2–5):** **2** — раннедокембрийский (a — суша, b — море), **3** — байкальский, **4** — герцинский (a — суша, b — море), **5** — раннециммерийский (a — суша, b — море); **альпийские складчато-покровные системы (6, 7):** **6** — Большой Кавказ и Копетдаг (a — суша, b — море), **7** — Малый Кавказ, Талыш, Эльбурс; **8** — передовые прогибы и впадины (a — суша, b — море); **9** — впадины с корой океанического типа; **10** — разрывные нарушения, соответствующие границам крупных структур; **11** — прочие важные разрывные нарушения.

Важнейшие структуры: БС — Бузачинский свод, МУ — Мангышлакско-Центрально-Устьуртская зона, ЮМ — Южно-Мангышлакско-Устьуртская система прогибов, ТЗ — Туаркырская зона, СК — Среднекаспийско-Карабогазская антеклиза, ВМ — Восточно-Манычский прогиб, ПС — Прикумская система поднятий, НС — Ногайская ступень, БК — складчатая система Большого Кавказа, КД — Кусаро-Дивичинский прогиб, АП — Апшеронско-Прибалханская зона, ЗК — Западно-Копетдагская зона,

Усл. обозначения к рис. 1

Legend for Fig. 1

МК — складчатая система Малого Кавказа, НА — Нижне-Араксинский прогиб, ТЗ — Талышская зона, ЭГ — Эльбурско-Горганский передовой прогиб, ЗТ — Западно-Туркменский прогиб, ГО — Гограндаг-Окаремская зона

1 — study areas; **basement of platform areas (2–5):** **2** — Early Precambrian (a — land, b — sea), **3** — Baikalian, **4** — Hercynian (a — land, b — sea), **5** — early Cimmerian (a — land, b — sea); **Alpine fold-and-nappe systems (6, 7):** **6** — Greater Caucasus and Kopet Dag (a — land, b — sea), **7** — Lesser Caucasus, Talysh Mountains, Alborz; **8** — foredeeps, troughs, and depressions (a — land, b — sea); **9** — depressions underlain by oceanic crust; **10** — faults at boundaries between large structures; **11** — other large faults.

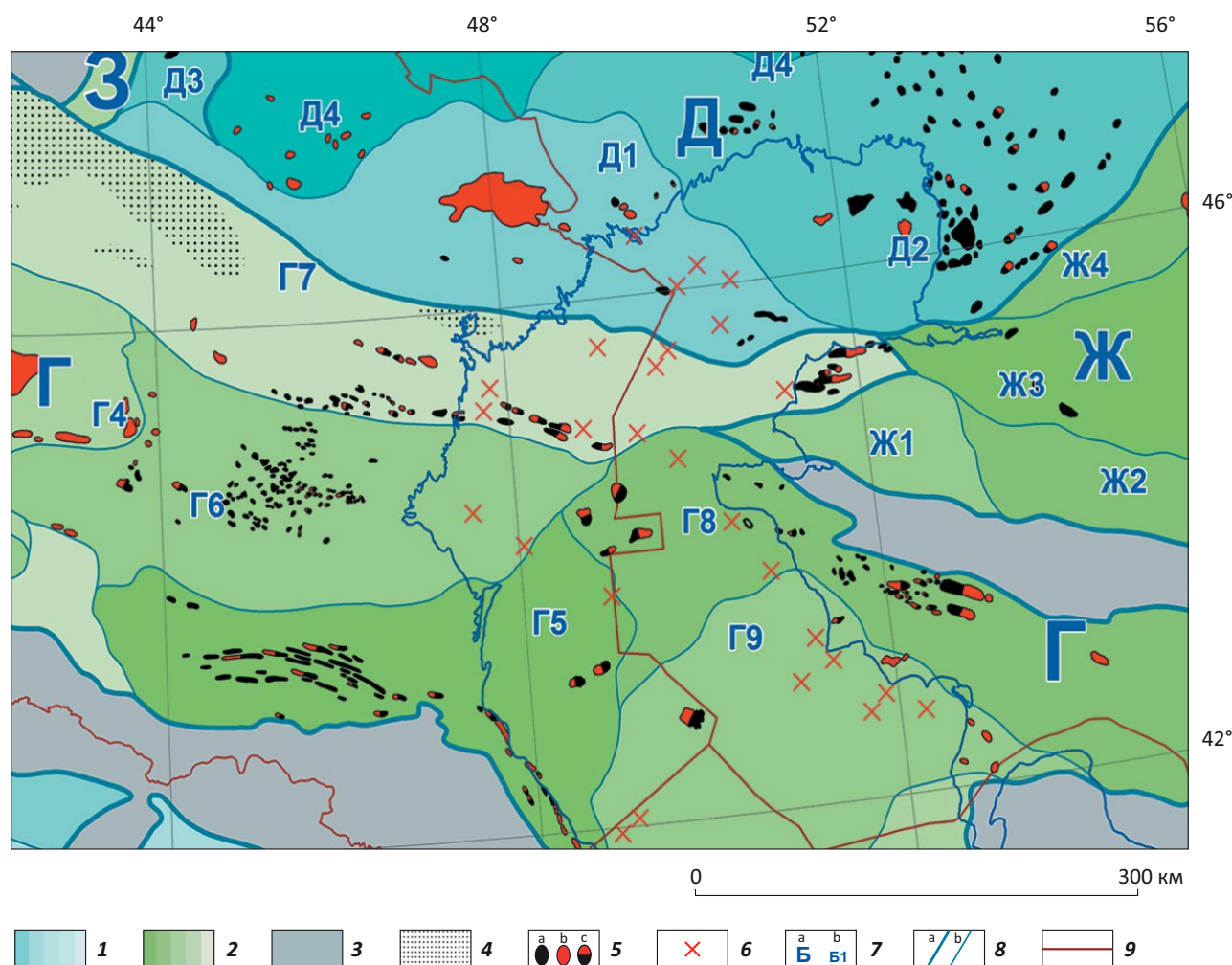
Tectonic structures: БС — Buzachi Arch, МУ — Mangyshlak – Central Ustyurt Zone, ЮМ — South Mangyshlak – Ustyurt trough system, ТЗ — Tuarkyr Zone, СК — Middle Caspian – Kara-Bogaz antecline, ВМ — East Manych trough, ПС — Near-Kuma uplift system, НС — Nogai structural scarp, БК — Greater Caucasus fold system, КД — Kusary-Divichi trough, АП — Apsheron – Near Balkhan Zone, ЗК — West Kopet Dag Zone, МК — Lesser Caucasus fold system, НА — Lower Aras trough, ТЗ — Talysh Zone, ЭГ — Alborz – Gorgan foredeep, ЗТ — West Turkmenian trough, ГО — Gograndag – Okarem Zone

Продуктивность связана с отложениями среднеюрского и раннемелового возраста, в которых открыты месторождения Каражанбас, Северные Бузачи, Каламкас, Северный Каражанбас, Каратурун, Жалгизтобе, Каратурун Морской, Арман, Каратурун Восточный. Глубина обнаружения залежей УВ составляет от 220 до 1000 м. Принадлежат они к зоне нефтегазонакопления крыжа Карпинского [6] (рис. 2).

Нефти, независимо от глубины залегания месторождения, высокосмолистые (18–30 %), тяжелые (0,9–0,91 т/м³), сернистые (до 2 %), недонасыщены газом и имеют низкую температуру застывания. По характеру насыщающего флюида месторождения относятся к нефтяным и газонефтяным. В северном направлении по мере погружения продуктивных горизонтов в меловом разрезе появляются газовые залежи, а в верхних горизонтах юры — небольшие газовые шапки (месторождения Каламкас, Арман), снижается плотность — нефти от 0,9410–0,9446 г/см³ на месторождении Каражанбас до 0,9006–0,9221 г/см³ на месторождении Каламкас. Вниз по разрезу, как правило, уменьшаются размеры залежей, их высота и коэффициент заполнения ловушек по соответствующему горизонту.

Месторождения Бузачинского свода находятся в северной и центральной его частях, локализованы в антиклинальных складках субширотного простирания, в той или иной степени осложненных разрывами, в том числе высокоамплитудными. В южных районах свода, несмотря на значительный объем глубокого бурения, аналогичные структурные элементы оказались пустыми.

Гораздо меньше сведений имеется о структуре подстилающих триасовых и палеозойских отложе-

Рис. 2. Схема нефтегазоносных провинций и областей Каспийского региона (по данным [6] с изменениями)**Fig. 2.** Scheme of petroleum provinces and areas of the Caspian region (modified from [6])

Нефтегазоносные провинции и области: Г — Причерноморско-Северо-Кавказско-Магышлакская (Г4 — Центрально-Предкавказская, Г5 — Терско-Каспийская, Г6 — Восточно-Предкавказская, Г7 — кряжа Карпинского, Г8 — Южно-Мангышлакская, Г9 — Центрально-Каспийская, Г10 — Западно-Карабогазская); Д — Прикаспийская (Д1 — Астраханско-Калмыцкая, Д2 — Южно-Эмбинская, Д3 — Волгоградско-Карагаганакская, Д4 — Центрально-Прикаспийская); Ж — Арало-Устьюртская (Ж1 — Южно-Бузачинская, Ж2 — Яркимбай-Астауойская, Ж3 — Бейнеуская, Ж4 — Мынсуалмасская)

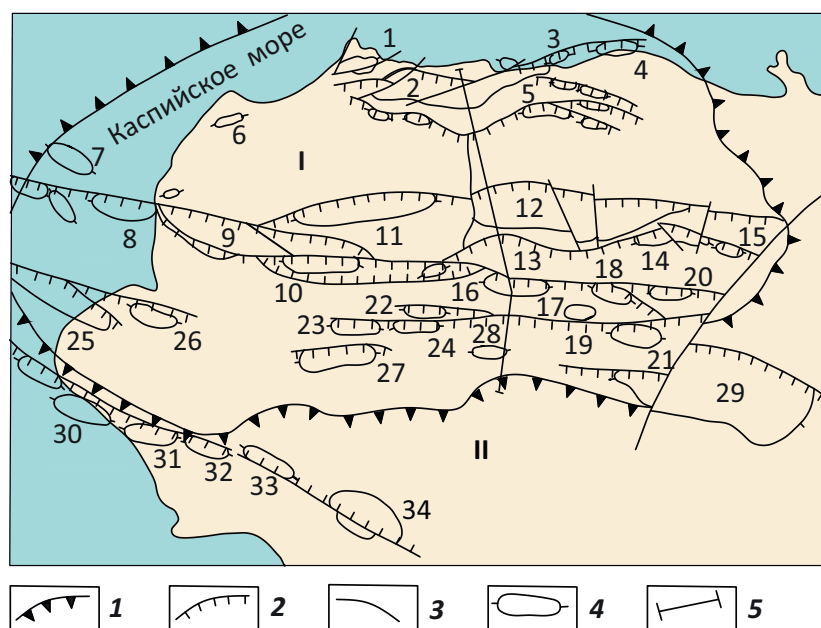
1 — нефтегазоносные провинции перикратонных погружений и крупных альпийских впадин; **2** — нефтегазоносные провинции и области подвижных платформ; **3** — бесперспективные области за пределами провинций; **4** — перспективные зоны в пределах провинций; **5** — месторождения (a — нефти, b — газа и конденсата, c — смешанного состава); **6** — площади, на которых не получен положительный или коммерчески значимый результат; **7** — индексы (a — нефтегазоносных провинций, b — нефтегазоносных областей); **границы (8, 9): 8** — a — нефтегазоносных провинций, b — нефтегазоносных областей, **9** — государств и национальных зон морского недропользования.

1 — petroleum provinces of cratonic-margin plunges and large Alpine depressions; **2** — petroleum provinces and areas of mobile platforms; **3** — areas lacking in prospects outside provinces; **4** — promising zones within provinces; **5** — fields (a — oil, b — gas and condensate, c — mixed); **6** — areas showing neither positive nor commercially minded results; **7** — indices (a — petroleum province, b — petroleum area); **boundaries (8, 9): 8** — a — petroleum province, b — petroleum area, **9** — states and national zones of marine subsurface management.

Petroleum provinces and areas: Г — Black Sea – North Caucasian – Magyshlaksy (Г4 — Central North-Caucasian, Г5 — Tersky – Caspian, Г6 — East North-Caucasian, Г7 — Karpinsky ridge, Г8 — South Mangyshlaksy, Г9 — Central Caspian, Г10 — West Karabogazsky); Д — Caspian (Д1 — Astrakhano-Kalmytsky, Д2 — South Embinsky, Д3 — Volgogradsko-Karachaganaksky, Д4 — Central Caspian); Ж — Aral-Ustyurtsky (Ж1 — South Buzachinsky, Ж2 — Yarkimbai-Astauoysky, Ж3 — Beineusky, Ж4 — Mynsualmassky)

ний. Сейсморазведка разных лет зафиксировала сложную волновую картину с отсутствием регионально-выдержанных ОГ в доюрском разрезе, что является следствием высокой дислоцированности

доплитных комплексов [7]. Несмотря на то, что триасовые и палеозойские отложения вскрыты многими скважинами, залежей нефти и газа в них не обнаружено.

**Рис. 3.** Тектоническая схема п-ова Бузачи**Fig. 3.** Tectonic framework of Buzachi peninsula

1 — границы Бузачинского свода; 2 — надвиги; 3 — сдвиги; 4 — платформенные антиклинали: 1 — Арман, 2 — Калам-кас, 3 — Каратурун-море, 4 — Суюкты, 5 — Каратурун, 6 — Култай, 7 — Бузачи-море, 8 — Каражанбас-море, 9 — Каражанбас, 10 — Жалгизтобе, 11 — Северные Бузачи, 12 — Жаманорпа, 13 — Северная Бесоба, 14 — Акорпа, 15 — Жалзак, 16 — Жапалак, 17 — Бесоба, 18 — Киньткты, 19 — Жарылгас, 20 — Айсор, 21 — Северный Кызан, 22 — Северный Тасбас, 23 — Западный Тасбас, 24 — Тасбас, 25 — Долгинец, 26 — Северный Долгинец, 27 — Алатобе, 28 — Западный Кызан, 29 — Кызан-Акшимрау, 30 — Торлун-море, 31 — Западный Торлун, 32 — Торлун, 33 — Акмола, 34 — Кошак; 5 — линия сейсмического разреза

1 — boundaries of Buzachinsky arch; 2 — thrusts; 3 — strike-slip faults; 4 — platform anticlines (1 — Arman, 2 — Kalamaks, 3 — Karaturun-sea, 4 — Suyukty, 5 — Karaturun, 6 — Kultai, 7 — Buzachi-sea, 8 — Karazhanbas-sea, 9 — Karazhanbas, 10 — Zhalgiztobe, 11 — North Buzachi, 12 — Zhamanorpa, 13 — North Besoba, 14 — Akorpa, 15 — Zhalzak, 16 — Zhapalak, 17 — Besoba, 18 — Kinytkty, 19 — Zharylgas, 20 — Aisor, 21 — North Kyzan, 22 — North Tasbas, 23 — West Tasbas, 24 — Tasbas, 25 — Dolginets, 26 — North Dolginets, 27 — Alatobe, 28 — West Kyzan, 29 — Kyzan-Akshimrau, 30 — Torlun-sea, 31 — West Torlun, 32 — Torlun, 33 — Akmola, 34 — Koshak); 5 — line of seismic section

Целью данной работы было изучение тектонического строения юрско-палеогеновых отложений, слагающих платформенный чехол, а также подстилающих верхнепалеозой-триасовых толщ, морфологии и условий образования развитых в них складчатых и разрывных дислокаций. Основываясь на полученных результатах, предпринята попытка определить роль тектонического фактора в формировании скоплений нефти и газа в пределах Бузачинского свода, объяснить закономерности их пространственного распространения и, тем самым, решить некоторые нефтегеологические вопросы.

В основу исследований положены материалы глубокого и структурно-картировочного бурения, геологической съемки, сейсморазведки, данные о строении месторождений, геохимии нефти и рассеянного ОВ. Выполнены необходимые структурные и палеотектонические построения.

Результаты исследований

Основные структуры платформенного чехла п-ова Бузачи — одноименный свод и располагающийся южнее Южно-Бузачинский прогиб. Осложняющие их локальные поднятия сгруппированы в

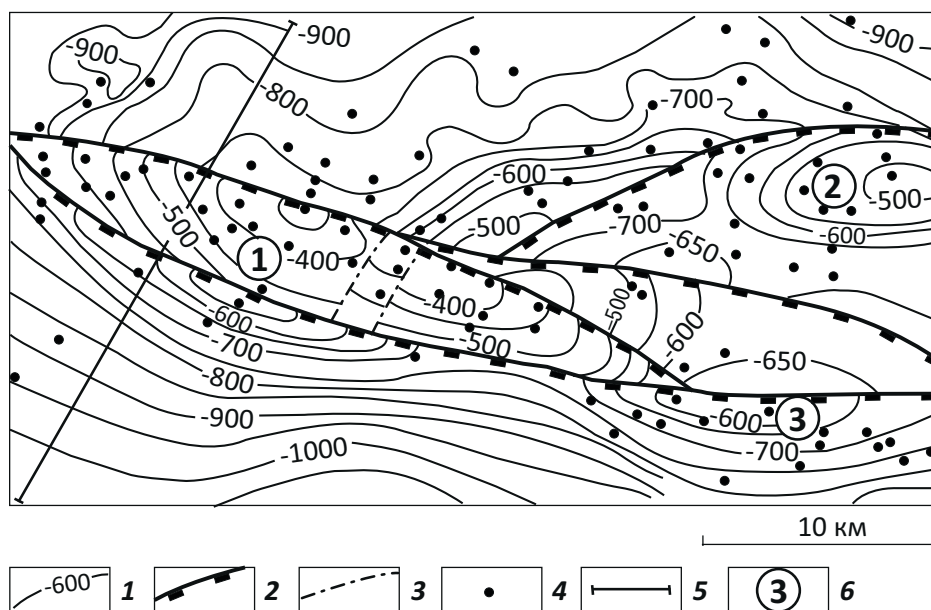
несколько субширотных антиклинальных линий, примыкающих с юга к надвигам (рис. 3). Рассмотрим более подробно особенности строения дислокаций на примере наиболее изученных структур.

Локальное поднятие Каражанбас (см. рис. 3) представляет собой полуантиклиналь, примыкающую с юга к крупному разрывному нарушению, которое рассекает центральную часть Бузачинского свода. Надвиг выгнут к северо-северо-востоку. Ядро складки сложено нижнеальбскими породами и обрамлено среднеальбскими отложениями. В своде юрские отложения полностью уничтожены эрозией в преднеокомское время, а мощность меловых образований значительно сокращена. В лежащем блоке скачкообразно увеличиваются мощность и стратиграфическая полнота разреза (рис. 4, 5). Подобная ситуация имеет место и на всех других структурах.

По подошве юры размеры складки 28×6 км, амплитуда 200 м, вертикальное смещение по контролируемому надвигу достигает 300 м. Вверх по разрезу амплитуда смещения уменьшается, составляя по подошве неокомских отложений 160 м, аптских 120 м, альбских 100 м.

Рис. 4. Структурная карта по подошве юрских отложений (антиклинали Каражанбас и Северные Бузачи)

Fig. 4. Depth map over the Jurassic Bottom covering (Karazhanbas and North Buzachi anticlines)

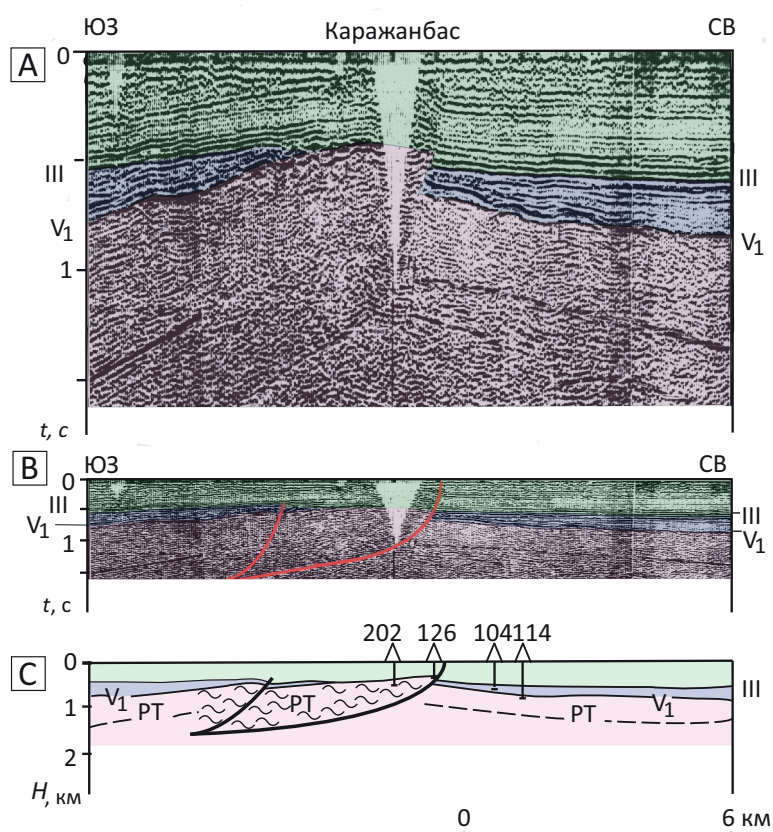


1 — стратозиогипсы, м; 2 — надвиги; 3 — сдвиги; 4 — скважины; 5 — линия сейсмического разреза (см. рис. 5); 6 — антиклинали (1 — Каражанбас, 2 — Северные Бузачи, 3 — Жалгизтобе)

1 — structure contour, m; 2 — thrust; 3 — strike-slip fault; 4 — well; 5 — line of seismic section (see Fig. 5); 6 — anticlines (1 — Karazhanbas, 2 — North Buzachi, 3 — Zhalgiztobe)

Рис. 5. Сейсмический временной (А, В) и сейсмогеологический (С) разрез через антиклиналь Каражанбас

Fig. 5. Seismic time section (A, B) and geoseismic section (C) across Karazhanbas anticline



1 — основные и второстепенные отражающие горизонты (III — подошва мела, V₁ — подошва юры); 2 — надвиги; 3 — участки интенсивно дислоцированных отложений пермотриаса; 4 — скважины.

На разрезе А вертикальный масштаб «растянут» относительно горизонтального примерно в 3,5 раза; на разрезах В и С отношение масштабов 1:1

1 — primary and secondary reflectors (III — Cretaceous Bottom, V₁ — Jurassic Bottom); 2 — thrust; 3 — areas of highly faulted and folded Permian-Triassic deposits; 4 — well.

Vertical scale in the A section is “expanded” by approximately 3.5 relative to the horizontal one; in B and C sections the scales are equal

Часть южного крыла поднятия Каражанбас взброшена относительно северной, вертикальная составляющая амплитуды смещения по подошве юрских отложений 50–60 м. Тектонические нарушения разрывают консолидированные отложения юры и мела и погребены под рыхлыми четвертичными осадками. Поверхности надвигов наклонены к югу и заметно выполаживаются в доюрской части разреза (см. рис. 5).

Свод поднятия рассечен еще несколькими малоамплитудными разрывами, не достигающими, однако, до дневной поверхности. Отложения перм-триаса во фронтальной части надвига интенсивно перематы, брекчированы. В керне часто встречаются субгоризонтальные зеркала скольжения.

Несмотря на очевидное наклонное падение разрывов как на данной площади, так и на многих других поднятиях п-ова Бузачи достоверно установить их пересечение скважинами очень трудно. Причиной этому является: континентальный генезис юрских и триасовых отложений и невыразительная электрокаротажная характеристика разреза, фрагментарность выноса керна, а для доюрской части разреза положение усугубляется еще и высокой дислоцированностью пород.

Северо-восточнее расположена асимметричная принадвиговая антиклиналь Северные Бузачи (см. рис. 3). Размер ее 20 × 6 км, амплитуда поднятия по подошве юрских отложений 150 м. В рельефе дневной поверхности в своде поднятия сформирована эрозионная депрессия, заполненная четвертичными осадками мощностью 35–40 м. Под ними залегают нижнеальбские породы с последовательным появлением на крыльях складки средне-верхнеальбских отложений.

Южнее антиклинали Северные Бузачи расположено поднятие Жалгизтобе (см. рис. 4), прилегающее к фронту надвига. Размеры складки 16 × 3 км, амплитуда по подошве юры 100 м. Южное ее крыло осложнено встречным надвигом, поверхность которого наклонена на север (рис. 6).

В центре Бузачинского свода находится крупная (40 × 10 км, амплитуда 800 м) антиклиналь Жаманорпа (см. рис. 3). Северное крыло очень короткое, оборвано надвигом с амплитудой по подошве юрских отложений 800 м, южное — более широкое и пологое с углами падения слоев 3–5° (рис. 7).

Юрские отложения в своде поднятия были практически уничтожены преднеокомским размывом, но к северу от надвига эти отложения значительной мощности неравномерно появляются в разрезе (рис. 8). Сокращена в своде и мощность меловых отложений, залегающих под рыхлыми четвертичными супесями и суглинками. В ядре складки находятся породы альбского возраста, обрамленные по периферии отложениями сеномана и сенона — турона.

Угол наклона фронтального надвига в платформенных отложениях составляет 75–80°, в то

время как в доюрской части разреза происходит его резкое выполаживание с переходом в субгоризонтальный срыв. Поверхность надвига вскрыта скв. 12: под 700-м толщей пестроцветных алевролитов и аргиллитов нижнего — среднего триаса залегают сероцветные отложения среднего — верхнего триаса мощностью 940 м. Ниже вновь обнаруживаются пестроцветные отложения, аналогичные вскрытым в верхней части разреза [2]. Отложения триаса дислоцированы. Углы падения слоев, замеренные в керне, изменяются от 5° до вертикальных, максимальные значения приходятся на среднюю толщу.

Следствием высокой дислоцированности отложений пермтриаса во фронтальной части тектонической пластины является отсутствие на сейсмических разрезах этого участка даже непротяженных ОГ.

На южное пологое крыло антиклинали Жаманорпа взброшена северная часть северо-бесобинской складки.

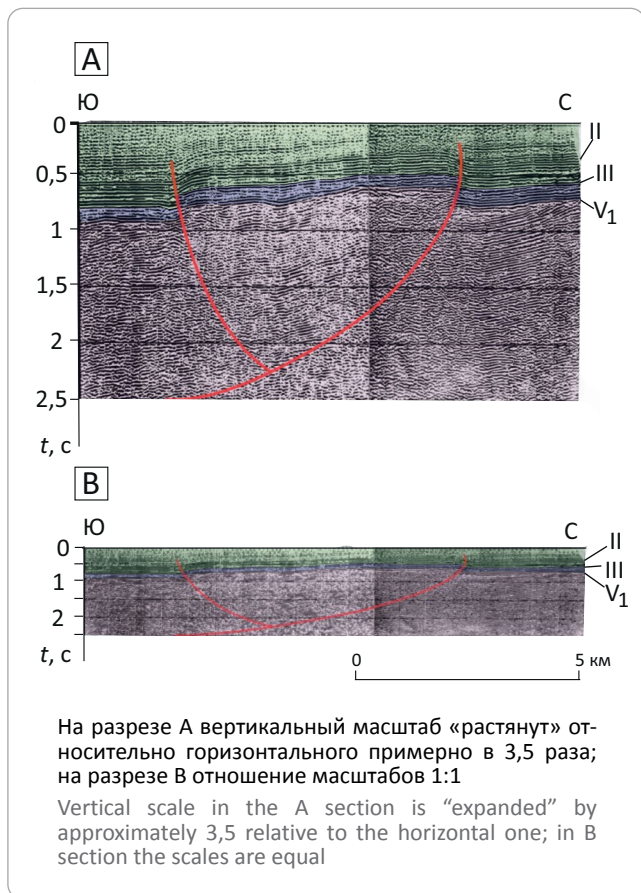
В северной части Бузачинского свода располагается антиклинальная зона Каламкас (рис. 9). На более крупной (33 × 6 км, амплитуда 250 м) здесь является одноименная складка (см. рис. 3). Как и у всех предыдущих структур, более пологим является южное крыло, а северное оборвано надвигом, но верхний стратиграфический диапазон его проникновения ограничивается юрскими отложениями (рис. 10, северная часть). Структура разбита сдвигами северо-восточной ориентации.

В состав антиклинали Каламкас входят также поднятия Арман, Каратурун-море и Суюкты.

Как показал анализ материалов высокоточной аэромагнитной съемки [1], граница Северо-Устьюртского докембрийского массива и Прикаспийской впадины на данном участке проходит непосредственно под антиклинальной зоной Каламкас. Приведенные выше сведения указывают на надвиговой характер границы этих крупных тектонических элементов, как и в зоне сочленения с кряжем Карпинского и его морским продолжением [1, 8–10].

Близкое строение имеют дислокации Южно-Бузачинского прогиба. Важно отметить, что в его пределах имеются и другого рода доказательства горизонтальных перемещений, в частности тектонического сближения разнофациальных отложений триаса. Так, в скв. Западный Торлун-1 в интервале глубин 1448–2046 м вскрыт морской сероцветный карбонатно-терригенный комплекс среднего триаса центрально-мангышлакского типа, надвинутый на однообразные континентальные и прибрежно-морские пестроцветные образования, характерные для разрезов Бузачинского свода. Кроме того, в интервале 2043–2046 м обнаружен пласт тектонической брекчии, состоящей из щебневидных, реже округло-угловатых обломков глинистых пород как сероцветной толщи (отложения аллохтона), так и подстилающих пестроцветных отложений триаса.

Рис. 6. Антиклиналь Жалгизтобе
Fig. 6. Zhalgiztobe anticline

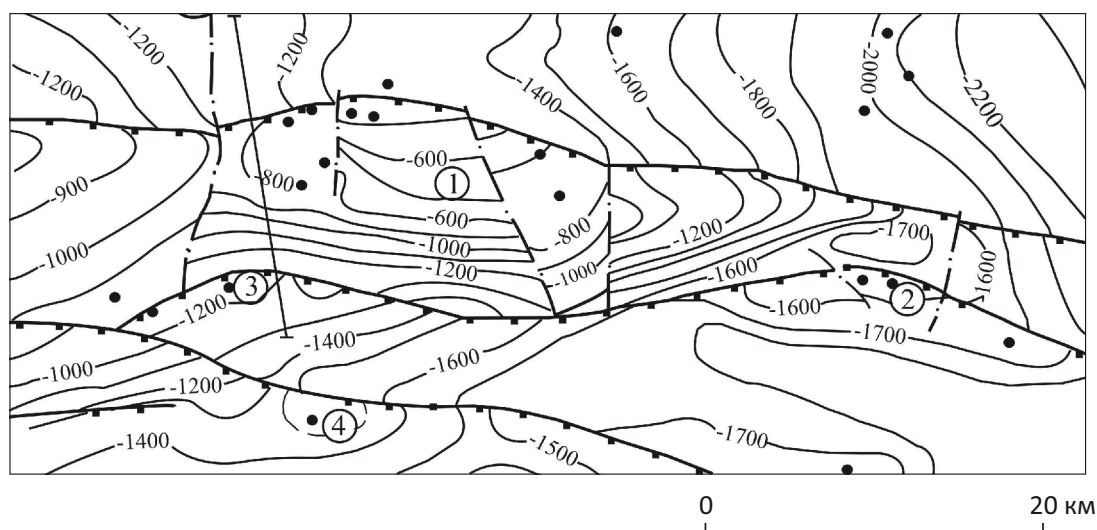


Обсуждение результатов структурного анализа

Изучение платформенных антиклиналей п-ова Бузачи позволило установить ряд закономерностей не только их морфологии, но и площадного размещения. Антиклинальные поднятия имеют линейную или брахиантиклинальную формы. Северные их крылья короткие, более крутые, чем южные, оборваны высокоамплитудными надвигами с углами наклона сместителей 45–80°. С глубиной происходит быстрое выполаживание поверхностей разрывов с переходом в субгоризонтальное положение с образованием серии тектонических чешуй и пластин. Отложения пермотриаса во фронтальных их частях интенсивно дислоцированы, образуя линейные складчатые системы, в перекрывающем платформенном чехле им отвечают асимметричные антиклинали.

Особенности строения и закономерности площадного распространения складчато-надвиговых дислокаций со всей очевидностью указывают на их формирование в обстановке латерального сжатия, ориентированного в северном направлении. Время образования дислокаций связано с концом триасового периода — моментом становления Центрально-Мангышлакской раннекимерийской складчатой зоны [7], северная граница которой трассируется по линии Каражанбас – Жаманорпа – Кызан. Мощная алевролитово-аргиллитовая толща пермотриаса, обладавшая достаточно высокой пластичностью, расслоена на ряд тектонических пластин и сорвана по поверхности более жестких терригенно-кар-

Рис. 7. Структурная карта по подошве юрских отложений (антиклиналь Жаманорпа)
Fig. 7. Depth map over the Jurassic Bottom covering (Zhamanorpa anticline)



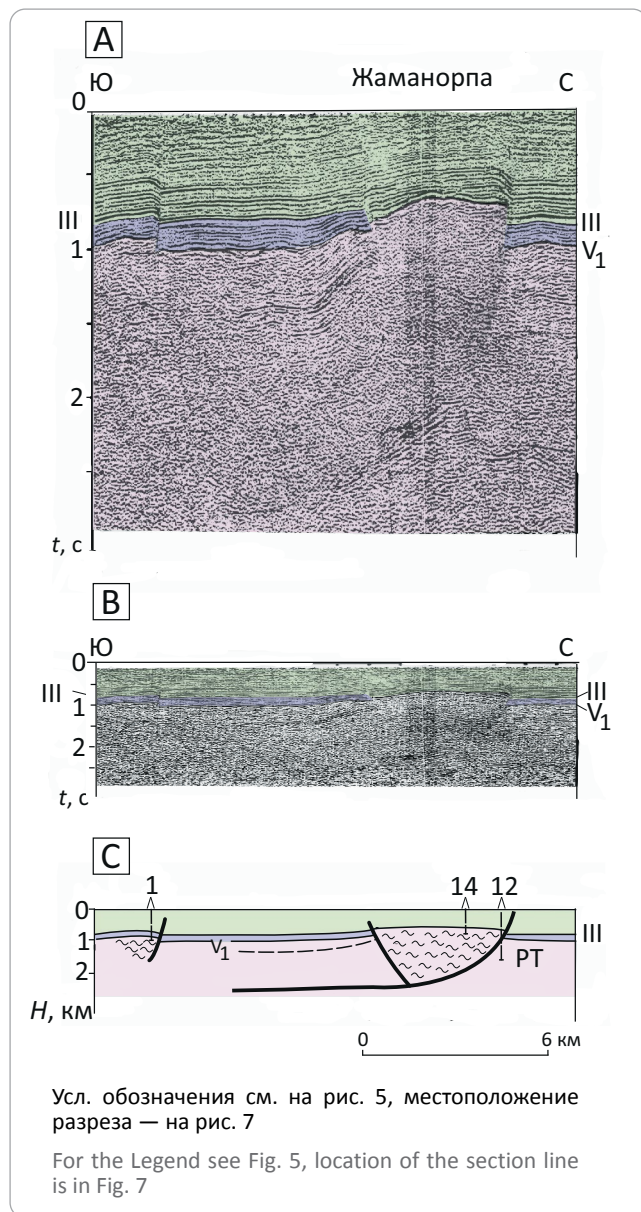
Антиклинали: 1 — Жаманорпа, 2 — Акорпа, 3 — Северная Бесоба, 4 — Бесоба.
Усл. обозначения см. на рис. 4

Anticlines: 1 — Zhamanorpa, 2 — Akorpa, 3 — North Besoba, 4 — Besoba.
For the Legend see Fig. 4



Рис. 8. Сейсмический временной (А, В) и сейсмогеологический (С) разрезы через антиклиналь Жаманорпа

Fig. 8. Seismic time section (A, B) and geoseismic section (C) across Zhamanorpa anticline



бонатных каменноугольно-нижнепермских пород, имеющих по данным сейсморазведки свой, отличный от вышележащих комплексов, структурный план, и шарьирована на разновозрастные образования Северо-Устьюртского докембрийского массива, послужившие своеобразным блоком-упором.

Основная концентрация тангенциальных напряжений приурочена к фронтальным участкам тектонических пластин, где происходила трансформация горизонтальных смещений в вертикальные, что привело к интенсивным деформациям отложений пермотриаса и образованию листрических надвигов. Следствием этих процессов является и повышенная плотность пород (2,6–2,7 г/см³), близкая плотности пород разновозрастного каратауского комплекса Горного Мангышлака (2,65–2,75 г/см³).

С внешней стороны Каражанбас-Жаманорпинско-Кызанской структурной зоны проявление сил бокового сжатия заметно ослабевает, но и здесь можно видеть отражение латерального стресса в структуре осадочного чехла. Примером может служить антиклинальная зона Каламкас, расположенная на 40 км севернее. Горизонтальные подвижки периодически возобновлялись и на платформенном этапе, но в меньшем масштабе, что привело к развитию в чехле платформы описанных выше дислокаций.

В результате образовалась эшелонированная система складчато-надвиговых дислокаций субширотной ориентации, гребень каждой из которых погружается в южном направлении в сторону Южно-Бузачинского прогиба. При этом фронтальная часть каждой из более южных линий является взброшенной по отношению к соседней северной с вертикальной амплитудой смещения до 300 м (см. рис. 10).

Детальный палеотектонический анализ свидетельствует о том, что платформенные складчато-надвиговые дислокации развивались в обстановке периодически повторяющегося горизонтального сжатия. Основные моменты возобновления подвижек по надвигам приходятся на преднеокомское, преддатское и предпалеоценовое время, когда территория поднималась выше уровня моря, что сопровождалось размывом накопившихся ранее отложений. Наиболее масштабно размыв проявлялся в сводах растущих антиклиналей.

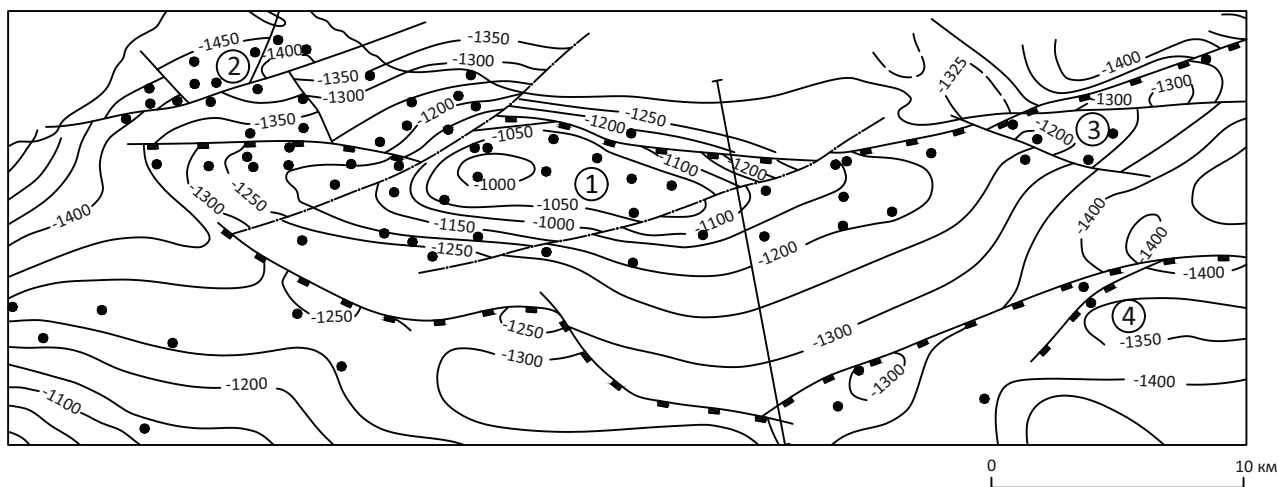
Один из наиболее значительных перерывов в осадконакоплении на западе Туранской плиты приходится на предсреднемиоценовое время. Отсутствие на большей части п-ова Бузачи нижнемиоценовых и перекрывающих их отложений не позволяет дать обоснованную оценку важности этих движений в формировании структур горизонтального сжатия в его пределах. Однако, учитывая их региональную природу, можно предположить проявление складкообразовательных движений и в пределах рассматриваемого региона. Отражение большинства фронтальных поднятий в современном ландшафте подтверждает их современную активность.

Многие из рассмотренных структур содержат крупные скопления УВ, в том числе высоковязкой нефти, локализованные в юрско-меловых отложениях. И несмотря на крайне неблагоприятные условия для их сохранности (малые глубины залегания, отсутствие надежных покровов, выход разрывов на дневную поверхность) полного разрушения залежей не произошло. Это говорит о том, что надвиги являются слабыми проводниками флюидов, играя в основном роль экранов. Подтверждается это и особенностями строения месторождений, где многие залежи являются тектонически экранированными.

Таким образом, морфологические особенности платформенных антиклиналей п-ова Бузачи, приу-

Рис. 9. Структурная карта по подошве юрских отложений (антиклинальная зона Каламкас)

Fig. 9. Depth map over the Jurassic Bottom covering (Kalamkas anticline zone)

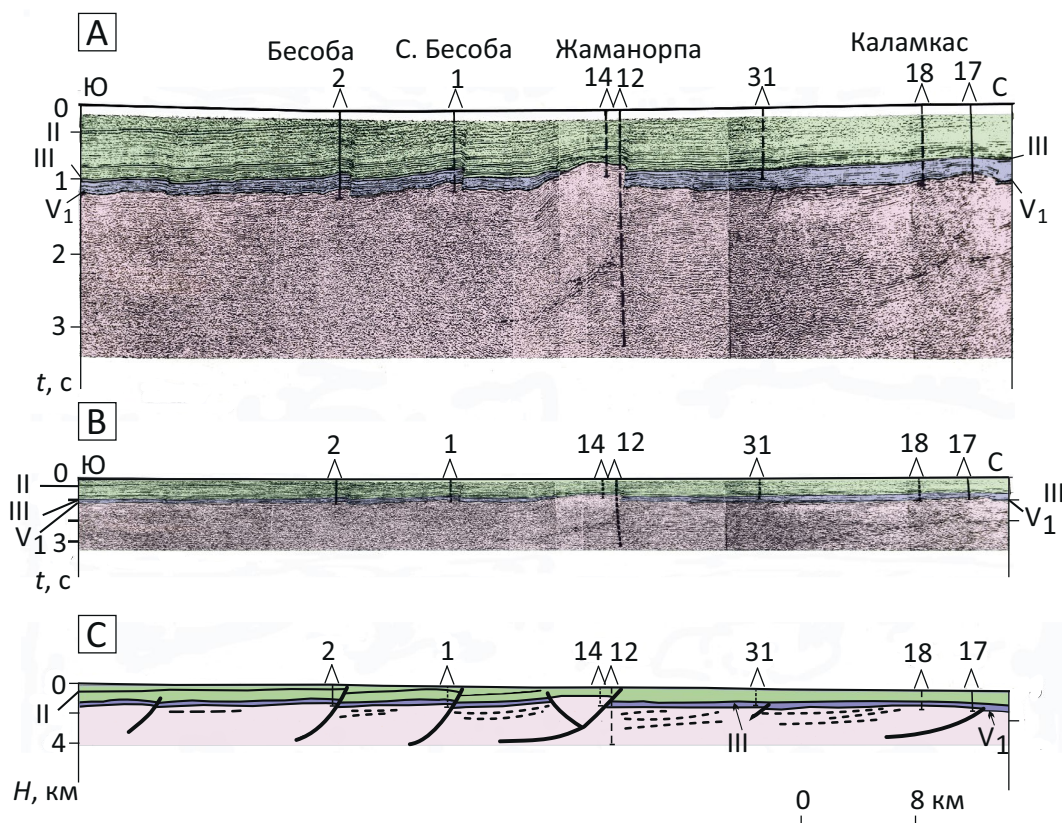


Усл. обозначения см. на рис. 4

For the Legend see Fig. 4

Рис. 10. Сейсмический временной (А, В) и сейсмогеологический (С) разрезы, иллюстрирующие принагвигную природу бузачинских антиклиналей

Fig. 10. Seismic time section (A, B) and geoseismic section (C) showing the near-thrust origin of the Buzachinsky anticlines



Усл. обозначения см. на рис. 5, местоположение линии разреза на рис. 3

For the Legend see Fig. 5; location of the section line is in Fig. 3

роченность к фронтальным частям надвигов свидетельствуют об их генетической взаимосвязи и формировании в обстановке тангенциального сжатия. При этом на первом этапе происходит тектоническое расслоение осадочного чехла с образованием пологих срывов и литопластин. Трансформация горизонтальных перемещений пород в вертикальные в лобовых частях последних ведет к образованию листрических разломов — крутых в верхней части разреза и пологих на глубине. В условиях возрастающего бокового сжатия могут формироваться мощные зоны принадвигового смятия.

Условия формирования и перспективы открытия новых скоплений УВ

Анализ истории геологического развития Бузачинского региона свидетельствует о том, что юрско-меловые отложения в силу их малой глубины залегания никогда не находились в термобарических условиях, отвечающих главной зоне нефтегазообразования [11]. Соответственно, выявленные в них скопления нефти и газа эпигенетичны вмещающим отложениям. Детальные геохимические исследования [12] указывают на то, что бузачинская нефть является производной от ОВ морского типа, претерпевшей потерю легких фракций и окисление. Следовательно, она могла быть сгенерирована либо одновозрастными отложениями смежных депрессий, либо поступила из более глубокозалегающих комплексов пород, или же за счет обоих источников. Однако юрские продуктивные отложения преимущественно континентального генезиса, отличающиеся к тому же большой литолого-фациальной изменчивостью, вряд ли могли быть источником столь значительных по запасам уже разведанных месторождений п-ова Бузачи. Подстилающие отложения триаса и палеозоя и содержащееся в них ОВ претерпели существенные постседиментационные преобразования, достигающие стадий глубокого метабенеза — верхнего апокатагенеза [13], были дислоцированы и подверглись глубокому размыву в предъюрское время. Соответственно, если они и генерировали УВ, то их скопления должны были быть разрушены еще до накопления юрско-меловых отложений. В связи с этим можно полагать, что скопления нефти и газа в платформенном чехле, а также отдельные слабые нефтегазопоявления в доюрском разрезе [11, 14] носят вторичный характер.

Микроскопическое изучение палеозойского кернового материала скв. Северные Бузачи-Г-7 показало [15], что во всех исследованных образцах присутствуют следы миграции вторичных флюидов. В трещинах ранней генерации и стилолитах находится окисленный метаморфизованный флюид черного цвета со следами ореолов рассеивания в прилегающих участках породы. В более поздних трещинах присутствует высокоподвижный флюид УВ-состава, свободно мигрирующий в пределах шлифа по трещинам и открывшимся при шлифовке порам. Распределение его в породах неравномерное

и соответствует емкостным возможностям каждого конкретного участка. Основная масса сосредоточена в трещинах поздней генерации, что свидетельствует о недавней миграции УВ через эти породы.

Обнаружение в юрско-меловых нефтях Бузачинского свода палеозойских спорово-пыльцевых комплексов при отсутствии таковых во вмещающих нефть породах [16, 17] указывает на то, что они могли быть захвачены УВ-флюидами в процессе миграции из палеозойских отложений.

Заслуживают внимания результаты специальных геохимических исследований нефтей, выполненных в свое время В.И. Кордус (1976), они показали, что нефти Мангышлака и Северного Устьурта, с одной стороны, и Бузачинского свода — с другой, имеют различный генезис. При этом установлено, что нефти последнего идентичны по УВ-составу нефтям юга Прикаспийской впадины.

В предыдущих работах [11, 18] авторами статьи было высказано мнение, поддержанное позже и другими исследователями [14, 19, 20], что бузачинская нефть имеет тот же источник, что и нефти Прикаспия. Учитывая тектоническую позицию Бузачинского свода, можно допустить формирование его месторождений в результате латерально-ступенчатой миграции УВ в южном направлении из более глубокозалегающих толщ Прикаспийской синеклизы в южном направлении. Такой механизм более реален, если учесть покровно-надвиговый характер сочленения этих гетерогенных структур [1, 2]. Далекой латеральной миграции УВ на юг препятствовали многочисленные надвиги с южным падением сместителей и приуроченные к их фронтальным частям мощные зоны смятия пермотриасового комплекса. Все это могло стать причиной заполнения УВ прежде всего северных дислокаций свода и удовлетворительно объясняет отсутствие скоплений нефти и газа в более южных его районах.

В пределах п-ова Бузачи известно большое число небольших грязевых вулканов, сопков, сальз [21], приуроченных, как показывают исследования авторов статьи, к сдвигам, осложняющим фронтальные складки. Вполне вероятно, что в условиях горизонтального сжатия перемещающиеся в разрезе флюиды используют их в качестве каналов миграции. Подтверждается это и известными случаями повышения температур, газонасыщенности нефтей при одновременном уменьшении их вязкости в скважинах, попадающих в зоны сдвигов, а также данными геохимических исследований скважинных материалов, фиксирующими УВ-аномалии в приповерхностных горизонтах [11].

Переходя к рассмотрению перспектив обнаружения новых скоплений нефти и газа в пределах Бузачинской зоны нефтегазоаккумуляции, отметим, что вероятность открытия существенных по запасам залежей в хорошо изученном платформенном чехле крайне низка. Очевидно, что в нем могут быть обнаружены незначительные по запасам скопления

в неантиклинальных ловушках, прежде всего в прибрежно-морских и континентальных юрских отложениях. Исключением может стать относительно слабо исследованная прилегающая с севера к п-ову Бузачи зона предельного мелководья с глубинами моря до 2 м. Здесь же могут быть продуктивны не только юрско-меловые, но и более древние отложения [18, 14, 22]. Детальный литологический анализ доверхнепермских отложений, вскрытых глубокими скважинами на севере п-ова Бузачи, указывает на присутствие в разрезе биоморфных известняков, содержащих многочисленные остатки рифостроющих организмов, а также грубообломочных отложений предрифовых шлейфов [23]. По аналогии со смежными районами Прикаспийской впадины [24] здесь можно ожидать обнаружение биогермных построек, содержащих скопления нефти и газа. Несомненно эта зона может в перспективе стать важным объектом для постановки детальных сейсморазведочных работ с последующим бурением глубоких скважин.

Выводы

Локальные поднятия платформенного чехла Бузачинской зоны нефтегазонакопления, содержащие в ряде случаев крупные скопления УВ, сформированы в обстановке периодически происходившего тангенциального сжатия. В плане они совпадают с фронтальными частями тектонических чешуй и пологих надвигов в триас-палеозойском комплексе пород, претерпевшем интенсивную складчатость в предъюрское время. Морфология платформенных и доплитных дислокаций резко различна: как правило юрско-меловым антиклиналям в подстилающих отложениях отвечают участки мощного смятия пород лобовых частей тектонических пластин. Этот факт не позволяет использовать структурный план платформенного чехла при определении местоположения скважин, бурящихся на пермотриасовый комплекс и тем более, на палеозойский.

Интенсивная дислоцированность пермотриасовых терригенных отложений во фронтальных

частях тектонических пластин привела к их значительному уплотнению с потерей первоначальных коллекторских свойств. Открытие скоплений нефти и газа в таких зонах маловероятно. Обратная ситуация может наблюдаться в случае присутствия в разрезе мощных карбонатных толщ: их деформация во фронтальных частях тектонических пластин и надвигов сопровождается формированием массивных резервуаров нефти и газа, как это имеет место, например, в триасовых отложениях Южного Мангышлака [25].

Залежи нефти и газа юрско-меловых отложений эпигенетичны вмещающим отложениям и образовались в результате ступенчатой (латерально-вертикальной) миграции из прилегающих с севера к Бузачинскому своду глубоководных зон Прикаспийской синеклизы. Надвиги и мощные зоны принадвигового смятия в доюрских отложениях были серьезными препятствиями на пути латеральных миграционных потоков флюидов Прикаспия, в результате чего скопления нефти и газа были локализованы в ловушках северной части свода, а в более южных его районах они оказались «пустыми». Главным барьером для мигрирующих на юг УВ послужила северная граница Центрально-Мангышлакской раннекиммерийской складчатой зоны, трассирующаяся по линии Каражанбас – Жаманорпа – Кызан.

Основные перспективы обнаружения новых скоплений нефти и газа связаны с северной прибрежной зоной п-ова Бузачи, где продуктивными могут оказаться не только отложения мезозоя, но и палеозоя.

Изложенные в статье результаты могут представлять интерес при решении вопросов формирования скоплений нефти и газа в пределах восточного и южного обрамлений Прикаспийской синеклизы, например, Северный Каспий, кряж Карпинского и другие регионы с развитием складчато-надвиговых дислокаций.

Литература

1. Попков В.И., Калинин М.И., Сейфулин Ш.М. Глубинное строение запада Туранской плиты // Доклады АН СССР. – 1985. – Т. 284. – № 41. – С. 939–943.
2. Хаин В.Е., Богданов Н.А., Попков В.И., Чехович П.А. Тектоника дна Каспийского моря // Геология регионов Каспийского и Аральского морей. Алматы: «КазГЕО». – 2004. – С. 58–78.
3. Хаин В.Е., Попков В.И., Юдин В.В. Палеогеодинамика южного обрамления Восточно-Европейского кратона // Вестник Московского Университета. Серия 4. Геология. – 2010. – № 2. – С. 3–9.
4. Попков В.И., Попков И.В. Структура фундамента Мангышлака и Устьурта по геофизическим данным // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов Академии наук республика Башкортостан. – 2020. – № 27. – С. 52–57.
5. Akhmedbeyli F.S., Berlin Yu.M., Bogdanov N.A., Chekhovich P.A., Gadzhiyev A.N., Gassemi M., Guliev I.S., Ismailzadeh A.J., Kengerli T.N., Khain V.Ye., Korobanov V.V., Koronovsky N.V., Kostyuchenko S.L., Levin L.E., Mamedov A.V., Marina M.M., Mirsoev D.A., Odekov O.A., Pilifosov V.M., Pirbudagov V.M., Popkov V.I., Shlygin D.A., Volchegursky L.F., Votsalevsky E.S., Zakhidov A.U. International tectonic map of the Caspian sea region. Scale 1: 2 500 000. – Explanatory Notes. – Moscow : Nauchniy Mir, 2006. – 104 p.
6. Сенин Б.В., Керимов В.Ю., Леончик М.И., Серикова У.С. Углеводородные ресурсы территорий и акваторий Черноморско-Каспийского региона // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2023. – № 1. – С. 16–30.
7. Попков В.И. Тектоника доюрского осадочного комплекса запада Туранской плиты // Геотектоника. – 1986. – № 4. – С. 106–116.

8. Куницына И.В., Дердуга А.В., Никишин А.М., Короткова М.А. Тектоническое строение и история развития палеозойского комплекса Северного Каспия // Геология нефти и газа. – 2020. – № 3. – С. 11–17. DOI:10.31087/0016-7894-2020-3-11-18.
9. Анисимов Л.А. Характер дислокаций в плитном комплексе Скифско-Туранской платформы // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2023. – Вып. 109. – С. 30–41. DOI: 10.24412/1997-8316-2023-109-30-41.
10. Куницына И.В., Никишин А.М., Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Костенко О.В. Тектоностратиграфия и история геологического развития Северо-Каспийской складчато-надвиговой зоны // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2022. – № 5. – С. 35–46. DOI: 10.33623/0579-9406-2022-5-35-46.
11. Попков В.И., Письменная О.В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доюрских отложений Каражанбасской антиклинальной зоны и сопредельных территорий. – Актау: Союз научно-инженерных нефтегазовых обществ Казахстана, 1992. – 82 с.
12. Воцалевский Э.С., Шлыгин Д.А. Нефтегазовые системы осадочных бассейнов Казахстанского сектора Каспийского моря // Геология Казахстана. – 2004. – № 3. – С. 330–342.
13. Аммосов И.И., Гречишников Н.П., Горшков В.И., Волкова Т.П. Палеогеотермия и нефтеносность. – М.: Наука, 1982. – 108 с.
14. Пронин А.П., Шестоперова Л.В., Мунара А. Перспективы нефтегазоносности доюрских отложений северного склона Бузачинского поднятия // Нефть и газ. – 2021. – Т. 125. – № 5. – С. 34–45. DOI:10.37878/2708-0080/2021-5.02.
15. Грибков В.В., Калугин А.К., Аристаров М.Г., Беликова А.Р., Тамаров А.И. Перспективы нефтегазоносности доюрских отложений п-ова Бузачи и Северного Устюрта // Геология нефти и газа. – 1981. – № 5. – С. 35–40.
16. Багдасарян Л.Л. Микроорганические остатки в нефтях полуострова Бузачи // Тр. ВНИГРИ. – Вып. 384. – Л.: 1976. – С. 67–71.
17. Виноградова К.В., Цатурова А.А. Палиностратиграфия и палеогеография доюрских отложений Западного Казахстана (п-ов Бузачи) // Палинология в биостратиграфии, палеоэкологии и палеогеографии. Тезисы докладов 8-й Всероссийской палинологической конференции. М., 1996. – С. 28–29.
18. Попков В.И., Рабинович А.А., Досмухамбетова Г.Д. Геологические предпосылки проведения геологоразведочных работ в северной части п-ова Бузачи // Геология нефти и газа. – 1991. – № 2. – С. 2–7.
19. Остроухов С.Б., Крашакова А.В., Бочкарев А.В. Концепция формирования залежей углеводородов Северного Каспия в юрско-меловом комплексе отложений // Геология и разработка месторождений Нижнего Поволжья и Северного Каспия. Труды «ВолгоградНИПИморнефть». Вып. 70. – Волгоград, 2011. – С. 72–87.
20. Куандыков Б.М., Турков О.С., Шестоперова Л.В. Геологическое строение и оценка углеводородного потенциала северо-восточного сегмента Каспийского моря (в пределах Казахстана) // Геология регионов Каспийского и Аральского морей. Алматы: «КазГео», 2004. – С. 224–236.
21. Грибков В.В., Нурманов А.М., Токарев В.П. Грязевые сопки — новый поисковый признак на нефть и газ в Западном Казахстане // Геология нефти и газа. – 1975. – № 1. – С. 21–25.
22. Попков В.И., Попков И.В. Доверхнепермские отложения полуострова Бузачи и перспективы их нефтегазоносности // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. – 2021. – Т. 40. – № 3. – С. 5–15. DOI: 10.24412/1728-5283-2021-3-5-15.
23. Попков В.И., Попков И.В. Перспективы обнаружения биогермных построек в доверхнепермских отложениях северной части полуострова Бузачи и прилегающей акватории Каспийского моря // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021. – Т. 16. – № 2. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2023/16_2023.html (дата обращения: 07.12.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/11_2021.
24. Ажгалиев Д.К., Коврижных П.Н., Шагиров Б.Б., Каримов С.Г. Особенности строения и развития карбонатов в палеозое южного обрамления Прикаспийского бассейна // Известия УГГУ. – 2018. – Вып. 3. – № 51. – С. 73–82. DOI: 10.21440/2307-2091-2018-3-73-82.
25. Попков В.И., Попков И.В. Ловушки углеводородов в триасовых отложениях Скифско-Туранской платформы в районах развития складчато-надвиговых дислокаций // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2023. – Т. 18. – № 3. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2023/25_2023.html (дата обращения: 07.12.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/25_2023.

References

1. Popkov V.I., Kalinin M.I., Seifulin Sh.M. Glubinnoe stroenie zapada Turanskoi plity [Deep structure of the west of the Turan plate]. *Doklady AN SSSR*. 1985;284(41):939–943. In Russ.
2. Khain V.E., Bogdanov N.A., Popkov V.I., Chekhovich P.A. Tektonika dna Kaspiiskogo morya [Tectonics of the Caspian Sea bottom]. *Geologiya regionov Kaspiiskogo i Aral'skogo morei*. Almaty: "KazGEO"; 2004. pp. 58–78. In Russ.
3. Khain V.E., Popkov V.I., Yudin V.V. Paleogeodinamika yuzhnogo obramleniya Vostochno-Evropeiskogo kratona [Paleogeodynamics of the southern rim of the Eastern European Craton]. *Vestnik Moskovskogo Universiteta. Seriya 4. Geologiya*. 2010;(2):3–9. In Russ.
4. Popkov V.I., Popkov I.V. Struktura fundamenta Mangyshlaka i Ustyurta po geofizicheskim dannym [Basement structure of Mangyshlak and Ustyurt according to geophysical data]. *Geologiya. Izvestiya Otdeleniya nauk o Zemle i prirodnkh resursov Akademii nauk respublika Bashkortostan*. 2020;(27):52–57. In Russ.
5. Akhmedbeyli F.S., Berlin Yu.M., Bogdanov N.A., Chekhovich P.A., Gadzhiyev A.N., Gassemi M., Guliev I.S., Ismailzadeh A.J., Kengerli T.N., Khain V.Ye., Korobanov V.V., Koronovsky N.V., Kostyuchenko S.L., Levin L.E., Mamedov A.V., Marina M.M., Mirsoev D.A., Odekov O.A., Pilifosov V.M., Pirbudagov V.M., Popkov V.I., Shlygin D.A., Volchegursky L.F., Votsalevsky E.S., Zakhidov A.U. International tectonic map of the Caspian sea region. Scale 1: 2 500 000. Explanatory Notes. Moscow: Nauchniy Mir; 2006. 104 p.
6. Senin B.V., Kerimov V.Yu., Leonchik M.I., Serikova U.S. Onshore and offshore hydrocarbon resources of the Black sea-Caspian region. *Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie*. 2023;(1):16–30. In Russ.

7. Popkov V.I. Tektonika doyurskogo osadochnogo kompleksa zapada Turanskoi plity [Tectonics of the Pre-Jurassic Sedimentary Complex of the West of the Turan Plate]. *Geotektonika*. 1986;(4):106–116. In Russ.
8. Kunitsyna I.V., Derduga A.V., Nikishin A.M., Korotkova M.A. Tectonic framework and history of Palaeozoic series evolution in Northern Caspian. *Geologiya nefi i gaza*. 2020;(3):11–18. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-3-11-18. In Russ.
9. Anisimov L.A. The nature of dislocations in the elite complex the Scythian-Turanian platform. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*. 2023;(109):30–41. DOI: 10.24412/1997-8316-2023-109-30-41. In Russ.
10. Kunitsyna I.V., Nikishin A.M., Malyshev N.A., Verzhbitskii V.E., Kostenko O.V. Tektonostratigrafiya i istoriya geologicheskogo razvitiya Severo-Kaspiiskoi skladchato-nadvigovoi zony [Tectonostratigraphy and history of the North Caspian fold-thrust zone geological development]. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 4. Geologiya*. 2022;(5):35–46. DOI: 10.33623/0579-9406-2022-5-35-46. In Russ.
11. Popkov V.I., Pis'mennaya O.V. Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti doyurskikh otlozhenii Karazhanbasskoi antiklinal'noi zony i sopredel'nykh territorii [Geological structure and prospects of oil and gas potential of the Pre-Jurassic deposits of the Karazhanbass anticline zone and adjacent territories]. Aktau: Soyuz nauchno-inzhenernykh neftegazovykh obshchestv Kazakhstana; 1992. 82 p. In Russ.
12. Votsalevskii E.S., Shlygin D.A. Neftegazovye sistemy osadochnykh basseinov Kazakhstanskogo sektora Kaspiiskogo morya [Oil and gas systems of sedimentary basins of the Caspian Sea Kazakh sector]. *Geologiya Kazakhstana*. 2004;(3):330–342. In Russ.
13. Ammosov I.I., Grechishnikov N.P., Gorshkov V.I., Volkova T.P. Paleogeotermya i neftenosnost' [Paleogeothermy and oil content]. Moscow: Nauka; 1982. 108 p. In Russ.
14. Pronin A.P., Shestoperova L.V., Munara A.M. Oil-and-gas potential of the pre-Jurassic deposits of the Northern slope of the Buzachinsky uplift. *Neft' i gaz*. 2021;(5):34–45. DOI: 10.37878/2708-0080/2021-5.02. In Russ.
15. Gribkov V.V., Kalugin A.K., Aristarov M.G., Belikova A.R., Tamarov A.I. Petroleum prospects of Prejurassic sediments on Buzachi Peninsula and in North Ustyurt. *Geologiya nefi i gaza*. 1981;(5):35–40. In Russ.
16. Bagdasaryan L.L. Mikroorganicheskie ostatki v neftyakh poluostrova Buzachi [Microorganic residues in the oils of the Buzachi Peninsula]. Tr. VNIGRI. Issue 384. Leningrad; 1976. pp. 67–71. In Russ.
17. Vinogradova K.V., Tsaturova A.A. Palinostratigrafiya i paleogeografiya doyurskikh otlozhenii Zapadnogo Kazakhstana (p-ov Buzachi) [Palinostratigraphy and paleogeography of the Pre-Jurassic deposits of Western Kazakhstan (Buzachi peninsula)]. *Palinologiya v biostratigrafii, paleoekologii i paleogeografii. Tezisy dokladov 8-i Vserossiiskoi palinologicheskoi konferentsii*. Moscow, 1996. pp. 28–29. In Russ.
18. Popkov V.I., Rabinovich A.A., Dosmukhambetova G.D. Geological premises for carrying out exploration in the northern part of the Buzachi Peninsula. *Geologiya nefi i gaza*. 1991;(2):2–7. In Russ.
19. Ostroukhov S.B., Krashakova A.V., Bochkarev A.V. Kontseptsiya formirovaniya zalezhei uglevodorodov Severnogo Kaspiya v yursko-melovom komplekse otlozhenii [The concept of formation of the Northern Caspian Sea hydrocarbon deposits in the Jurassic-Cretaceous complex of sediments]. *Geologiya i razrabotka mestorozhdenii Nizhnego Povolzh'ya i Severnogo Kaspiya. Trudy «VolgogradNIPImorneft'»*. Issue 70. Volgograd; 2011. pp. 72–87. In Russ.
20. Kuandykov B.M., Turkov O.S., Shestoperova L.V. Geologicheskoe stroenie i otsenka uglevodorodnogo potentsiala severo-vostochnogo segmenta Kaspiiskogo morya (v predelakh Kazakhstana) [Geological structure and assessment of the hydrocarbon potential of the Caspian Sea northeastern segment (within Kazakhstan)]. *Geologiya regionov Kaspiiskogo i Aral'skogo morei*. Almaty: "KazGeo"; 2004. pp. 224–236. In Russ.
21. Gribkov V.V., Nurmanov A.M., Tokarev V.P. Gryazevye sopki — novyi poiskovyi priznak na nefi' i gaz v Zapadnom Kazakhstane [Mud hills are a new search sign for oil and gas in Western Kazakhstan]. *Geologiya nefi i gaza*. 1975;(1):21–25. In Russ.
22. Popkov V.I., Popkov I.V. Pre-upper Permian deposits of the Buzachi peninsula and the prospects for their oil and gas potential. *Vestnik Akademii nauk Respubliki Bashkortostan*. 2021;40(3):5–15. DOI:10.24412/1728-5283-2021-3-5-15. In Russ.
23. Popkov V.I., Popkov I.V. Perspektivy obnaruzheniya biogermnykh postroek v doverkhnepermiskikh otlozheniyakh severnoy chasti poluostrova Buzachi i prilgayushchey akvatorii Kaspiyskogo morya [Biohermal structures exploration of the Pre Upper Permian sedimentary rocks of the northern part of the Buzachi Peninsula and the neighbouring shelf area of the Caspian Sea]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2021;16(2). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2023/16_2023.html (accessed 07.12.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/11_2021. In Russ.
24. Azhgaliev D.K., Kovrizhnykh P.N., Shagirov B.B., Karimov S.G. Structural features of carbonates and their development in the Paleozoic in the south margins of the Pre-Caspian basin. *Izvestiya UGGU*. 2018;3(51):73–82. DOI: 10.21440/2307-2091-2018-3-73-82. In Russ.
25. Popkov V.I., Popkov I.V. Lovushki uglevodorodov v triasovykh otlozheniyakh Skifsko-Turanskoy platformy v rayonakh razvitiya skladchato-nadvigovykh dislokatsiy [Hydrocarbon traps in triassic sedimentary rocks of the Scythian-Turan platform in the areas of development of fold-thrust dislocations]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2023;18(3). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2023/25_2023.html (accessed: 07.12.2023). In Russ. DOI: 10.17353/2070-5379/25_2023.

Информация об авторах**Попков Василий Иванович**

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор
ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет»,
350040 Краснодар, ул. Ставропольская, д. 149
e-mail: geoskubsu@mail.ru
ORCID ID: 0000-0002-2959-4901
Scopus ID: 22986475600
SPIN: 95384943

Попков Иван Васильевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
доцент
ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет»,
350040 Краснодар, ул. Ставропольская, д. 149
e-mail: iv-popkov@mail.ru
ORCID: 0000-0002-2386-661
Scopus ID: 56017130100
SPIN: 10137013

Information about authors**Vasily I. Popkov**

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Professor
Kuban State University,
149, ul. Stavropolskaya, Krasnodar, 350040, Russia
e-mail: geoskubsu@mail.ru
ORCID ID: 0000-0002-2959-4901
Scopus ID: 22986475600
SPIN: 95384943

Ivan V. Popkov

Candidate of geological and mineralogical sciences,
Assistant professor
Kuban State University,
149, ul. Stavropolskaya, Krasnodar, 350040, Russia
e-mail: iv-popkov@mail.ru
ORCID: 0000-0002-2386-661
Scopus ID: 56017130100
SPIN: 10137013



ИРКУТСКАЯ
НЕФТЯНАЯ
КОМПАНИЯ

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



Геомодель



СИГМА-ГЕО



БайкалГео'24

Научно-практическая конференция

ТЕМЫ НАУЧНЫХ СЕССИЙ

I. Пленарная сессия

II. Региональная геология,
геологоразведка и геологическое
моделирование

III. Геофизические методы поиска
и разведки месторождения полезных
ископаемых

IV. Петрофизика и ГИС

V. Бурение и разработка
месторождений нефти и газа

VI. 300 лет Российской академии наук: научные
подходы к решению задач геологоразведки
и разработки месторождений

VII. Эффективные методы изучения
криолитозоны и поисков подземных вод

VIII. Геологоразведка в инвестиционном
планировании

IX. Круглый стол:
Эффективные методы заводнения и
увеличения нефтеотдачи

Окончание приёма тезисов докладов 1 мая 2024 г.

17-21 июня 2024
г. Иркутск



Геомодель



ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ДАННЫХ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ПЯТАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

20-23 августа 2024г., Калининград, Россия

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

Темы научных сессий

1. Разработка и развитие инструментов и технологий анализа данных и машинного обучения
2. Интеллектуальный анализ данных в геологии и геофизике
3. Интеллектуальный анализ данных в планировании и управлении разработкой и добычей углеводородов
4. Инструменты и примеры интеграции данных
5. Примеры внедрения инструментов анализа данных в производственных процессах геологической отрасли
6. Искусственный интеллект для устойчивого развития

15 МАЯ 2024 Г. - ОКОНЧАНИЕ ПРИЁМА ТЕЗИСОВ

УДК 551.7.02:551.[762+763]:550.72 (571/1)

DOI 10.47148/0016-7894-2024-2-21-28

Возможный способ отображения аномальных разрезов баженовской свиты на региональной стратиграфической схеме Западно-Сибирской провинции

© 2024 г. | В.Ф. Гришкевич¹, А.А. Нежданов², Е.В. Олейник³¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия; grishkevichvf@tyuiu.ru;²ФАУ «ЗапСибНИИГГ», Тюмень, Россия; nezhdanovaa@zsnigg.ru;³Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана, Тюмень, Россия; oleynik@crru.ru

Поступила 29.01.2024 г.

Доработана 30.01.2024 г.

Принята к печати 01.02.2024 г.

Ключевые слова: *Западная Сибирь; региональные схемы; отложения нижнего мела; отложения верхней юры; баженовская свита; аномальный разрез.*

Аннотация: Принятые МСК региональные схемы юрских и меловых отложений Западной Сибири не содержат информации об аномальных разрезах баженовской свиты. Последняя редакция «Стратиграфического кодекса России» позволяет описать аномальные разрезы баженовской свиты как новый тип вспомогательных литостратиграфических объектов — олистостром, что требует разработки отсутствующей графической легенды для их отображения на региональных стратиграфических схемах. На основе анализа общих свойств зон аномальных разрезов баженовской свиты и теоретической геомеханической модели их формирования авторы статьи предлагают свою версию легенды отображения их пространственной, стратиграфической и генетической структуры на региональных стратиграфических схемах Западной Сибири. Отображаются стратиграфические положения начальной и конечной глубины проникновения инициирующей трещины-сейсмита, латеральное распространение (площадная доля) инъективного силла — тела внедрения в низах отложений баженовской свиты, итоговое положение баженовского олистолита в ачимовской толще, объемы вторичного расщепления олистолита в процессе его всплывания на седиментационном склоне. Векторная форма легенды не перегружает ограниченное пространство региональных стратиграфических схем и не затеняет основной информации.

Для цитирования: Гришкевич В.Ф., Нежданов А.А., Олейник Е.В. Возможный способ отображения аномальных разрезов баженовской свиты на региональной стратиграфической схеме Западно-Сибирской провинции // Геология нефти и газа. — 2024. — № 2. — С. 21–28. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-2-21-28.

Possible way of abnormal Bazhenov section imaging on regional stratigraphic scheme of West Siberian Province

© 2024 | V.F. Grishkevich¹, A.A. Nezhdanov², E.V. Oleynik³¹Tyumen industrial university, Tyumen, Russia; grishkevichvf@tyuiu.ru;²ZapSibNIIGG, Tyumen, Russia; nezhdanovaa@zsnigg.ru;³V.I. Shpilman research and analytical centre for the rational use of the subsoil, Tyumen, Russia; oleynik@crru.ru

Received 29.01.2024

Revised 30.01.2024

Accepted for publication 01.02.2024

Key words: *Western Siberia; regional scheme; lower Jurassic deposits; Bazhenov Formation; abnormal section.*

Abstract: Regional schemes of West Siberian Jurassic and Cretaceous deposits approved by the Interagency Commission on Stratigraphy do not contain information on abnormal sections of the Bazhenov Formation. The latest revision of the Russian Stratigraphy Code allows describing abnormal sections of the Bazhenov Fm as a new type of auxiliary lithostratigraphic objects — olistostromes, which requires the development of missing graphical legend to display them on regional stratigraphic schemes. Basing on the analysis of common features of abnormal Bazhenov sections and theoretical mechanical earth model of their formation, the authors propose their own option of a legend to display spatial, stratigraphic, and genetic features on regional stratigraphic schemes of Western Siberia. The following parameters are to be displayed: stratigraphic position of initial and final depth of triggering seismite crack; lateral extent (area fraction) of intrusive sheet (sill body) in basal part of the Bazhenov deposits; final position of the Bazhenov olistolite in the Achimov series; degree of olistolite secondary split caused by its rising to the surface of sedimentary slope. The vector form of the legend neither overloads the limited area of regional stratigraphic schemes nor obscures the main information.

For citation: Grishkevich V.F., Nezhdanov A.A., Oleynik E.V. Possible way of abnormal Bazhenov section imaging on regional stratigraphic scheme of West Siberian Province. *Geologiya nefi i gaza*. 2024;(2):21–28. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-2-21-28. In Russ.

Введение

В последней редакции 2019 г. «Стратиграфического кодекса России» [1] введен новый тип вспомогательных литостратиграфических объектов — олистостромы (от греч. ὀλισθος — скользить и στρώμα — слой). «Статья VI.4. Олистостромы (гравитационные) — хаотические ассоциации пород (микститы), состоящие из гетерокластического и часто разновозрастного материала (олистолитов), погруженного в относительно мелкокластическую бесструктурную массу (матрикс) обычно иного чем олистолиты состава, слабостратифицированную или без следов стратификации. Характерны пластообразная или линзовидная форма, и резкость границ как в подошве и кровле, так и по латерали».

Под это определение в рамках оползневой гипотезы их образования попадают аномальные разрезы баженовской свиты (АРБ). Это делает необходимым и правомочным их отображение на всех последующих региональных стратиграфических схемах.

Аномальные разрезы баженовской свиты и ее битуминозных аналогов (баженитов) характеризуются резким локальным увеличением толщин (от обычных 20–35 до 150–200 м) за счет их расщепления грубозернистыми терригенными осадками. В центральных районах провинции зоны АРБ занимают до 15 % территории, размеры отдельных выявленных зон колеблются от 1 до нескольких тысяч км² (рис. 1). Тем не менее, региональные схемы юрских и меловых отложений Западной Сибири не содержат информации о столь масштабных объектах.

Тому было две причины. Во-первых, аномальные разрезы являются органичной частью клиноформной модели неокомской толщи Западной Сибири, а ее корректного описания также не было на региональных схемах, и, во-вторых, не было приемлемой легенды, позволяющей нанести обозначающие их знаки на ограниченном графическом пространстве региональных стратиграфических схем так, чтобы они не затеняли собой описание основной части территории с ненарушенным залеганием отложений.

Про зоны АРБ достоверно установлено следующее [2].

1. Восточные границы всех зон идут параллельно линиям примыкания региональных покровов к подачимовским глинам, они резкие, морфологически являются взбросами, по которым верхняя часть разреза баженовской свиты (или ее аналогов) приподнята вверх на несколько десятков метров.

2. Объем ниже взброшенной части баженовской свиты заполнен нижнемеловыми осадками со следами оползневого перемещения (флюидальными текстурами, многочисленными инкластами ачимовских глин и баженитов в песчано-алевритоглинистом матриксе).

3. Верхняя граница ненарушенного (автохтонного) залегания баженовской свиты в зонах АРБ

обычно проходит по кровле карбонатно-силицитного конденсированного разреза в подошве баженовской свиты.

4. Взброшенные пластины баженитов, как правило, бывают разбиты на фрагменты («разбитая тарелка»).

5. Часть фрагментов пластин может быть дополнительно «перемещена» вверх по разрезу, такие дополнительно перемещенные пластины «оставляют» в «пройденных» ачимовских пластах вертикальный шлейф инкластов баженитов.

Достаточно строгое и полное описание пяти вышеперечисленных фактов с позиций деформаций слаболитифицированных пород дано в геолого-механической модели формирования АРБ [2]. Относительная полнота модели сделала возможным создание генетически наполненных графических символов условных обозначений АРБ для региональных схем.

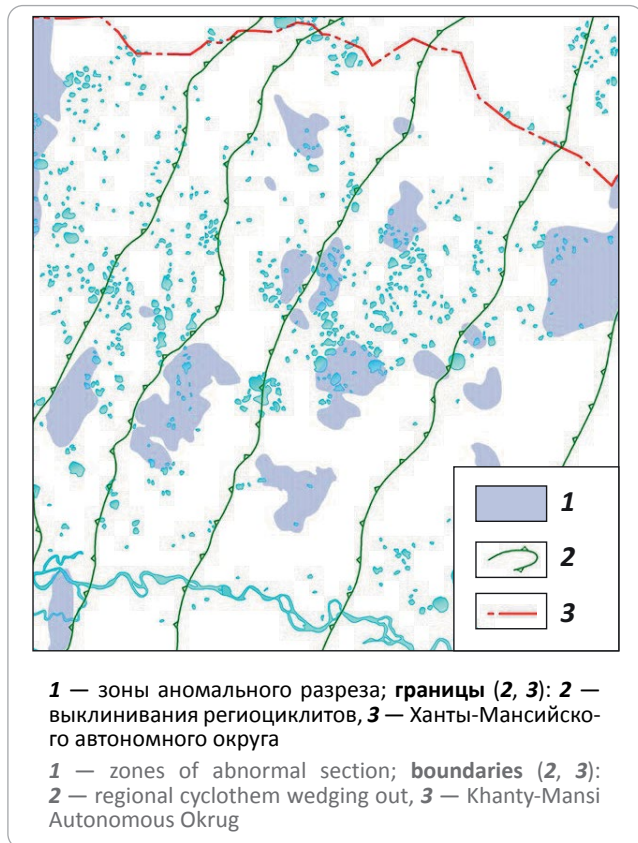
Геолого-механическая модель формирования АРБ

В рамках геомеханической модели полный цикл формирования отдельной генетически связанной зоны АРБ разделен на шесть стадий. На первой стадии (рис. 2 А) при наличии на седиментационном склоне линзы песков-плывунов, перекрытых прочной глинистой покрывкой, землетрясением провоцируется оползень скольжения. По мере движения вниз по склону его активный блок прорывает подачимовские глины и верхние слои баженовской свиты, формируя инициирующую трещину АРБ. Одним из условий такого развития событий является достаточная толщина перекрывающих глин (10 м и более). На этих глубинах глины приобретают прочность, достаточную для передачи механического напряжения, требуемого для разрыва пород. Также необходимы достаточная сила землетрясения и высота неустойчивого склона. В результате образуется субвертикальная трещина-сейсмит [2, 3], повторяющая в плане контур примыкания глинистой покрывки к подачимовской глине. Но даже проникновение инициирующей трещины отнюдь не гарантирует развитие полноценного АРБ. Для этого необходимо наличие достаточных объемов подвижных пловунов в ачимовской линзе над инициирующей трещиной.

Динамика дальнейшего развития оползня выглядит следующим образом. Через разрыв пески-плывуны из ачимовских линз могут затекать и растекаться под протобаженитами (см. рис. 2 В, С). Песчано-глинистая пульпа подвижного песка-пловуна (объемная плотность около 1,8 г/см³) стекает вниз по седиментационному склону под глинистой покрывкой и растекается над нижнебаженовскими силицитно-карбонатными породами, имеющими более высокую объемную плотность (около 2 г/см³). Таким образом, растекание происходит примерно на уровне равенства плотностей пульпы и вмещающих пород.

Рис. 1. Зоны АРБ и границы выклинивания региоциклов в центре Ханты-Мансийского автономного округа [2]

Fig. 1. Zones of abnormal Bazhenov section and boundaries of regional cyclothem wedging out in the center of Khanty-Mansi Autonomous Okrug [2]



Обычный уровень проникновения трещины-сейсмита и терригенных пород АРБ — низы баженовской свиты. Относительно редки случаи проникновения терригенных пород АРБ только до середины разреза баженовской свиты, т. е. до подошвы «кокколитофоридовой» пачки — слоя слабокарбонатизированных радиоляритов. Явление это носит локальный характер — обычно частичное вскрытие наблюдается на небольшой части зоны АРБ, а на большей ее части глубина проникновения бывает обычной — ступенькой до низов разреза баженовской свиты. Такое ступенчатое отщепление в АРБ только верхних пачек баженовской свиты надежно зафиксировано на ряде площадей Среднего Приобья (Урьевская, Северо-Конитлорская, Мишавская и др.).

Быстрые процессы гравитационного перемещения пластичных продуктов оползня завершаются на стадии растекания (см. рис. 2 С). В результате достигается некоторое равновесное состояние склона, включающее оползневой рубец и конус выноса, выполненный плывуном, продуктами обрушения и взброшенными бажениками. Но это равновесие временное.

Продолжающийся процесс бокового заполнения осадочного бассейна приводит к постепен-

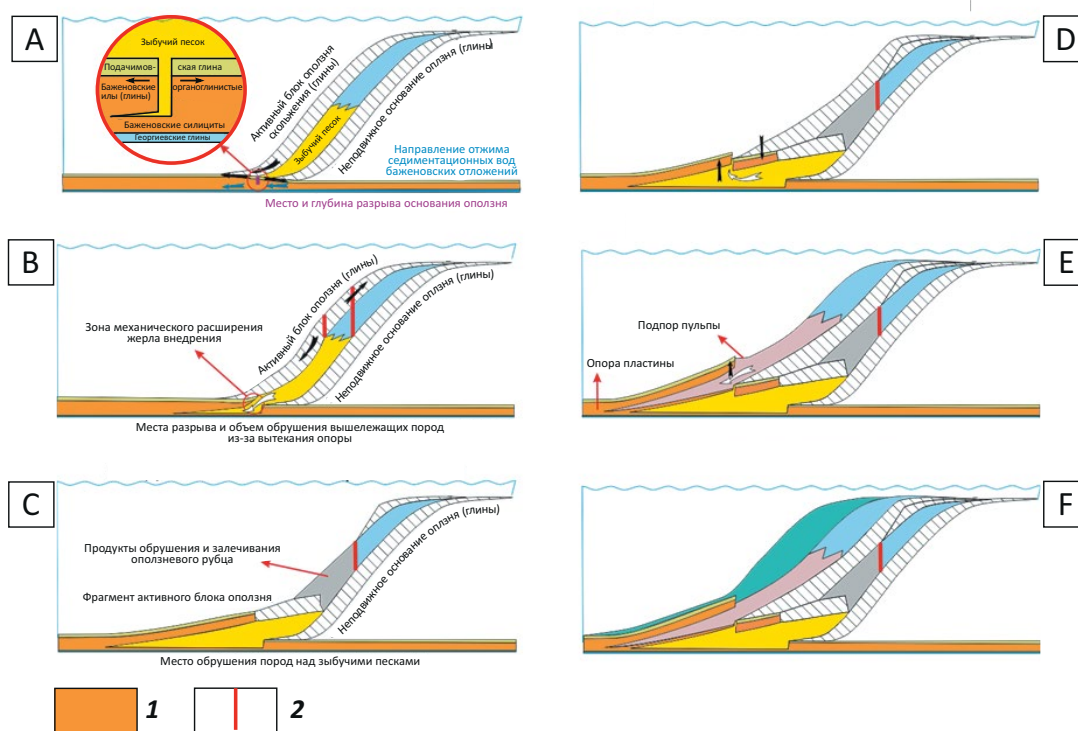
ному залечиванию оползневой рубца, осадки наступающего седиментационного склона начинают перекрывать и нагружать те части конуса выноса, которые включают в себя пластины взброшенных бажеников. Основанием этих пластин служат осадки бывшей оползневой пульпы, которые легко переходят в пластично-текучее состояние. Даже при незначительных сотрясениях пески-плывуны из-за неравномерной нагрузки начинают вытекать из-под склона, образуя напорный вал пучения у его основания.

Разгрузка избыточного давления происходит через трещины в пластинах баженика со смещением их фрагментов. В результате некоторые фрагменты пластины протобаженитов оказываются отделенными от массива коренного залегания, окруженными со всех сторон песками матрикса, т. е. превращаются в олистолиты (в микроолистолиты или в гироолистолиты — в зависимости от размеров фрагмента). При этом либо плывуном выталкивается вверх фрагмент-олистолит (будущий «остров» баженика), либо образуется протяженная взброшенная пластина баженика с открытой и протяженной боковой поверхностью (см. рис. 2 D). Наличие открытой боковой поверхности протобаженитов, в которую упираются осадки седиментационного склона, означает начало следующей стадии в развитии зоны АРБ — вторичного вскрытия, внедрения и расщепления бажеников (см. рис. 2 E). По мере поступления осадков такие расщепления происходят многократно, вплоть до полного исчерпания толщины пластины или ее захоронения наступающим седиментационным склоном (см. рис. 2 F).

Таким образом, геомеханическая модель формирования АРБ предполагает существование не только высоконапорного разрушения протобаженитов посредством гидроразрыва оползневой пульпой, но и низконапорное расщепление пластин протобаженитов в процессе их всплывания в полужидких осадках на растущем седиментационном склоне. Обломок пластины протобаженита плавает в слабоконсолидированных осадках склона, при циклических сходах гранулярных песчаных потоков нарушается архимедово равновесие между пластиной протобаженита несущей средой полужидкого осадка, и на боковых стенках пластины возникают давления, превышающие прочность протобаженитов на расщепление [2]. Вероятность расщепления, а не постепенного всплывания пластины повышается под воздействием микросейсм (слабых землетрясений). Последовательно отщепляемые слои дробятся, деформируются и фиксируются вмещающими осадками седиментационного склона, таким образом, вмещающая ачимовская толща сохраняет в последовательности обломков (инклавов баженика) стратиграфическую последовательность слоев в исходной разрушаемой пластине (рис. 3). Это позволяет проводить стратиграфическую идентификацию обломков баженика по их вещественному составу (пример такого стратиграфического анали-



Рис. 2. Геомеханическая модель формирования АРБ [2]
Fig. 2. Mechanical earth model of abnormal Bazhenov section formation [2]



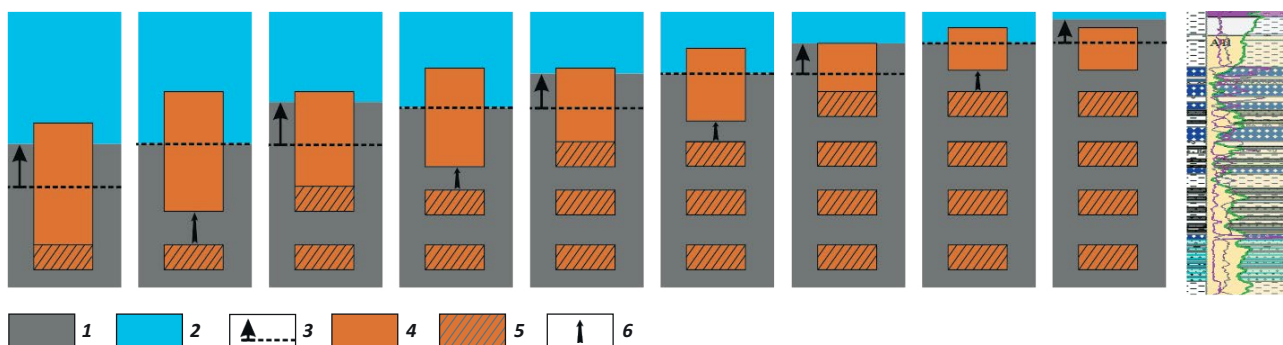
Стадии: А — оползнь скольжения, В — оползнь вытекания, С — растекания и растрескивания, D — деформаций под неравномерной нагрузкой, E — вторичного внедрения, F — захоронения.

1 — протобазенит; 2 — напряжение разрыва

Stages: A — flow slide, B — effluxion slide, C — spreading out and cracking, D — uneven load deflection, E — secondary intrusion, F — burial.

1 — proto-Bazhenite; 2 — cleavage stress

Рис. 3. Геомеханика расщепления протобазенита при всплывании [2]
Fig. 3. Geomechanics of proto-Bazhenite split caused by its rising to the surface [2]



1 — полужидкие осадки; 2 — водная толща; 3 — ступенчатый прирост склона; части пластины базенита (4, 5): 4 — сохраняемая, 5 — отщепляемая; 6 — всплывание пластины после ее раскола

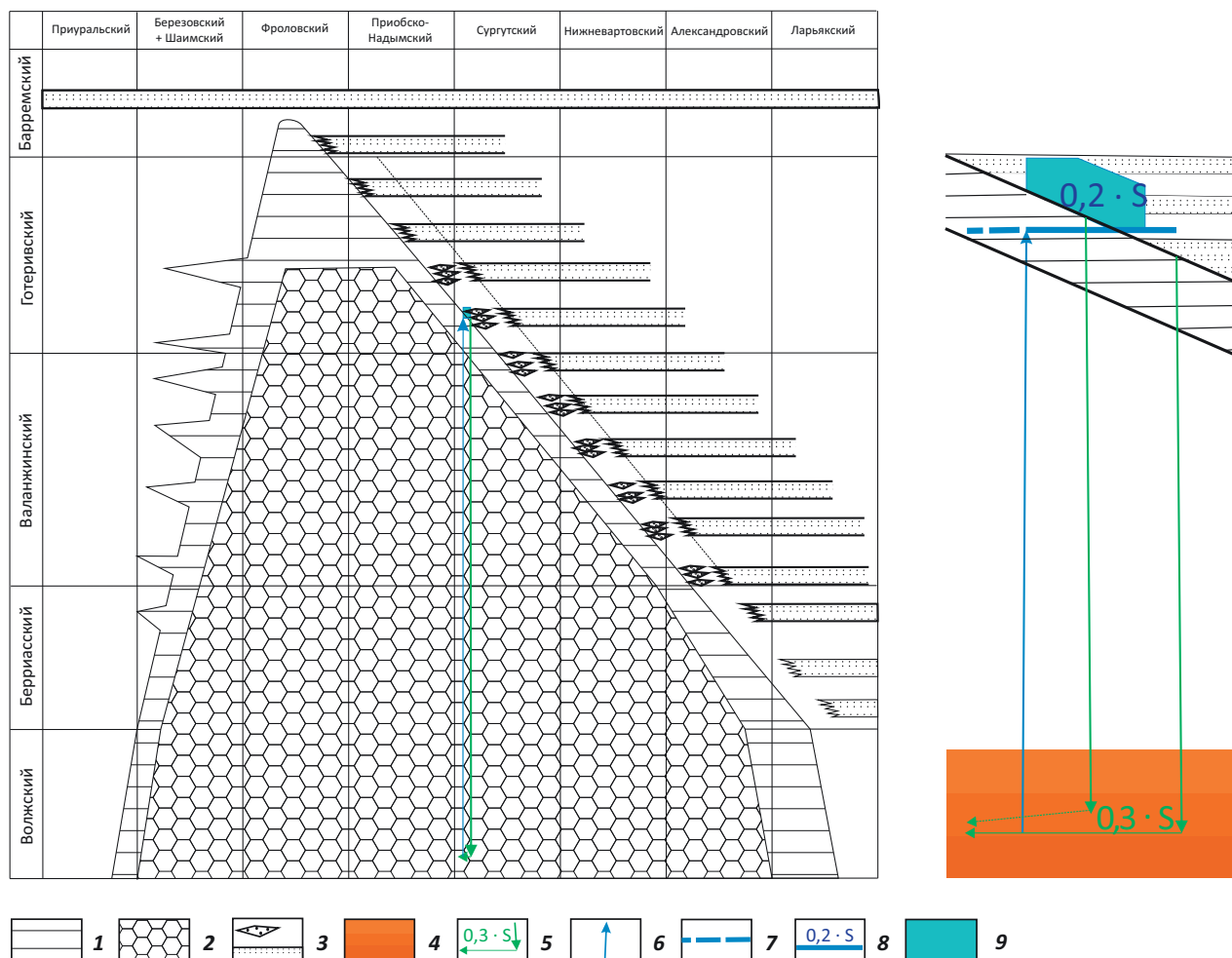
1 — semi-solid sediments; 2 — water column; 3 — consecutive growth of slope; parts of Bazhenite plate (4, 5): 4 — sustained, 5 — split off; 6 — plate rising to the surface after split

за АРБ по петрографическим данным из скв. Ими-лорская-405Р приведен в [2]).

Пластина приподнятых протобазенитов может быть перекрыта осадками наступающего седиментационного склона в положении, зафиксированном после стадии первоначального растекания

(см. рис. 2 С). В таком случае она сохраняет не только свое стратиграфическое положение, но и свою исходную толщину. При потере площадной целостности пластины для отдельных ее участков возможны случаи дополнительного подъема и сопутствующего последовательного отщепления ее слоев снизу.

Рис. 4. Легенда аномальных разрезов баженовской свиты для региональных стратиграфических схем
Fig. 4. Legend of abnormal Bazhenov sections for regional stratigraphy schemes



Обсуждение

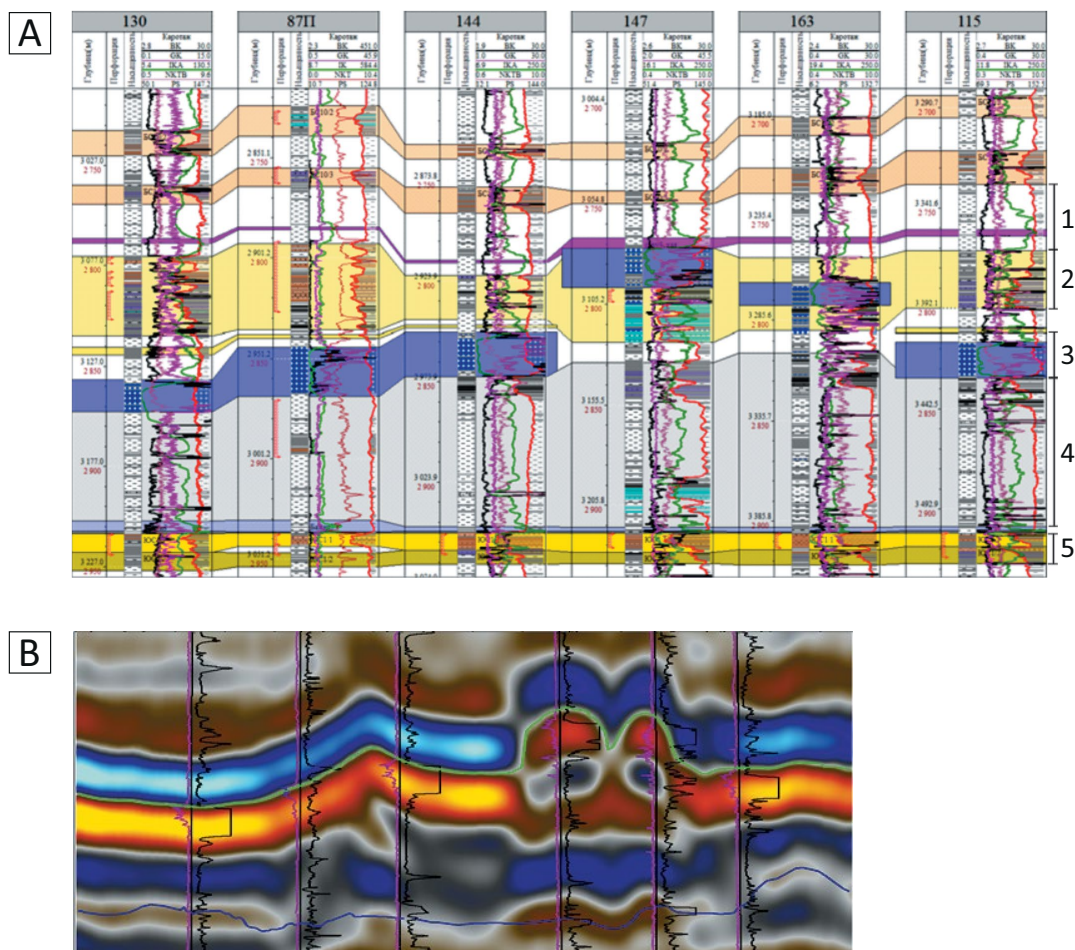
Тело внедрения АРБ рассмотрено в статье как неокомская олистострома с матриксом оползневых масс ачимовских песчаных линз (рис. 4). Сход подводного оползня — сверхбыстрое геологическое событие [4], поэтому в стратиграфическом смысле все тело олистостромы синхронно и имеет ачимовский возраст. Асинхронная эрозионная (автохтонная или коренная) подложка присутствует у любой олистостромы. В рассматриваемом случае ударно-эрозионному воздействию подвергался разрез

подстилающих конденсированных битуминозных отложений, поэтому вскрытыми и превращенными в обломочное заполнение олистостромы оказались более древние осадочные породы, вплоть до киммерийского возраста (до георгиевской свиты). Таким образом, кровля и подошва олистостром АРБ оказались разнесенными между юрской и меловой системами, несмотря на генетическую и морфологическую связность. Поэтому и легенда АРБ разделена на две части: верхнюю — «achimovskuyu» и нижнюю — «bazhenovskuyu». Генетические и мор-



Рис. 5. Схема корреляции разрезов скважин (А) и временной разрез через шлейф обломков всплывшей «пробки» баженитов (В). Имильское месторождение, пласт Ас₁ [2]

Fig. 5. Well-to-well correlation chart (A) and seismic time section across the apron of fragments of Bazhenite “plug” risen to the surface (B). Imilorsky field, Ас₁ horizon [2]



1 — савуйская пачка; 2 — 1-й ачимовский пласт; 3 — олистолит: подачимовская пачка + верхи баженовской свиты; 4 — тело внедрения; 5 — пласт Ю₁ (олистострома = 3 + 4)

1 — Savuisky member; 2 — 1-st Achimov horizon; 3 — olistolite: sub-Achimov member + upper part of the Bazhenov Fm; 4 — intrusion; 5 — Ю₁ horizon (olistostrome = 3 + 4)

фологические связи показываются стрелками, эти же стрелки ограничивают на схемах пространства стратиграфических несогласий между аллохтонной и автохтонной подошвами олигостром.

Иницирующая трещина-сейсмит показывается на схемах стрелкой от кровли подачимовских глин до стратиграфического уровня ее проникновения в подстилающий конденсированный разрез. Иницирующие трещины-сейсмита могли возникать многократно за время накопления одного региоциклита. Кратность их возникновения и различия в глубинах проникновения могут быть отражены в виде нескольких параллельных стрелок.

Латеральные расщепляющие перетоки оползневой пульпы, проникающей по иницирующей трещине, показаны горизонтальной стрелкой. Если же растекание происходило с возрастным смещением, то оно может быть показано наклонной стрелкой

или стратиграфическим объемом конденсированных осадков, переработанных в инкlastы олистостромы (обломки тела внедрения). Стратиграфические объемы переработанных осадков могут быть достоверно оценены только для участка залегания олистостромы в виде пластового тела (песчаной интрузии — силла) [5] внутри конденсированного («баженовского») разреза. Маломощные силлы продолжают на запад все выявленные тела внедрения АРБ, но из-за малых толщин они не фиксируются по данным сейсморазведки любой точности. На результатах интерпретации временных разрезов отображаются, главным образом, только высококовзброшенные блоки баженитов (олистолиты).

На схемах стрелкой, направленной вверх, показывается граница между коренным залеганием верхней части баженовской свиты и ее продолжением в виде взброшенной пластины — олистолита.

До этого момента обозначения легенды строго согласуются с общими представлениями всех сторонников оползневой гипотезы образования АРБ. Принципиально новым является введение столбобразных вертикальных объемов ачимовских отложений с (инкластами) обломками пород баженовской свиты выше кровли собственно олигостромовой. На рис. 5 демонстрируется пример многократного расщепления всплывающих пластин баженовской свиты. Вне контура пластин в разрезах скважин пещи ачимовского пласта не содержат инкластов баженовских, фиксируемых каротажом. Такие «шашлыки» обломков баженовских зафиксированы в разрезах многих месторождений, например [2, 5, 6].

Закключение

Действующая версия «Стратиграфического кодекса России» допускает возможность отображения зон АРБ на региональных стратиграфических схемах. Практика поисково-разведочных работ все более ориентируется на нетрадиционные и трудно-

извлекаемые запасы нефти, в том числе и на залежи в аномальных разрезах. Зафиксировав пять эмпирических особенностей строения зон АРБ, авторы статьи предлагают легенду их отображения на региональных стратиграфических схемах. Интерпретации могут различаться, авторы статьи, прежде всего, предлагают способ отображения достоверно выявленных особенностей реальных явлений на региональных стратиграфических схемах. И наконец, полное графическое отображение АРБ на региональных стратиграфических схемах естественным образом распадается на «юрскую» и «меловую» части, т. е. они оказываются разделенными между современными юрской и берриасс-аптской региональными стратиграфическими схемами. Наличие таких сквозных объединяющих объектов как АРБ, является весомым доводом для построения следующего поколения региональных стратиграфических схем в стратиграфическом объеме волжско-барремского мегациклита [7].

Литература

1. *Стратиграфический кодекс России*. 3-е изд., испр. и доп. – СПб : ВСЕГЕИ, 2019. – 92 с.
2. Гришкевич В.Ф. Баженовский горизонт Западной Сибири: поиски новой гармонии. – Тюмень : ТИУ, 2022. – 279 с.
3. Гладков А.С., Лунина О.В. Сейсмичность юга Восточной Сибири: проблемы и перспективы изучения // *Геодинамика и тектонофизика*. – 2010. – Т. 1. – № 3. – С. 249–272. DOI: 10.5800/GT-2010-1-3-0020.
4. Деев Е.В., Зольников И.Д., Староверов В.Н. Отражение быстрых геологических процессов в отложениях и текстурах (на примере разновозрастных комплексов Северной Евразии) // *Литосфера*. – 2012. – № 6. – С. 14–36.
5. Олейник Е.В., Плавник Г.И. Некомские оползневые явления на Урьевской и Поточной площадях Среднего Приобья // *Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа*. – 2003. – № 10. – С. 47–58.
6. Шарафутдинов В.Ф. Строение и генезис ачимовской олигостромовой толщи Западной Сибири // *Георесурсы*. – 2023. – Т. 25. – № 3. – С. 95–110. DOI: 10.18599/grs.2023.3.13.
7. Карогодин Ю.Н., Нежданов А.А. Некомский продуктивный комплекс Западной Сибири и актуальные задачи его изучения // *Геология нефти и газа*. – 1988. – № 10. – С. 9–14.

References

1. *Stratigraphic code of Russia* [Stratigraphic codex of Russia. 3rd edition, corrected and expanded]. St. Petersburg: VSEGEI; 2019. 92 p. In Russ.
2. Grishkevich V.F. Bazhenov horizon of Western Siberia: in search for new harmony. Tyumen: TIU; 2022. 279 p. In Russ.
3. Gladkov A.S., Lunina O.V. Seismities of the Southern East Siberia: research problems and perspectives. *Geodynamics & Tectonophysics*. 2010;1(3):249–272. DOI: 10.5800/GT-2010-1-3-0020. In Russ.
4. Deev E.V., Zol'nikov I. D., Staroverov V.N. Some types of deposits and textures as a result of rapid geological processes (on the example of different age complexes of northern Eurasian). *Lithosphere*. 2012;(6):14–36. In Russ.
5. Olejnik E.V., Plavnik G.I. Neokomskie opolznevye javleniya na Ur'evskoj i Potochnoj ploshhadjah Srednego Priob'ja [Neocomian slump's events of Ur'evskaya and Potochnaya West Siberia fields]. *Vestnik nedropol'zovatelja Hanty-Mansijskogo avtonomnogo okruga*. 2003;(10):47–58. In Russ.
6. Sharafutdinov V.F. Structure and genesis of the Achimov olistostromic strata of Western Siberia. *Georesursy*. 2023. 25(3):95–110. DOI: 10.18599/grs.2023.3.13. In Russ.
7. Karogodin Yu.N., Nezhdanov A.A. Neokomskii produktivnyi kompleks Zapadnoi Sibiri i aktual'nye zadachi ego izucheniya [Neocomian productive complex of Western Siberia and current tasks of its study]. *Geologiya nefiti i gaza*. 1988;(10):9–14. In Russ.

Информация об авторах**Гришкевич Владимир Филиппович**

Доктор геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник
Тюменский индустриальный университет,
625000 Тюмень, ул. Володарского, д. 38
e-mail: grishkevichvf@tyuiu.ru
SPIN: 1071-1439
AuthorID: 1134453
Scopus ID: 57189502226

Нежданов Алексей Алексеевич

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор
ФАУ «ЗапСибНИИГГ»,
62500 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4А
e-mail: nezhdanovaa@zsnigg.ru
SPIN: 4650-3952
AuthorID: 165305
Scopus ID: 6602116729

Олейник Елена Владимировна

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующая лабораторией
Научно-аналитический центр рационального
недропользования им. В.И. Шпильмана,
625026 Тюмень, ул. Малыгина, д. 75
e-mail: oleynik@crru.ru
SPIN: 7629-7698
AuthorID: 1059607
Scopus ID: 57194727536
ORCID ID: 0009-0003-8762-6291

Information about authors**Vladimir F. Grishkevich**

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Researcher
Tyumen industrial university,
38, ul. Volodarskogo, Tyumen, 625000 Russia
e-mail: grishkevichvf@tyuiu.ru
SPIN: 1071-1439
AuthorID: 1134453
Scopus ID: 57189502226

Aleksei A. Nezhdanov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Professor
ZapSibNIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: nezhdanovaa@zsnigg.ru
SPIN: 4650-3952
AuthorID: 165305
Scopus ID: 6602116729

Elena V. Oleinik

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Laboratory
V.I. Shpilman research and analytical centre
for the rational use of the subsoil,
75, ul. Malygina, Tyumen, 625026, Russia
e-mail: oleynik@crru.ru
SPIN: 7629-7698
AuthorID: 1059607
Scopus ID: 57194727536
ORCID ID: 0009-0003-8762-6291

УДК 553.98.041(470.46)

DOI 10.47148/0016-7894-2024-2-29-40

Нижнепермские подсолевые отложения Астраханского свода: перспективное направление поисков нефти в Юго-Западном Прикаспии

© 2024 г. | О.И. Меркулов¹, В.П. Стенин², С.Ю. Малявин³, В.Б. Щеглов¹, С.В. Сизинцев¹¹АО «Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики» (АО «НВНИИГ»), Саратов, Россия; MerkulovOI@rusgeology.ru, ScheglovVB@rusgeology.ru, SizintsevSV@rusgeology.ru;²Росатом АО «ТВЭЛ» «РусВэллГруп», Москва, Россия; VPStenin@rosatom.ru;³ООО «АстраН», Астрахань, Россия; s.malyavin@ws-capital.com

Поступила 12.12.2023 г.

Доработана 20.12.2023 г.

Принята к печати 11.01.2024 г.

Ключевые слова: Прикаспийская впадина; Астраханский свод; нижнепермские отложения; нефтегазоносность; ресурсы углеводородов; направления геолого-разведочных работ; субгранулярный коллектор; сланцевый газ; сланцевая нефть.

Аннотация: В процессе бурения разведочных и эксплуатационных скважин на Астраханском газоконденсатном месторождении были получены промышленные притоки и проявления углеводородов в нижнепермских отложениях. В этой части разреза Астраханского свода по литологическому составу и особенностям нефтегазоаккумуляции четко обособляются две толщи: нижняя — ассельско-сакмаро-артинская и верхняя — филипповская. Первая сложена кремнисто-глинисто-карбонатными отложениями и может рассматриваться как источник сланцевого газа и сланцевой нефти. Филипповская часть представлена карбонатной толщей со сложным характером распространения коллекторских свойств. Ресурсный углеводородный потенциал этих отложений на изучаемой территории оценивается в 413,4 млн т усл. топлива, из них нефти 350,3 млн т, свободного газа 55,8 млрд м³. В связи с развитием в нижнепермском интервале разреза активной и высокообогащенной органическим веществом нефтегазоматеринской толщи ключевым аспектом при проведении поисково-оценочных работ будет прогноз развития и распространения коллекторов. Структурный фактор при планировании поисковых работ не будет иметь решающего значения.

Для цитирования: Меркулов О.И., Стенин В.П., Малявин С.Ю., Щеглов В.Б., Сизинцев С.В. Нижнепермские подсолевые отложения Астраханского свода: перспективное направление поисков нефти в юго-западном Прикаспии // Геология нефти и газа. — 2024. — № 2. — С. 29–40. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-2-29-40.

Lower Permian subsalt deposits of the Astrakhan arch: promising focus area for oil and gas exploration in south-west of Caspian region

© 2024 | O.I. Merkulov¹, V.P. Stenin², S.Yu. Malyavin³, V.B. Shcheglov¹, S.V. Sizintsev¹¹NVNIIGG, Saratov, Russia; MerkulovOI@rusgeology.ru, ScheglovVB@rusgeology.ru, SizintsevSV@rusgeology.ru;²Tvel Rosatom, RusWellGroup, Moscow, Russia; VPStenin@rosatom.ru;³AstraN, Astrakhan, Russia; s.malyavin@ws-capital.com

Received 12.12.2023

Revised 20.12.2023

Accepted for publication 11.01.2024

Key words: Caspian Depression; Astrakhan Arch; Lower Permian deposits; oil; gas; petroleum potential; hydrocarbon resources; focus areas of geological exploration; subgranular reservoir; shale gas; shale oil.

Abstract: For several decades, field of work related to prospecting for oil, oil and gas, and oil and gas condensate accumulations in the Lower Permian subsalt series of the Astrakhan Arch has remained omitted. Drilling exploration and production wells at the Astrakhan gas condensate field resulted in obtaining hydrocarbon commercial inflows and shows in the lower Perm subsalt interval. According to lithological composition and features of oil and gas accumulation in the Lower Permian subsalt interval, two sequences are clearly distinguished, namely: Lower Asselian–Sakmarian–Artinskian and Upper Filippovsky. First of them is represented by siliceous-argillaceous-carbonate deposits, and can be considered as a source of shale gas and shale oil. The Filippovsky part is represented by carbonate formation with complicated distribution of reservoir properties. Hydrocarbon resource potential of these deposits in the study area is estimated at 413.4 MMTOE including 350.3 MM tons of oil and 55.8 BCM of free gas. Because of the occurrence of active and highly organic-rich oil and gas source series in the Lower Permian interval, prediction of reservoir development and distribution will be a key aspect of prospecting and appraisal works. Structural factor will not be decisive in planning exploration and prospecting activities.

For citation: Merkulov O.I., Stenin V.P., Malyavin S.Yu., Shcheglov V.B., Sizintsev S.V. Lower Permian subsalt deposits of the Astrakhan arch: promising focus area for oil and gas exploration in south-west of Caspian region. *Geologiya nefi i gaza*. 2024;(2):29–40. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-2-29-40. In Russ.

Введение

С момента открытия Астраханского месторождения для подавляющего большинства скважин, пробуренных на территории одноименного свода, целевым назначением было изучение отложений башкирского яруса и освоение залежей газоконденсата в этих отложениях (рис. 1). Гигантские запасы залежей УВ башкирского яруса Астраханского свода обладают важным недостатком — высоким содержанием агрессивных компонентов (сероводорода и углекислого газа). При существующей промысловой и перерабатывающей инфраструктуре региона это вносит ограничения на объем добываемой продукции. В связи с этим различные исследователи обосновывают альтернативные направления работ, например поиск нефтяных скоплений в девон-башкирском интервале разреза, поиск метанового газа в отложениях терригенного девона и др.

Многие годы дискутируется проблема выявления крупных нефтяных скоплений в башкирских и более древних отложениях Астраханского свода. Согласно воззрениям одной группы исследователей, такой вариант возможен [1–3]. В качестве подтверждающих фактов приводятся результаты опробования скв. Володарская-2 (приток нефти из фаменских отложений), а также аналоги из различных зарубежных нефтегазоносных бассейнов (Мексиканского залива, Аргентины, Ирана и др.), где притоки нефти получены с глубин до 8000–10 000 м. Кроме того, в башкирских отложениях Астраханского свода числится нефтяная залежь месторождения Великое.

Оппоненты, напротив, считают, что башкирские и более древние отложения Астраханского свода не могут содержать крупные по запасам нефтяные скопления УВ [4–6]. По результатам детального исследования пластовых флюидов из скважин Астраханского свода, а также по материалам бассейнового моделирования 2D и 3D в башкирском резервуаре прогнозируются газовые и газоконденсатные скопления. Нефть если и есть, то не в гигантских количествах. Эти скопления могут быть приурочены к наиболее гипсометрически приподнятой части свода, а по свойствам прогнозируются как конденсатоподобные. По мере погружения башкирских отложений по периферии свода и при переходе к более древним отложениям ожидаются исключительно газовые и газоконденсатные скопления. При этом конденсатный фактор должен закономерно уменьшаться по мере увеличения глубины залегания отложений.

На фоне этих дискуссий на протяжении нескольких десятков лет уделяется мало внимания направлению работ, связанным с поиском нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей в нижнепермских подсолевых отложениях Астраханского свода [7]. В процессе бурения разведочных и эксплуатационных скважин на Астраханском месторождении были получены промышлен-

ные притоки и проявления УВ в нижнепермском подсолевом интервале разреза (таблица). Отмечена нефтенасыщенность керна и шлама из глинисто-кремнисто-карбонатных и битуминозных отложений ассельско-артинского возраста и сульфатно-карбонатных отложений филипповского возраста. Детальный анализ геолого-геофизических материалов по этому интервалу разреза свидетельствует о существовании нефтеперспективной территории в юго-западной части Прикаспийской нефтегазоносной провинции.

Строение нижнепермской подсолевой толщи

В нижнепермской подсолевой части разреза Астраханского свода по литологическому составу и особенностям нефтегазонакопления четко обособляются две толщи: нижняя — ассельско-сакмаро-артинская и верхняя — филипповская (рис. 2).

Мощность ассельско-артинских отложений в центральной части Астраханского свода изменяется в пределах 50–170 м, возрастая в южном и юго-западном направлениях до 263 м (скв. Южно-Астраханская-14) и сокращаясь до 36–17 м на его северном склоне.

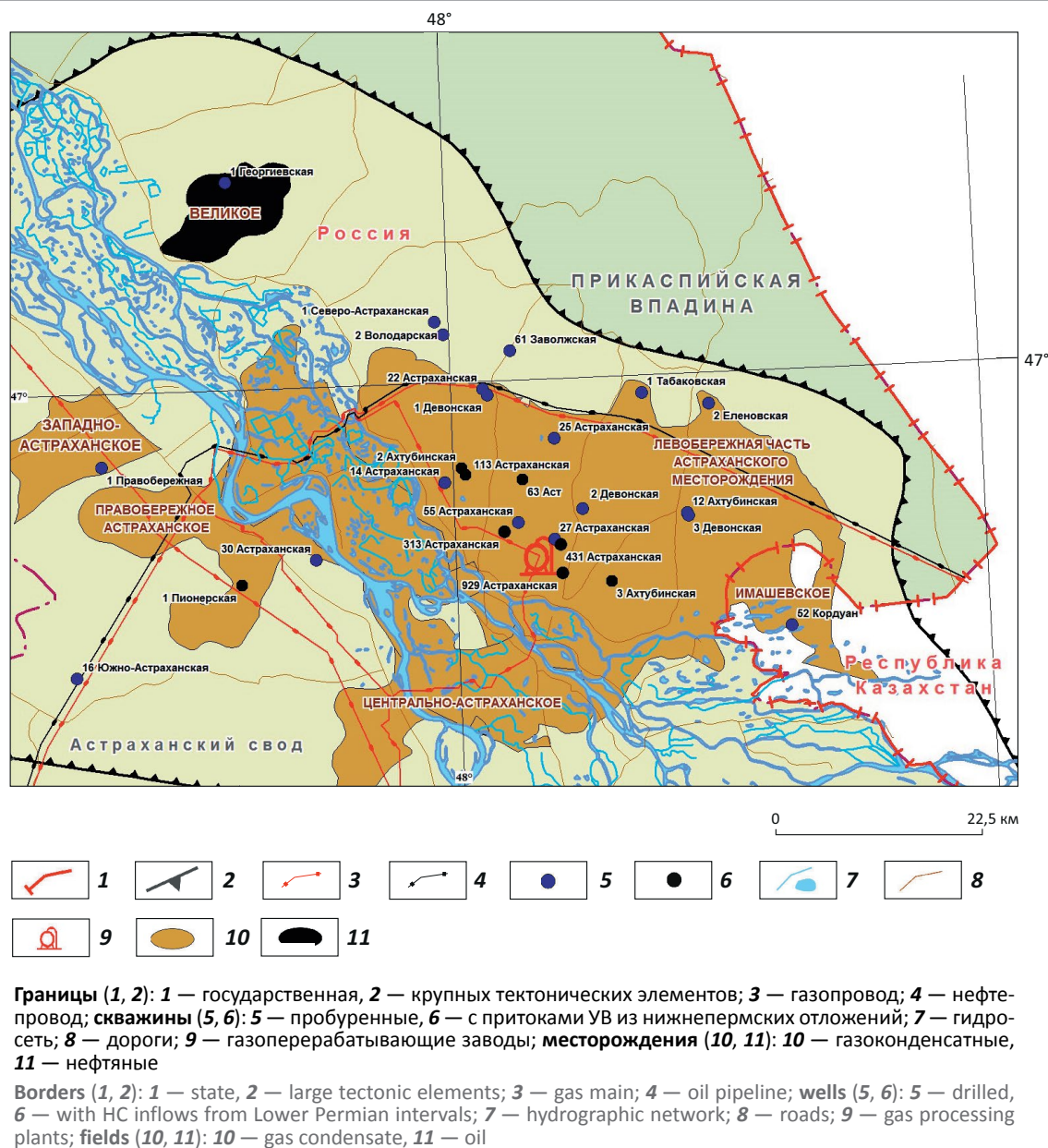
Нижнепермские отложения имеют сложный литологический состав, характеризующийся неравномерным переслаиванием семи основных литологических типов пород и их подтипов, представленных карбонатными, глинисто-карбонатными, глинистыми и кремнистыми породами, а также породами сложного битуминозно-кремнисто-глинисто-карбонатного состава с различным соотношением перечисленных компонентов. Особенностью состава рассматриваемых отложений является постоянное присутствие в разрезах скважин на различных уровнях маломощных прослоев вулканогенно-осадочных пород — туфоаргиллитов, туфоалевролитов и туфопесчаников.

Комплекс первичных признаков изученных литотипов позволяет сделать вывод о формировании пород ассельско-артинского возраста в обстановках, отвечающих условиям относительно глубоководного шельфа, в спокойной гидродинамической обстановке, в условиях аноксичного заражения придонных вод. Примесь вулканомиктового материала и наличие прослоев туффитов являются следствием периодического пульсационного привноса в бассейн пеплового материала, связанного с раннепермской эпохой вулканизма, наиболее отчетливо проявившейся за пределами территории исследования в юго-восточных районах Прикаспийской впадины [8].

На основе анализа вариаций состава, особенностей внутреннего строения и изменения толщин нижнепермских отложений в пределах Астраханского свода выделено четыре типа разрезов: южно-астраханский (тип I), долгожданский (тип II), астраханско-кордуанский (типы III, III а), хараба-линско-табаковский (тип IV) (рис. 3). Несмотря на общее сходство состава и строения вскрытых разре-

Рис. 1. Обзорная карта

Fig. 1. Location map



зов, они различаются между собой по мощности как отдельных слагающих их пачек, так и общей толщины нижнепермских отложений.

Разрезы южно-астраханского типа развиты в юго-западной части свода. Их отличительной особенностью является увеличенная мощность нижнепермских отложений (до 263 м, скв. Южно-Астраханская-14) в основном за счет увеличения числа и мощности терригенных пластов (предположительно песчаного, алевролитопесчаного, глинистого состава) в верхних частях разреза.

Долгожданный тип разреза распространен на большей, левобережной, части свода. При сходстве строения нижней половины развитых здесь нижнепермских разрезов с разрезами типа I отмечается

резкое сокращение в верхней части терригенных прослоев. Последние сложены преимущественно глинистыми породами. Одновременно отмечается увеличение доли карбонатных прослоев глубоководного генезиса. Наблюдаемая картина изменения состава и строения нижнепермских разрезов в пределах рассматриваемой зоны является следствием резкого сокращения объемов поступления в глубоководную часть бассейна терригенного материала в связи с удаленностью от источников сноса. С этим связано и наблюдаемое в пределах изучаемой зоны закономерное сокращение, общей мощности нижнепермских отложений в северном и северо-западном направлениях — от 191 м в скв. Южно-Астраханская-16 до 97–93 м в скважинах Астраханская-27 и Георгиевская-1.



Таблица. Результаты опробований, испытаний и исследований скважин, вскрывших нижнепермские подсолевые отложения Астраханского свода (по материалам АСТРАХАНЬНИПИГАЗ, 1991)

Table. Results of sampling, testing, and logging of wells that encountered Lower Permian subsalt deposits in the Astrakhan Arch (according to ASTRAKHAN'NIPIGAZ, 1991)

Пласт	Номер скважины	Площадь	Интервал опробования, м глубина, м абс. отметка, м	Способ вскрытия пласта	Диаметр штуцера, мм	Дебит		
						нефти, м ³ /сут	воды, м ³ /сут	газа тыс. м ³
R ₁ + R ₂	431	Астраханская	3750–3800 –3760...–3810	ПКС-105	8	80	—	30
R ₁	113		3804–3824	В процессе бурения	Фонтан	100	—	200
R ₂	313		3865–3877 –3875,9...–3887,9 3892–3894 –3902,9...–3904,9	ПКС-105 Открытый ствол	8	600	—	—
R ₁ + R ₂	929		3720–3761 –3729,1...–3770,1	ЗПКС-105	—	246	—	25
R ₂	63		3692,5–3772	ИП Поларис	—	—	—	6,1
R ₁	2	Ахтубинская	3901–3921 –3914,9...–3934,9	Открытый забой	—	—	—	Незначительное содержание при промывке
R ₂	3		3883–3888 –3896,9...–3901,9	ПКО-89	6	—	—	—
—	1		3804–3852	Открытый забой	—	0,6 м ³ /сут жидкости	—	—
		Пионерская	3846–3936	ИП	—	—	—	—

Развитие разрезов астраханско-кордуанского типа (типы III, III а) охватывает районы восточной и центральной, наиболее приподнятых, частей Астраханского свода. Отличия данных разрезов заключаются в сокращении мощности и нечеткой выраженности двух нижних пачек, увеличении мощности третьей пачки (гамма-активный репер Р1), увеличении в составе пятой пачки доли карбонатных пород, повышенной гамма-активности пород, слагающих шестую пачку (гамма-активный репер Р2), очевидно, за счет увеличения в их составе глинистой и битуминозной составляющих, уменьшении мощности седьмой пачки. Практически полное отсутствие в составе данных разрезов терригенных обломочных пород, представленных исключительно редкими маломощными прослойками туфоалевролитов и туфопесчаников (скважины Кордуан-52, Астраханская-25, Астраханская-30), указывает на удаленность центральной части Астраханского свода от основных источников сноса.

Харабалинско-табаковский тип разреза характерен для верхней части наиболее крутого северного склона свода (Харабалинская, Заволжская площади), а также приуроченных к нему участков морфологически выраженных органогенных построек каменноугольного возраста (районы Еленовской, Табаковской площадей). Разрезы нижней перми в пределах данной зоны по строению суще-

ственно отличаются от описанных выше резким сокращением общей мощности отложений (до 36–17 м).

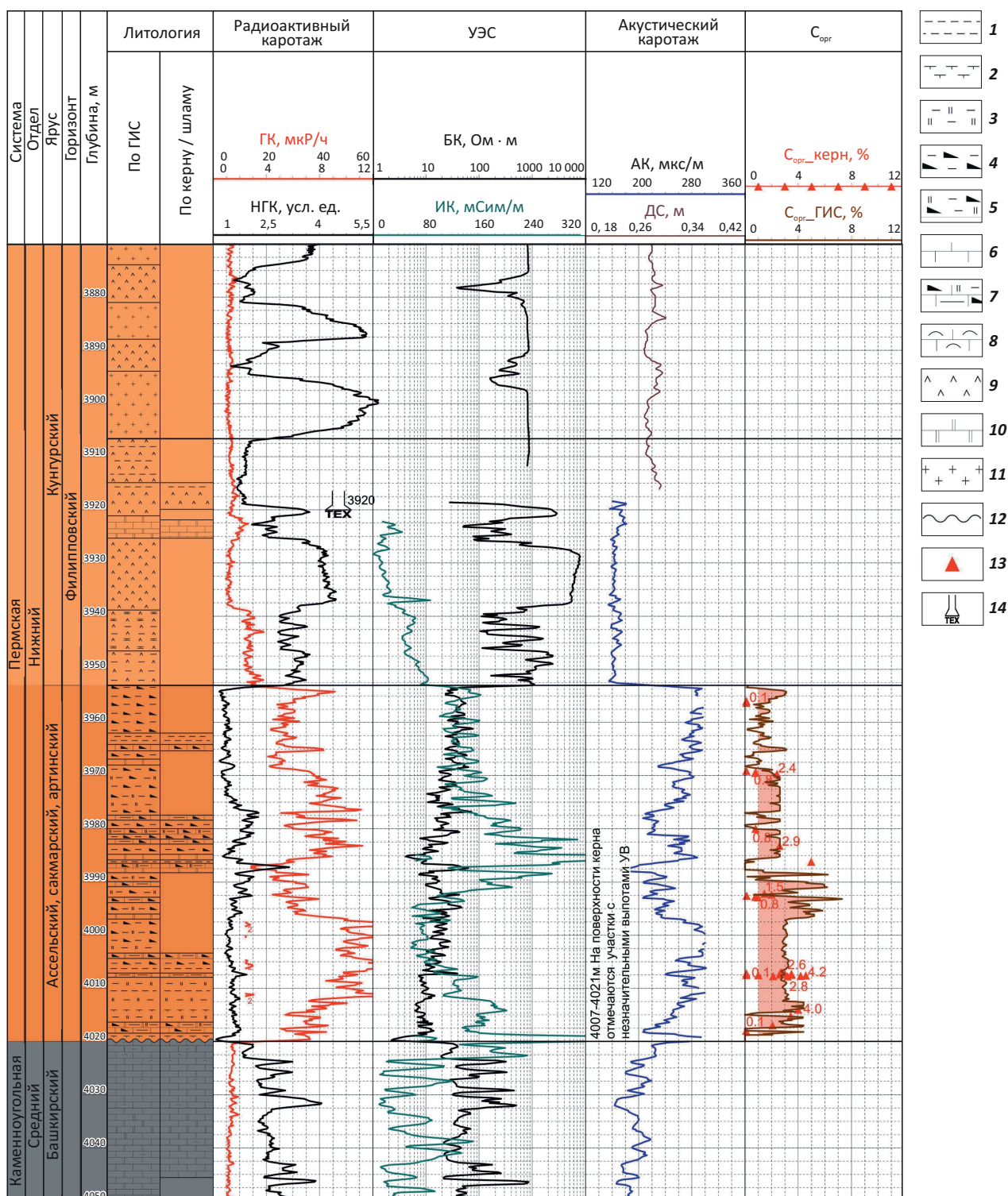
Филипповский этап осадконакопления в пределах свода отвечал началу активного засоления морского бассейна, существовавшего в пределах Прикаспийской впадины и ее внешнего обрамления, что нашло отражение в развитии преимущественно карбонатно-сульфатного и сульфатного типов осадков (рис. 4).

В центральной части Астраханского свода разрезы горизонта представлены в основном ангидритами с тонкими прослойками карбонатного материала. Характерной особенностью данного типа разреза является присутствие среди ангидритов реперных пластов R-1 и R-2, сложенных доломитизированными известняками темно-серой окраски, тонкокристаллической структуры, тонкослоистых за счет включений тонких пропластков глинисто-битуминозного материала (см. рис. 2). Мощность нижнего карбонатного пласта (R-1) изменяется в пределах 15–20 м, верхнего — 5–9 м. Мощность данного типа разреза в целом характеризуется относительно небольшими колебаниями значений (в пределах 40–50 м).

В поле распространения данного типа разреза в ряде скважин (Северо-Астраханская-1, Володар-

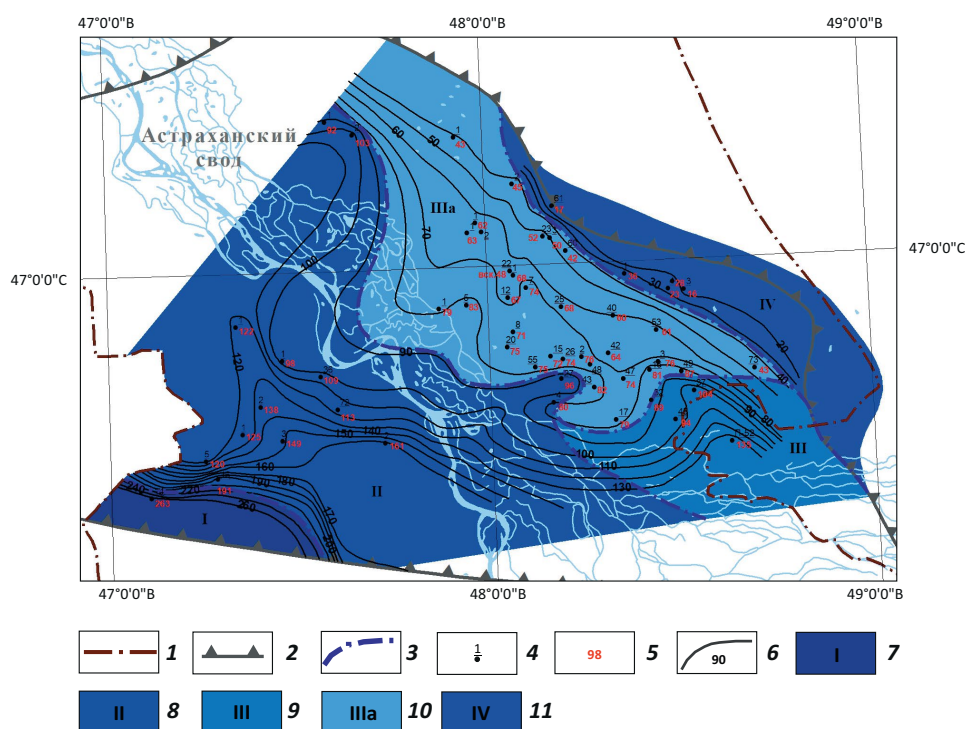
Рис. 2. Геолого-геофизическая характеристика нижнепермских отложений по скв. Астраханская-25

Fig. 2. Geological and geophysical characteristics Lower Permian deposits in Astrakhanskaya-25 well



1 — глина, аргиллит; 2 — глина известковистая; породы (3–5): 3 — кремнисто-глинистая, 4 — битуминозно-глинистая, 5 — битуминозно-глинисто-кремнистая; известняки (6–8): 6 — чистый, 7 — битуминозный, кремнисто-глинисто-карбонатный, 8 — органогенный; 9 — ангидрит; 10 — доломиты; 11 — соль; 12 — перерыв в осадконакоплении; 13 — результаты аналитических исследований; 14 — башмак технической колонны

1 — clay, claystone; 2 — calcareous loam; rocks (3–5): 3 — siliceous-argillaceous, 4 — bituminous-argillaceous, 5 — bituminous-argillaceous-siliceous; limestone (6–8): 6 — pure, 7 — bituminous, siliceous-argillaceous-carbonate, 8 — organic; 9 — anhydrite; 10 — dolomite; 11 — salt; 12 — nonsequence; 13 — results of analytical studies; 14 — shoe of technical string

**Рис. 3.** Литолого-фациальная карта ассельско-артинского этапа осадконакопления**Fig. 3.** Lithofacies map of Asselian–Artinskian phase of sedimentation

Границы (1–3): 1 — административные, 2 — Астраханского свода, 3 — литолого-фациальных зон; 4 — скважина и ее номер, 5 — мощность отложений, м; 6 — изопачы, м; **типы разрезов и их литолого-фациальная характеристика (7–11):** 7 — южно-астраханский — дальняя часть склона Астраханского свода (гемипелагические осадки в пределах погруженной карбонатной платформы — битуминозные тонкослоистые аргиллиты, кремнистые, кремнисто-глинистые, глинисто-карбонатные, кремнисто-глинистые породы с возрастанием в верхней части разреза доли прослоев терригенного состава), 8 — долгожданный — верхняя часть склона Астраханского свода (глубоководные осадки в пределах погруженной карбонатной платформы — битуминозные тонкослоистые аргиллиты, кремнистые, кремнисто-глинистые, глинисто-карбонатные, кремнисто-глинистые породы с преобладанием глинистых и глинисто-кремнистых разновидностей, с редкими прослоями вулканокластических пород), 9 — кордуанский — восточная погруженная часть Астраханского свода (глубоководные осадки, по составу аналогичные II типу, но с преобладанием глинистых, кремнисто-глинистых и глинисто-карбонатных разновидностей, с прослоями туфогенных пород), 10 — астраханский — центральная часть Астраханского свода (глубоководные осадки в пределах приподнятой части погруженной карбонатной платформы — по составу аналогичные III типу, но с общим уменьшением толщины разновозрастных пачек), 11 — еленовский — северо-восточная часть резкого погружения склона Астраханского свода (глубоководные осадки в пределах верхней части склона глубокопогруженной карбонатной платформы — частое переслаивание битуминозных глинисто-кремнистых, кремнисто-карбонатных, кремнисто-глинисто-карбонатных пород).

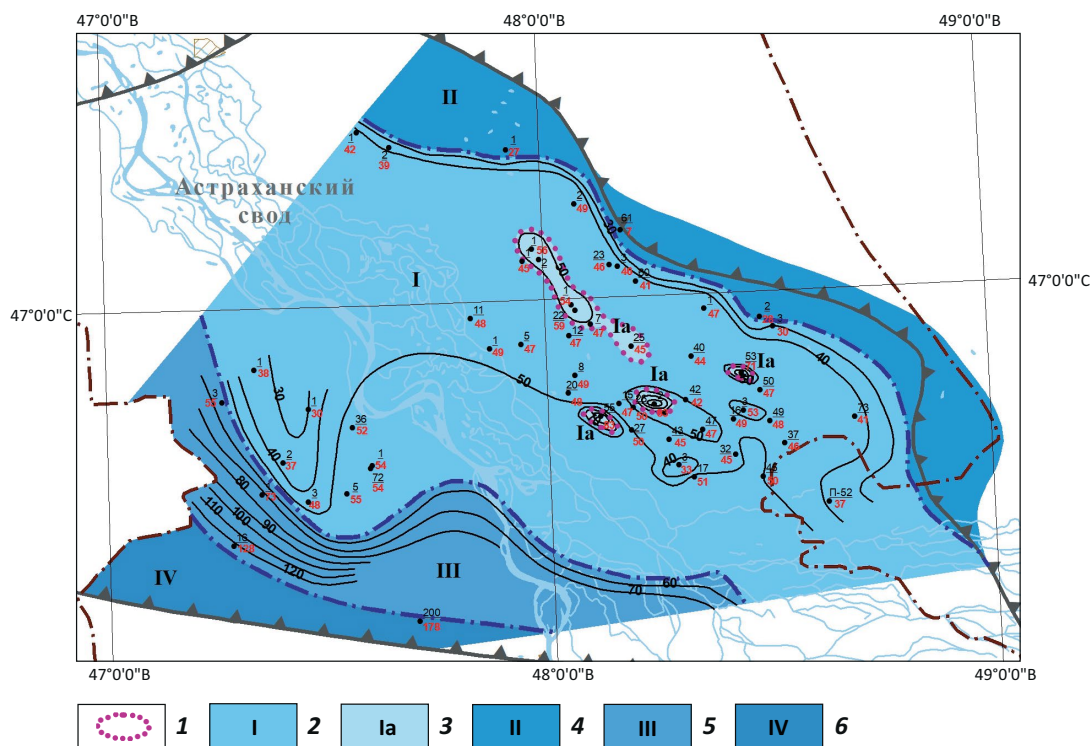
Остальные усл. обозначения см. на рис. 2

Boundaries (1–3): 1 — administrative, 2 — Astrakhan Arch, 3 — lithofacies zones; 4 — well and its number, 5 — deposit thickness, m; 6 — isopach, m; **section types and their lithofacies characteristics (7–11):** 7 — South Astrakhan — distant part of the Astrakhan Arch slope (hemipelagic sediments within the submerged carbonate platform — bituminous thin-bedded claystone, siliceous, siliceous-argillaceous, argillaceous-carbonate, siliceous-argillaceous with increase of terrigenous member proportion in the upper part of the section), 8 — Dolgozhdanny — upper part of the Astrakhan Arch slope (deepwater sediments within the submerged carbonate platform — thin-bedded bituminous claystone, siliceous, siliceous-argillaceous, argillaceous-carbonate, siliceous-argillaceous rocks with predominance of argillaceous and argillaceous-siliceous varieties, with rare interlayers of volcanoclastic rocks), 9 — Korduansky — eastern submerged part of the Astrakhan Arch (deepwater sediments with composition similar to Type II, although with predominance of argillaceous, siliceous-argillaceous and argillaceous-carbonate varieties, with tuffaceous interlayers), 10 — Astrakhan — central part of the Astrakhan Arch (deepwater sediments within the upstanding part of the submerged carbonate platform — composition is similar to Type III, although with general thinning of time-equivalent members), 11 — Elenovsky — north-eastern part of drastic submergence of the Astrakhan Arch slope (deepwater sediments within the upper part of the slope of deeply submerged carbonate platform slope — thin alternation of bituminous argillaceous-siliceous, siliceous-carbonate, and siliceous-argillaceous-carbonate rocks).

For other Legend items see Fig. 2

Рис. 4. Литолого-фациальная карта филипповского этапа осадконакопления

Fig. 4. Lithofacies map of Filippovsky phase of sedimentation



1 — зоны повышенной сульфатности разреза; 2 — сульфатно-карбонатный тип разреза центральной части Астраханского свода; 3 — карбонатно-сульфатный подтип разреза; 4 — преимущественно сульфатный тип разреза северного склона Астраханского свода; 5 — терригенно-карбонатно-сульфатный тип разреза южной части Астраханского свода; 6 — карбонатно-сульфатно-терригенный тип разреза северного склона Каракульско-Смушковской зоны дислокаций.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 3

1 — zones of higher sulphate content in the section; 2 — sulphate-carbonate type of the section in the central part of the Astrakhan Arch; 3 — carbonate-sulphate subtype of the section; 4 — maybe sulphate type of the section in the northern slope of the Astrakhan Arch; 5 — terrigenous-carbonate-sulphate type of the section in the southern part of the Astrakhan Arch; 6 — carbonate-sulphate-terrigenous type of the section in the northern slope of Karakulsky-Smushkovsky zone of dislocations.

For other Legend items see Fig. 3

ская-2, Астраханские-22, 25, 55, Девонская-2, Ахтубинская-12) отмечается увеличенная мощность сульфатов в кровле горизонта, выше репера R-2.

Характерной особенностью преимущественно сульфатного типа разреза северного склона свода является резко сокращенная общая мощность филипповских отложений — от 28 м (скв. Еленовская-2) до 7 м (скв. Заволжская-61). В основном разрез сложен сульфатными породами. Реперные пласты карбонатного состава R-1 и R-2 здесь либо отсутствуют, либо их мощность составляет не более 2–3 м. Сокращенная мощность накопившихся отложений в этой зоне объясняется весьма неустойчивыми условиями осадконакопления в пределах палеосклона.

Перспективы нефтегазоносности

На основе анализа результатов геолого-геофизических исследований в нижнепермском подсолевом разрезе Астраханского свода можно наметить два потенциальных направления геолого-разведочных работ. Первое связано с доманикоидной крем-

нисто-глинисто-карбонатной ассельско-артинской пачкой, второе — с реперными пластами сульфатно-доломитовых пород филипповского горизонта.

В таблице приведена схема УВ-проявлений из нижнепермских подсолевых отложений Астраханского свода. Наиболее интенсивные нефтегазопоявления были получены при опробовании филипповских отложений в эксплуатационных скважинах левобережной части Астраханского свода. В скважинах 431, 313 и 929 опробованы в колонне реперные пласты R₁ и R₂ (см. таблицу). Притоки нефти при этом составляли от 80 м³/сут на 8-мм штуцере в интервале 3750–3800 скв. 431 до 246 м³/сут в интервале 3720–3761 скв. 929. Дебиты газа достигали 30 тыс. м³/сут (скв. 431).

Согласно результатам 2D-бассейнового моделирования, в среднекаменноугольно-нижнепермской подсолевой части разреза Астраханского свода в послекунгурское время, вероятно, сформировались две изолированных УВ-системы. К первой относятся отложения от среднего (верхнего) девона до

среднего карбона. Она включает в себя очаги генерации в девонских отложениях Астраханского свода и девон-каменноугольные отложения, окружающие свод прогибов, преимущественно транзитную зону в верхнедевонских и нижнекаменноугольных отложениях, а также гигантскую зону аккумуляции газа и газоконденсата в среднекаменноугольных отложениях. Формирование девон-среднекаменноугольной генерационно-аккумуляционной системы в пределах Астраханского свода и его периферии подробно изложено в работе [9].

На рис. 5 в качестве примера приведен компонентный состав флюидов в башкирских отложениях (по одной ячейке расчетной сети) в наиболее гипсометрически приподнятой части Астраханского свода. Исходя из представленных данных, можно сделать вывод, что в составе компонентов резко доминируют газообразные компоненты (93 %). При этом 30,2 % приходится на агрессивные компоненты (сероводород и углекислый газ).

Вторая из изолированных УВ-систем объединяет очаг генерации и зоны аккумуляции преимущественно жидких УВ в нижнепермской подсолевой части разреза. Дифференциация этих зон обусловлена наличием флюидоупора высокого качества в ассельско-артинской части разреза. Перетокам из отложений среднего карбона в более молодые подсолевые отложения в пределах Астраханского свода препятствовал флюидодинамический барьер в подошве нижнепермской толщи. Наличие этого барьера в настоящее время не означает отсутствия вероятности вертикальных перетоков УВ в прошлом. Такие перетоки могли иметь эпизодический характер в мезозой-кайнозойское время.

Нижнепермская генерационно-аккумуляционная система, вероятно, начала функционировать в мезозойское время. На рубеже триаса и юры здесь прогнозируются начало генерации УВ и формирование первых нефтяных скоплений. В наиболее гипсометрически приподнятой части свода и под соляными куполами на его склонах генерация нефти продолжалась и в кайнозое. В настоящее время в подсолевых нижнепермских отложениях района работ прогнозируются преимущественно нефтяные залежи. На рис. 6 приведен состав одного из прогнозируемых скоплений в нижнепермских отложениях левобережной части Астраханского свода.

Иная ситуация прогнозируется по периферии исследуемой территории. Под действием более жестких термических условий в конце мезозоя и кайнозое здесь могли генерировать газообразные УВ, что, вероятно, обусловило формирование газовых и газоконденсатных скоплений.

Выполненный анализ геолого-геофизических и геохимических данных позволил провести интервальную оценку ресурсного УВ-потенциала нижнепермских отложений Астраханского свода. При этом отдельно были оценены ресурсы УВ в доманикоидах ассельско-артинского интервала разреза

и в разновозрастных субгранулярных коллекторах, а также ресурсный потенциал УВ в сульфатно-карбонатных реперных пластах филипповского горизонта. Согласно выполненной оценке, ресурсный потенциал нижнепермских подсолевых отложений Астраханского свода составил 413,4 млн т усл. топлива извлекаемых, из них нефти 350,3 млн т, свободного газа 55,8 млрд м³. Ресурсный потенциал ассельско-артинских отложений оценен исключительно по нефти, филипповских — по нефти и газу. Результаты подсчета ресурсов по нижнепермской подсолевой части разреза Астраханского свода приведены на рис. 7.

Ключевые направления геолого-разведочных работ

В связи с высокой степенью флюидодинамической замкнутости нижнепермская генерационно-аккумуляционная система может служить типичным примером автоклавной системы [10]. Вероятнее всего, в этом интервале разреза Астраханского свода и по его периферии на протяжении нескольких геологических периодов развивалась квазиизолированная флюидодинамическая система. Очаги генерации и аккумуляции УВ здесь практически совпадают в пространстве. Латеральная и вертикальная миграция были существенно ограничены в связи со сложным распределением фильтрационно-емкостных свойств, обусловленным как литологическим составом, так и вторичными процессами преобразования нижнепермских подсолевых пород. Это безусловно оказало влияние на перспективы нефтегазоносности нижнепермского подсолевого интервала разреза. Формирование УВ-скоплений здесь обусловлено наличием коллектора и гидродинамической ловушки.

Как отмечалось, распределение коллекторских свойств в ассельско-артинской и филипповской толщах носит спорадический характер. Как правило, зоны с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами прогнозируются на участках развития малоамплитудных разрывных нарушений, на склонах локальных поднятий, а также в зонах повышенной кавернозности карбонатных пород, что подтверждается результатами бурения и опробования нижнепермских подсолевых отложений в скважинах Астраханского свода (см. рис. 1). Таким образом, в нижнепермских подсолевых отложениях района работ прогнозируется серия различных по запасам и фазовому составу скоплений УВ. Размеры и состав скоплений будут определяться локальными неоднородностями фильтрационно-емкостных свойств пород, а также термобарическим режимом недр. Повышение напряженности термического поля в силу достаточно высокой катагенетической зрелости нижнепермских пород может привести к увеличению доли газообразных УВ в локальных скоплениях. В таких условиях возрастает влияние мозаичного поля температур нижнепермских отложений на фазовый состав скоплений (рис. 8).

Рис. 5. Пример компонентного состава пластовой смеси в отложениях башкирского яруса в пределах Астраханского свода. Бассейновое моделирование 2D

Fig. 5. An example of compositional breakdown of strata mixture in Bashkirian deposits within the Astrakhan Arch. 2D basin modelling

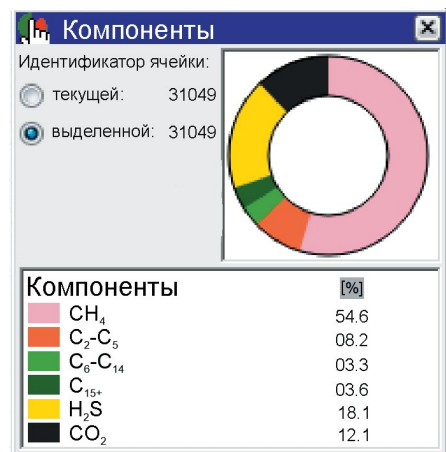


Рис. 6. Пример компонентного состава пластовой смеси в нижнепермских отложениях в пределах Астраханского свода. Бассейновое моделирование 2D.

Fig. 6. Example of breakdown of strata mixture in Lower Permian deposits within the Astrakhan Arch. 2D basin modelling.

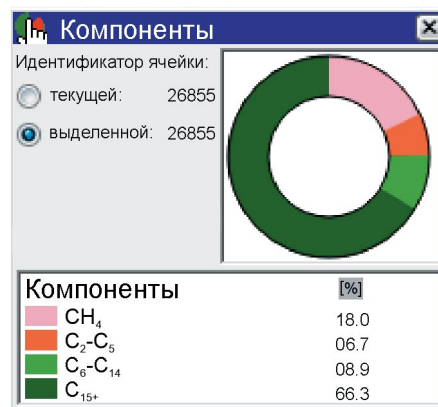
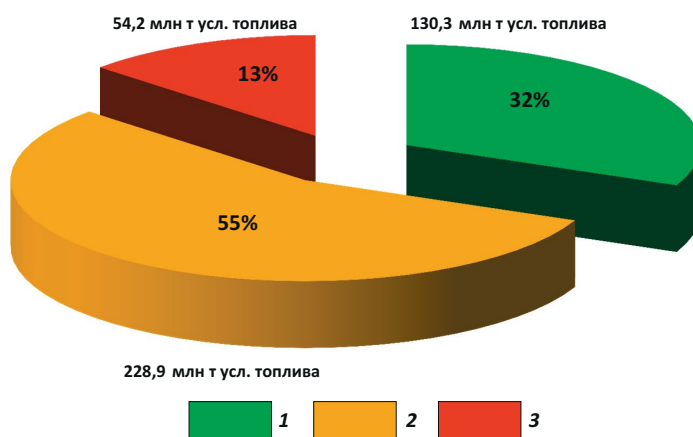


Рис. 7. Результаты оценки ресурсного потенциала нижнепермских подсолевых отложений Астраханского свода

Fig. 7. Results of resource potential assessment for Lower Permian subsalt deposits of the Astrakhan Arch



1 — филипповские отложения; **2** — доманикоиды ассельско-артинского возраста; **3** — субгранулярный коллектор ассельско-артинского возраста

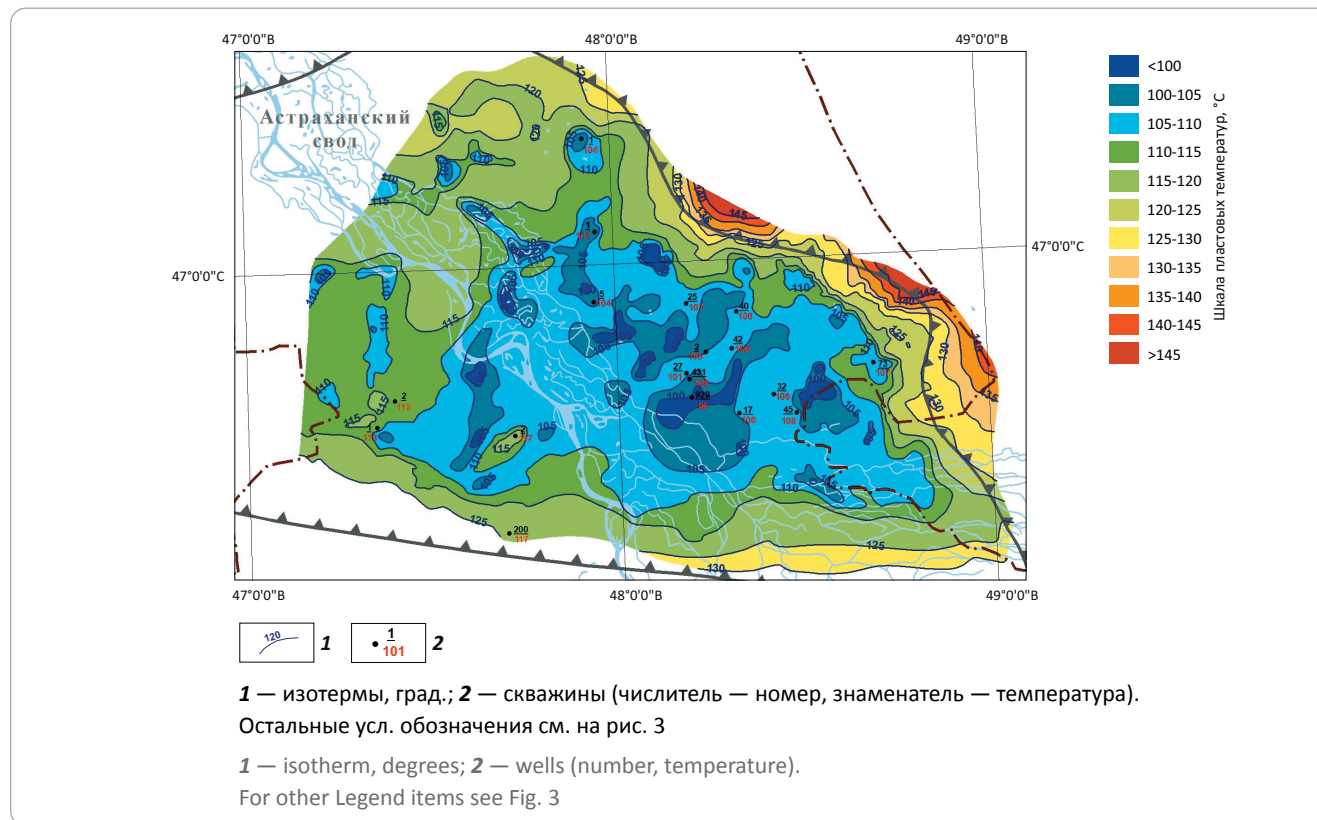
1 — Filippovsky deposits; **2** — Asselian–Artinskian domanikoids; **3** — Asselian–Artinskian subgranular reservoir

Таким образом, можно обосновать два направления поисково-оценочных работ на нижнепермские подсолевые отложения Астраханского свода.

1. Кремнисто-глинисто-карбонатные отложения ассельско-артинского возраста как источники сланцевого газа и сланцевой нефти. Эти породы повсеместно распространены на территории Астраханского свода. Наиболее перспективны на проведение поисково-оценочных работ участки развития субгранулярных коллекторов в центральной и северной частях свода. В южном направлении ассельско-артинский интервал разреза существенно гли-

низирован и его перспективы нефтегазоносности уменьшаются.

2. Ассельско-артинские и филипповские отложения центральной и северной частей свода на участках развития повышенных фильтрационно-емкостных свойств. Как правило, такие участки приурочены к зонам повышенной трещиноватости, обусловленной структурной неоднородностью как нижнепермской подсолевой толщи, так и подстилающих ее отложений. Сюда можно отнести малоамплитудные разрывные нарушения, локальные поднятия, флексурные осложнения северной части свода.

**Рис. 8.** Карта пластовых температур в кровле ассельско-артинских отложений**Fig. 8.** Formation temperature map for the Asselian–Artinskian Top

Выводы

1. Нижнепермские отложения являются высокоперспективным объектом для поиска нефтяных залежей в пределах Астраханского свода, что подтверждается промышленными притоками в нескольких скважинах. Ресурсный УВ-потенциал этих отложений на изучаемой территории оценивается в 413,4 млн т усл. топлива извлекаемых, из них нефти 350,3 млн т, свободного газа 55,8 млрд м³.

2. Ассельско-артинские отложения представляют собой доманикоидную кремнисто-глинисто-карбонатную толщу, высокообогащенную ОБ и жидкими УВ. По результатам геолого-разведочных работ здесь могут быть околонтурены площади, в том числе перспективные на поиски сланцевой нефти.

Однако не исключено развитие традиционных коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Филипповские отложения развиты на площади Астраханского свода в двух доломитовых пластах — потенциальных резервуарах УВ. Нижнепермские отложения в целом обладают неоднородным распределением коллекторских толщ по площади и разрезу.

3. В связи с развитием в нижнепермском интервале разреза активной и высокообогащенной ОБ нефтегазоматеринской толщи ключевым этапом при проведении поисково-оценочных работ будет прогноз развития и распространения коллекторов. Структурный фактор при планировании поисковых работ не будет иметь решающего значения.

Литература

1. Астраханский карбонатный массив: строение и нефтегазоносность / Под ред. Ю.А. Воложа, В.С. Парасыны. — М. : Научный мир, 2008. — 221 с.
2. Волож Ю.А., Гогоненков Г.Н., Делия С.В., Корчагин О.А., Комаров А.Ю., Рыбальченко В.В., Сибилев М.А., Стенин В.П., Пыхалов В.В., Титаренко И.А., Токман А.К. Углеводородный потенциал глубоких горизонтов Астраханской зоны нефтегазоаккумуляции: проблемы и решения // Геотектоника. — 2019. — Т. 53. — № 3. — С. 3–23. DOI: 10.1134/S0016852119030087.
3. Соловьев Б.А., Кондратьев А.Н., Левшунова С.П. Состояние и перспективы развития нефтегазопроисхождения в зоне сочленения Прикаспийской впадины и края Карпинского // Геология нефти и газа. — 2010. — № 4. — С. 31–38.
4. Бочкарев А.В., Бочкарев В.А. Катагенез и прогноз нефтегазоносности недр. — М. : Изд-во ВНИИОЭНГ, 2006. — 321 с.
5. Бочкарев А.В., Делия С.В., Карпов П.А., Самойленко Г.Н., Степанов А.Н. Опыт предлицензионной оценки перспектив нефтегазоносности // Геология нефти и газа. — 2001. — № 2. — С. 7–12.
6. Постнова Е.В., Орешкин И.В., Писаренко Ю.А., Сизинцева Л.И. О состоянии ресурсной базы нефти и газа Прикаспийской мегавпадины // Недра Поволжья и Прикаспия. — 2001. — Вып. 27. — С. 7–12.

7. Меркулов О.И., Титаренко И.А., Сизинцев С.В. Направления развития минерально-сырьевой базы углеводородов юго-западной части Прикаспийской нефтегазоносной провинции // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2022. – № 3–4. – С. 15–22.
8. Соловьева Б.А., Юрель Г.Н., Павлинова Н.В. Роль вулканических процессов в формировании подсолевого комплекса на юго-востоке Прикаспийской впадины // Известия вузов. Сер. Геология и разведка. – 1991. – № 1. – С. 16–23.
9. Постнова Е.В., Орешкин И.В., Меркулов О.И., Гонтарев В.В., Потапов М.А. Перспективы нефтегазоносности Среднего Каспия по результатам бассейнового моделирования // Настоящее и будущее сырьевой базы морской нефтегазовой промышленности России : тезисы докладов международной научно-практической конф-ии (Санкт-Петербург, 16–19 марта 2004 г.). – СПб, 2004. – С. 65–67.
10. Волож Ю.А., Абукова Л.А., Рыбальченко В.В., Меркулов О.И. Формирование месторождений нефти и газа в глубокопогруженных углеводородных системах: на пути к универсальной поисковой концепции // Геотектоника. – 2022. – № 5. – С. 27–49. DOI: 10.31857/S0016853X22050095.

References

1. Astrakhan carbonate massif: structure and its oil and gas perspectives. In: Yu.A. Volozh, V.S. Parasyina, eds. Moscow: Nauchnyi Mir; 2008. 221 p. In Russ.
2. Volozh Yu.A., Gogonenkov G.N., Deliya S.V., Korchagin O.A., Komarov A.Yu., Rybal'chenko V.V., Sibilev M.A., Stenin V.P., Pykhalov V.V., Titarenko I.A., Tokman A.K. Hydrocarbon potential of deeply buried reservoirs in the astrakhan oil and gas accumulation zone: problems and solutions. *Geotectonics*. 2019;53(3):299–318. DOI: 10.1134/S0016852119030087. In Russ.
3. Solov'ev B.A., Kondrat'ev A.N., Levshunova S.P. State and prospects of oil and gas exploration activity in the joint zone of Pre-caspian depression and Karpinsky ridge. *Geologiya nefi i gaza*. 2010;(4):31–38. In Russ.
4. Bochkarev A.V., Bochkarev V.A. Katagenez i prognoz neftegazonosnosti neдр [Catagenesis and prediction of oil and gas occurrence in subsurface]. Moscow: VNIIOENG; 2006. 321 p. In Russ.
5. Bochkarev A.V., Deliya S.V., Karpov P.A., Samoilenko G.N., Stepanov A.N. Opyt pred litsenzionnoi otsenki perspektiv neftegazonosnosti [Experience in pre-licensing assessment of oil and gas prospects]. *Geologiya nefi i gaza*. 2001;(2):7–12. In Russ.
6. Postnova E.V., Oreshkin I.V., Pisarenko Yu.A., Sizintseva L.I. O sostoyanii resursnoi bazy nefi i gaza Prikaspiiskoi megavpadiny [On the state of the oil and gas resource base of the Pre-Caspian megadepression]. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*. 2001;(27):7–12. In Russ.
7. Merkulov O.I., Titarenko I.A., Sizintsev S.V. Lines of development of the hydrocarbon mineral resource base in the south-western part of the Caspian petroleum province. *Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie*. 2022;(3–4):15–22. In Russ.
8. Solov'eva B.A., Yurel' G.N., Pavlinova N.V. Rol' vulkanicheskikh protsessov v formirovanii podsolevogo kompleksa na yugovostoke Prikaspiiskoi vpadiny [The role of volcanic processes in the formation of the subsalt complex in the southeast of the Caspian depression]. *Izvestiya vuzov. Ser. Geologiya i razvedka*. 1991;(1):16–23. In Russ.
9. Postnova E.V., Oreshkin I.V., Merkulov O.I., Gontarev V.V., Potapov M.A. Perspektivy neftegazonosnosti Srednego Kaspiya po rezul'tatam basseinovogo modelirovaniya [Prospects for oil and gas content of the Middle Caspian based on the results of basin modeling]. In: *Nastoyashchee i budushchee syr'evoi bazy morskoi neftegazovoi promyshlennosti Rossii : tezis dokladov mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konf-ii (Sankt-Peterburg, 16–19 march 2004)*. St. Petersburg; 2004. pp. 65–67. In Russ.
10. Volozh Yu.A., Abukova L.A., Rybal'chenko V.V., Merkulov O.I. Formation of Oil and Gas Fields in Deep Hydrocarbon Systems: Outline of a Universal Search Concept. *Geotectonics*. 2022;56(5):27–49. DOI: 10.1134/S0016852122050090. In Russ.

Информация об авторах

Меркулов Олег Игоревич

Кандидат геолого-минералогических наук,
управляющий директор

АО «Нижне-Волжский научно-исследовательский институт
геологии и геофизики»

410012 Саратов, ул. Московская, д. 70

e-mail: MerkulovOI@rusgeology.ru

ORCID ID: 0009-0008-6613-2352

Стенин Владимир Петрович

Кандидат технических наук,
советник генерального директора

Росатом АО «ТВЭЛ» «РусВэллГруп»,

115409 Москва, Каширское ш., д. 49

e-mail: VPStenin@rosatom.ru

ORCID ID: 0009-0002-1138-4751

Information about authors

Oleg I. Merkulov

Candidate of Geological
and Mineralogical Sciences,

Managing director

NVNIIGG,

70, ul. Moskovskaya, Saratov, 410012, Russia

e-mail: MerkulovOI@rusgeology.ru

ORCID ID: 0009-0008-6613-2352

Vladimir P. Stenin

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,

Advisor to Director General

Tvel Rosatom, RusWellGroup

49, sh. Kashirskoye, Moscow, Russia

e-mail: VPStenin@rosatom.ru

ORCID ID: 0009-0002-1138-4751

Малявин Сергей Юрьевич

Генеральный директор

ООО «АстраН»,

414000 Астрахань, ул. Тургенева, д. 7/9

e-mail: s.malyavin@ws-capital.com

ORCID ID: 0009-0009-6133-0146

Щеглов Валерий БорисовичКандидат геолого-минералогических наук,
начальник отделаАО «Нижне-Волжский научно-исследовательский институт
геологии и геофизики»,

410012 Саратов, ул. Московская, д. 70

e-mail: ScheglovVB@rusgeology.ru

ORCID ID: 0009-0003-1394-1336

Сизинцев Сергей Владимирович

Начальник департамента

АО «Нижне-Волжский научно-исследовательский институт
геологии и геофизики»,

410012 Саратов, ул. Московская, д. 70

e-mail: SizintsevSV@rusgeology.ru

ORCID ID: 0009-0006-2799-5759

Sergei Y. Malyavin

Director General

AstraN,

7, ul. Turgeneva, Astrakhan, Russia

e-mail: s.malyavin@ws-capital.com

ORCID ID: 0009-0009-6133-0146

Valerii B. ShcheglovCandidate of Geological
and Mineralogical Sciences,

Head of Sector

NVNIIGG,

70, ul. Moskovskaya, Saratov, 410012, Russia

e-mail: ScheglovVB@rusgeology.ru

ORCID ID: 0009-0003-1394-1336

Sergei V. Sizintsev

Head of Department

NVNIIGG,

70, ul. Moskovskaya, Saratov,
410012, Russia

e-mail: SizintsevSV@rusgeology.ru

ORCID ID: 0009-0006-2799-5759

УДК 550.8.012

DOI 10.47148/0016-7894-2024-2-41-50

Методические подходы к выделению перспективных объектов ачимовского типа в районах арктической зоны севера Западной Сибири

© 2024 г. | Л.А. Дубровина¹, Е.А. Иванов¹, Е.В. Смирнова¹, Г.Л. Розбаева¹, Ю.В. Рейдик²¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; ladubrovina@tnnc.rosneft.ru; eaivanov2@tnnc.rosneft.ru; evsmirnova3@tnnc.rosneft.ru; GLRozbaeva@tnnc.rosneft.ru;²ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия; yu_reydik@rosneft.ru

Поступила 01.12.2023 г.

Доработана 21.12.2023 г.

Принята к печати 26.12.2023 г.

Ключевые слова: нижнемеловые отложения; клиноформный комплекс; палеошельф; палеосклон; перспективный объект; корреляция.

Аннотация: Перспективы нефтегазоносности нижнемеловых отложений на исследуемой территории связаны с отложениями суходудинской и нижнехетской свит. На основе нового интерпретационного сейсмического проекта и анализа архивных данных создана сеймостратиграфическая модель, которая подтверждает клиноформное строение суходудинской и нижнехетской свит в пределах арктической зоны севера Западной Сибири. Исходя из модели клиноформного строения неокома Западной Сибири, разработана и апробирована методика выделения основных элементов каждого клиноформного цикла: линии бровки палеошельфа и линии подножия палеосклона. На основе анализа временных сейсмических разрезов, карт градиентов углов наклона определены линии нижнего и верхнего перегибов палеосклона, выявлена закономерность углов наклона сформировавшихся бровок палеошельфа и подножий палеосклонов. Измерение углов наклона границ клиноформного комплекса предлагается проводить после палеорекострукции. Авторами статьи предложен метод локализации перспективных объектов ачимовского типа в условиях ограниченной информации для малоизученных районов севера Западной Сибири. Для анализа временных толщин клиноформного комплекса использованы условные дополнительные поверхности, соединяющие точки нижнего и верхнего перегибов на начало и конец формирования клиноформ. На основе предложенного метода смоделированы зоны ожидаемого распространения коллекторов. Разработанный метод локализации перспективных объектов ачимовского типа в условиях ограниченной информации подтвержден бурением новых скважин на исследуемой территории.

Для цитирования: Дубровина Л.А., Иванов Е.А., Смирнова Е.В., Розбаева Г.Л., Рейдик Ю.В. Методические подходы к выделению перспективных объектов ачимовского типа в районах арктической зоны севера Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2024. – № 2. – С. 41–50. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-2-41-50.

Methodological approaches to identification of Achimov-type exploration targets in the Arctic zone of West Siberian north

© 2024 | L.A. Dubrovina¹, E.A. Ivanov¹, E.V. Smirnova¹, G.L. Rozbaeva¹, Yu.V. Reidik²¹Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia; ladubrovina@tnnc.rosneft.ru; eaivanov2@tnnc.rosneft.ru; evsmirnova3@tnnc.rosneft.ru; GLRozbaeva@tnnc.rosneft.ru²Rosneft Oil Company, Moscow, Russia; yu_reydik@rosneft.ru

Received 01.12.2023

Revised 21.12.2023

Accepted for publication 26.12.2023

Key words: Lower Cretaceous deposits; clinoform sequence; paleoshelf; paleoslope; exploration target; correlation.

Abstract: Petroleum potential of Lower Cretaceous deposits in the study area is associated with the Sukhodudinsky and Nizhnekhetsky deposits. Following the new seismic interpretation project and historical data analysis, seismostratigraphic model is created that confirms the clinoform architecture of Sukhodudinsky and Nizhnekhetsky formations within the Arctic zone of West Siberian north. Based on the model of Neocomian clinoform structure of Western Siberia, the authors developed and tested a methodology of identification of the main elements in each clinoform cycle, they are paleoshelf edge line and paleoslope foot line. According to seismic time section analysis and maps of slope angle gradients, the lower and upper paleoslope break lines are determined, and a pattern of slope angle behaviour is identified for the paleoshelf edges and paleoslope foots formed. The authors recommend to measure angles of clinoform sequence boundaries after paleoreconstruction. They present a method for Achimov-type exploration target localization in the context of limited information in the underexplored regions of West Siberian north. The conventional surfaces were used in addition for analysis of time thickness of clinoform sequence; these surfaces are connecting the upper and lower slope break lines at the beginning and the end of the clinoform formation. Using the method proposed, zones of the expected reservoir occurrence are modelled. The efficiency of the developed method for Achimov-type exploration target localization in the context of limited information is confirmed by drilling new wells in the study area.

For citation: Dubrovina L.A., Ivanov E.A., Smirnova E.V., Rozbaeva G.L., Reidik Yu.V. Methodological approaches to identification of Achimov-type exploration targets in the Arctic zone of West Siberian north. *Geologiya nefi i gaza*. 2024;(2):41–50. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-2-41-50. In Russ.

Введение

В начале XXI в. вырос интерес к освоению арктической зоны севера Западной Сибири. Основными причинами являются истощение доступных месторождений центральной части Западно-Сибирской нефтегазовой провинции, возросшая активность буровых работ в районах арктической зоны севера Западной Сибири и появление информации о продуктивных отложениях этого региона на основании полученных результатов. Остается традиционный интерес к структурным объектам, залегающим на небольших глубинах, и перспективным объектам ачимовского типа, характеризующихся сложным геологическим строением и большой глубиной залегания. Проблемы корреляции, стратификации и локализации перспективных объектов ачимовского типа изучали В.Н. Бородкин, Ф.Г. Гулари, С.В. Ершов, В.П. Игошкин, В.А. Казаненков, Ю.Н. Карогодин, В.А. Конторович, Н.Х. Кулахметов, А.Р. Курчиков, А.Л. Наумов, А.А. Нежданов, И.И. Нестеров, Л.Я. Трушкова и многие другие специалисты. В конце 1970-х гг. А.Л. Наумов, Т.М. Онищук, М.М. Биншток опубликовали работу, в которой обосновали регионально-косослоистое строение неокомских отложений Западной Сибири [1]. Принципиально новая регионально-косослоистая модель строения отложений нижнего мела, отображающая процесс бокового заполнения осадками некомпенсированного, относительно глубоководного морского бассейна, позволяет масштабно прогнозировать литологические объекты [2]. Однако до настоящего времени остаются вопросы корреляции ОГ клиноформных комплексов, выделения их составных элементов, и как следствие, актуальна проблема картирования перспективных объектов для обоснования дальнейших направлений геолого-разведочных работ.

Основными задачами исследования являлись:

- 1) корреляция изохронных границ с целью создания сейсмостратиграфической модели территории на основе архивной и новой геолого-геофизической информации;
- 2) разработка и апробация методики выделения основных элементов каждого клиноформного цикла: линии бровки палеошельфа и линии подножия палеосклона;
- 3) разработка методики локализации перспективных объектов ачимовского типа в условиях ограниченной информации.

Выделение сейсмостратиграфических комплексов

Согласно концепции строения клиноформных отложений, песчано-алевритовые пласты ачимовской толщи коррелируют с шельфовыми через глинисто-алевритовый склон, т. е. каждому ачимовскому резервуару соответствует изохронный шельфовый пласт либо группа пластов. Положение каждой клиноформы и слагающих ее отложений по

площади и в геологическом разрезе определяется несколькими границами. К ним прежде всего относятся внешние — это западная граница выклинивания клиноформных образований, а также «бровки» смежных прибрежно-мелководных пластов, образуемых верхней и нижней границами циклита. Помимо указанных внешних границ имеется их внутренняя граница постепенного замещения прибрежно-мелководных фаций клиноформными, проходящая последовательно от нижних к верхним слоям циклита в направлении от внутренней (восточной) к внешней «бровкам» мелководных пластов [2]. По мнению авторов [2], в отличие от первых трех границ клиноформы, последняя не поддается площадному картированию и может быть продемонстрирована на геологическом или сейсмическом разрезах. В связи с этим возникает необходимость в разработке новых подходов к построению геологических моделей и выделению и картированию основных границ клиноформных отложений.

В рамках работ по созданию сейсмостратиграфической модели территории был подготовлен сейсмогеологический интерпретационный проект. Всего в проекте использовалось 52 819 пог. км сейсмических профилей 2D. Плотность изученности составила 0,35 км/км². Данные ГИС взяты по 200 скважинам.

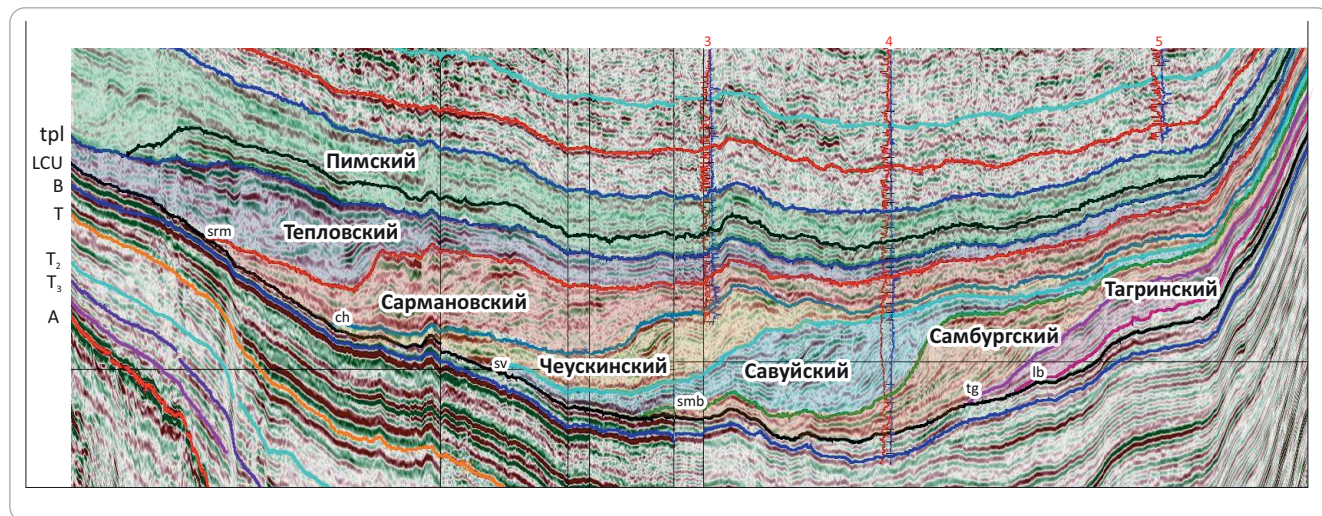
В работе обоснованы реперные сейсмоакустические горизонты и сейсмогеологическая привязка скважин, выполнена корреляция ОГ согласно принципам сиквенс-стратиграфии [3]. В результате создан региональный проект, охватывающий территорию полуостровов Гыданский и Таймыр. В рамках региональной работы (рис. 1) на основе анализа всех данных прослежены сейсмические ОГ неокомских клиноформ, которые получили названия от соответствующих глинистых пачек в кровле каждой клиноформы: лабазный — lb, тагринский — tg, урьевский — ur, самбурский — smb, савуйский — sv, чеускинский — ch, сармановский — srm, тепловский — tpl, пимский — pm, енгяхский — en, приобский — prb.

Все результаты стратиграфического расчленения подтверждены взаимоувязанными сейсмическими, геофизическими данными по скважинам с результатами биостратиграфических исследований [4].

В интервале неокома закартировано 11 крупных клиноформных сейсмостратиграфических комплексов, каждый из которых в дальнейшем детализирован до уровня секвенций 3-го и 4-го порядков.

Особенностью неокомских клиноформ Западной Сибири является наличие двух региональных уровней одновозрастных, но принципиально отличающихся по генезису песчаных тел [5, 6]. На регрессивных этапах развития в зонах, отвечающих верхним частям клиноформ, существовали прибрежно-морские условия осадконакопления и фор-

Рис. 1. Временной сейсмический разрез с корреляцией региональных сеймостратиграфических комплексов
 Fig. 1. Seismic time section with the results of regional seismic stratigraphy sequence identification



мировались шельфовые песчаные пласты; в области аккумулятивного склона, характеризующегося относительно большими ($1,5-3^\circ$) углами наклона, накапливались преимущественно глинистые разности; в глубоководной зоне — связанные с глубоководными конусами выноса песчаники ачимовской пачки [7].

Клиноформное строение нижнехетских и сходудинских отложений описано авторами [8], они дают характеристику клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба, который имеет резко асимметричное строение со слабовыраженными встречными клиноформами на северо-западе. Максимальные углы падения слоев клиноформного комплекса меняются от 2° на юге и севере до $3-6^\circ$ в центральной части прогиба [9].

Методы решения

Отложения клиноформной части неокомского комплекса являются основным перспективным интервалом для поисков залежей УВ. В статье рассмотрены основные крупные сеймостратиграфические комплексы, в которых промышленные скопления УВ либо открыты, либо ожидаются на основании залежей-аналогов, открытых на ближайших соседних участках недр.

Для оценки перспектив в интервале неокома по каждому сеймостратиграфическому комплексу проанализированы структурные карты по кровле комплекса и карты временных толщин изучаемого комплекса. Распространение коллекторов предполагается как в шельфовой части, так и в глубоководной части конусов выноса. Для выделения основных элементов каждого клиноформного цикла (линии бровки палеошельфа и линии подножия палеосклона) был выполнен комплексный анализ по полученному набору специальных карт.

Перегибы палеосклонов клиноформ выделены на картах изохор и углов наклона между ОГ, соот-

ветствующими кровле и подошве исследуемого комплекса отложений, и опорными ОГ, контролируемыми распространение выше и ниже горизонтально залегающих слоев осадочного чехла, а именно ОГ prb и Б (кровля яновстанской свиты). Область склона каждого сеймостратиграфического комплекса предположительно сложена преимущественно аргиллитами. Линии бровки палеошельфа соответствуют замещению шельфовых песчано-алевритовых отложений каждого из комплексов аргиллитами в области палеосклона.

Разработка и апробация методики выделения основных элементов каждого клиноформного цикла

Авторами статьи разработана и апробирована методика выделения основных элементов каждого клиноформного цикла: линии бровки палеошельфа и линии подножия палеосклона.

Одним из основных и важных моментов при интерпретации неокомского комплекса является выделение зон подножия палеосклона и бровок палеошельфа. При их выделении интерпретаторы сталкиваются с зоной неоднозначности, которая в плане может составить первые километры (рис. 2).

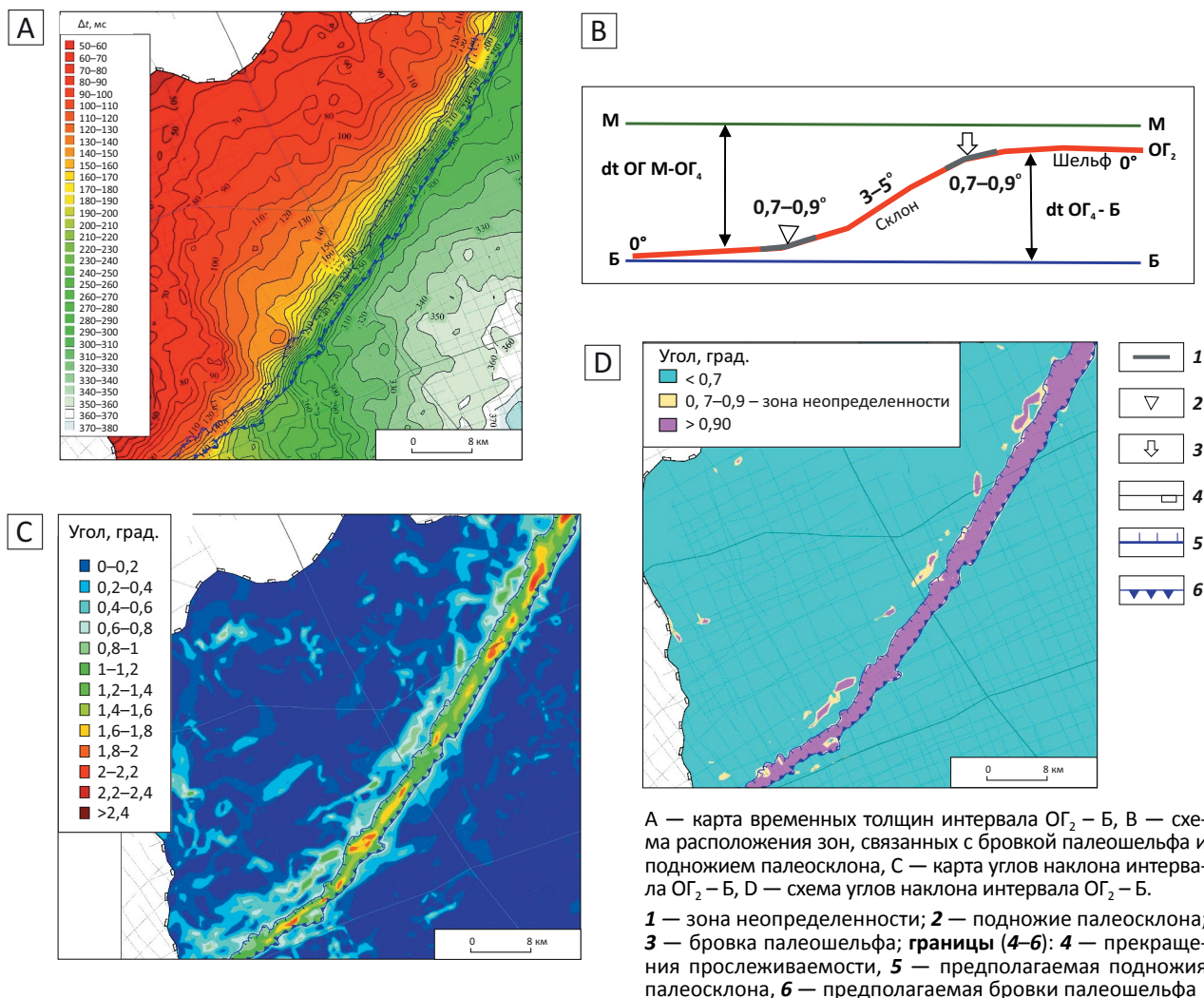
Зоны неоднозначности определения положения бровки палеошельфа и подножия палеосклона на временном сейсмическом разрезе варьируют в зависимости от угла наклона исследуемого ОГ относительно опорных ОГ. Для уменьшения неопределенности при выделении зон, связанных с бровкой палеошельфа и подножием палеосклона, в рамках проекта построены:

- карты временных толщин между верхним шельфовым ОГ и исследуемым ОГ;
- карты временных толщин до ОГ Б;
- карты углов наклона временных толщин;
- выполнен визуальный анализ временных разрезов.



Рис. 2. Схема расположения бровок палеошельфа и подножия палеосклона

Fig. 2. Map of paleoshelf edge and paleoslope foot location



A — time thicknesses map of the $OG_2 - B$ interval, B — layout of zones associated with the edge of the paleoshelf and the foot of the slope, C — inclination angles map of the $OG_2 - B$ interval, D — inclination angles diagram of the $OG_2 - B$ interval.

1 — zone of uncertainty; 2 — paleoslope foot; 3 — paleoshelf edge; boundaries (4-6): 4 — event tracing failure, 5 — supposed slope foot, 6 — supposed paleoshelf edge

Измерение углов наклона границ клиноформного комплекса следует проводить после палеорекострукции — спрямления разреза на горизонт Б. В противном случае новейшая тектоника исказит значения углов.

При анализе полученных карт была выявлена закономерность — максимальные углы наклона палеосклона по картам углов наклона составляют $3-5^\circ$, также впервые удалось обосновать диапазон углов наклона слоев ($0,7-0,9^\circ$) для выделения зон подножий палеосклона и бровок палеошельфа. Практически все интерпретаторы используют сейсмические разрезы, карты и схемы толщин для определения точек перегибов во временной области. Авторами статьи угол наклона слоев определен на основе карт временных толщин, но его следует считать условным, а не истинным. Для определения истинного угла наклона, характеризующего клино-

формную часть, этот угол необходимо определять с применением структурных карт.

Авторами выполнен анализ эффективных толщин ачимовских отложений в скважинах в зависимости от условного угла наклона участка, на котором находится скважина. В работе использовано 76 скважин, что составило 157 точек анализа, так как в одной скважине можно встретить несколько пластов. На рис. 3 видно, что большая часть скважин с эффективными толщинами в ачимовских отложениях находится на участках с углами до $0,7^\circ$. На участках с углами более 1° оказываются только единичные скважины с толщинами ачимовских отложений не более 5 м. Можно предполагать, что это уже заглинизированный склон и наличие коллектора в нескольких скважинах может быть связано с попаданием в каналы или оползневые тела.

Рис. 3. График определения наличия коллекторов в скважинах ачимовских отложений в зависимости от угла наклона поверхности

Fig. 3. Crossplot for Achimov reservoir identification in the wells according to the surface slope angle

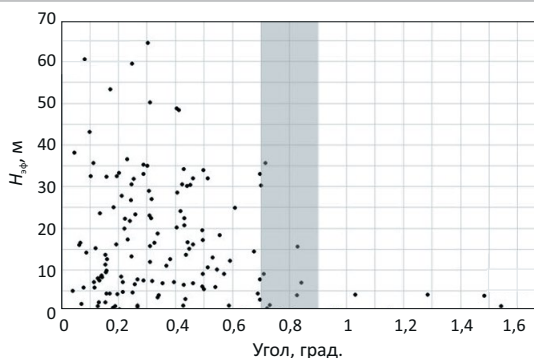
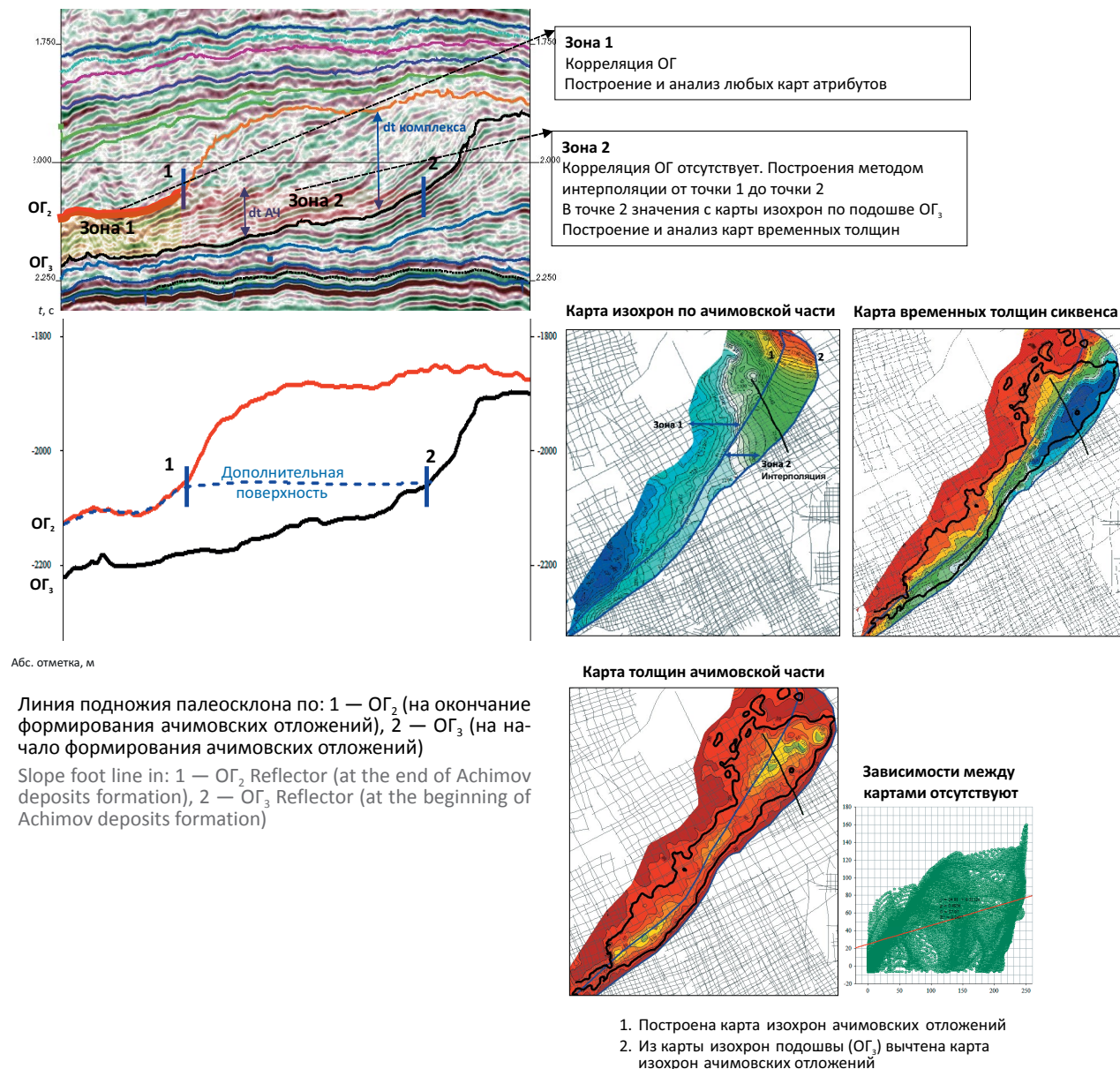
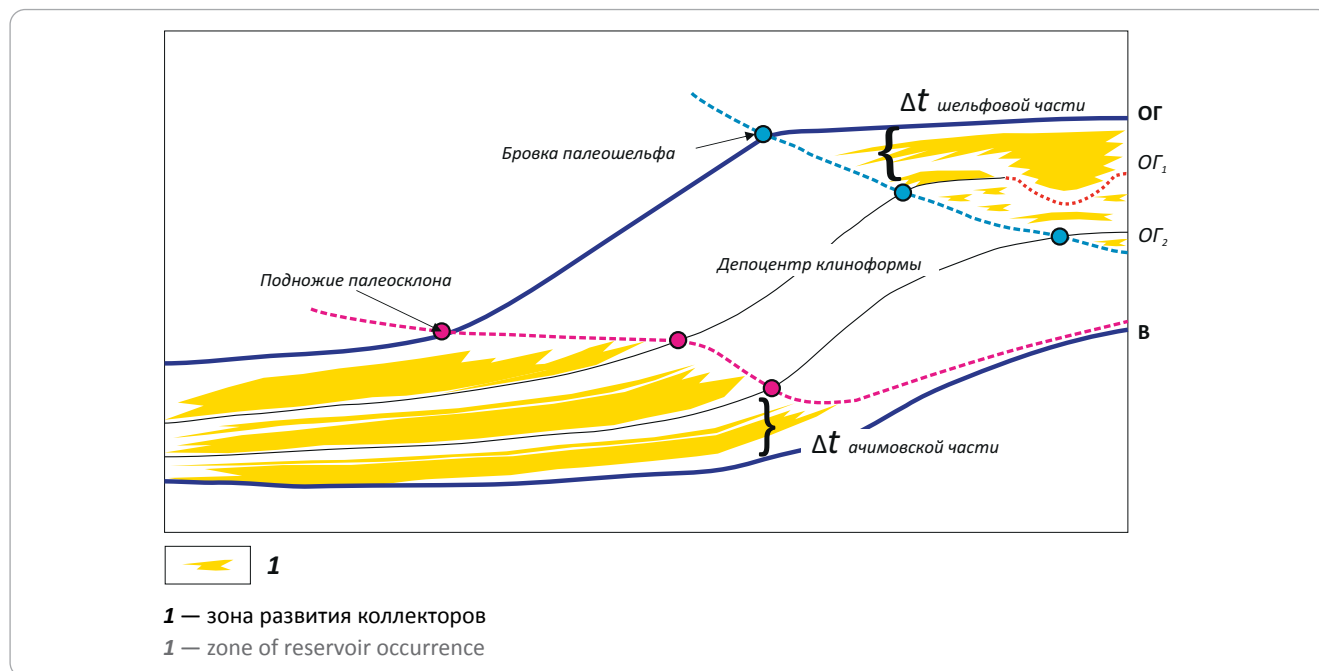


Рис. 4. Карта изохрон по кровле ачимовской части и схема ее построения на временном сейсмическом разрезе

Fig. 4. Isochrone map of the Top of Achimov part and how it was created in seismic time section



**Рис. 5.** Схематическое строение ачимовской части сейсмостратиграфических комплексов**Fig. 5.** Structural scheme of the Achimov part of seismic stratigraphy sequences

Методика картирования кровли ачимовской части клиноформного цикла

Для дальнейшей работы с ачимовской толщей необходимо в первую очередь построить карту изохрон по ее кровле. Поскольку непосредственная корреляция этой диахронной границы по сейсмическим данным крайне затруднена, авторами статьи была реализована следующая идея: на временном сейсмическом разрезе выделены точки подножия палеосклона на начало и конец формирования клиноформы, при соединении которых получена дополнительная граница, которую в первом приближении можно рассматривать как кровлю ачимовской толщи (рис. 4).

Далее карта временных толщин в прогнозной зоне (см. рис. 4, зона 2) «сшивается» с картой в зоне уверенной корреляции (см. рис. 4, зона 1), за счет чего получается единая карта изохрон по кровле ачимовской толщи. Разделение на зоны необходимо для построения карт изохрон по кровле ачимовской части клиноформного комплекса. Зона 1 считается зоной уверенной корреляции кровли ачимовской толщи, а зона 2 — прогнозной, так как проводится посредством интерполяции.

Разработка методики локализации перспективных объектов ачимовского типа

Согласно методике [10], по временным толщинам предлагается выделять сейсмические депозентры клиноформ, которые чаще совпадают с максимумами песчаности. При таком подходе перспективные объекты включают и глинистые отложения склона.

Для анализа временных толщин клиноформного комплекса авторами статьи предложено использовать условные дополнительные поверхности, соединяющие точки нижнего и верхнего перегибов на начало и конец формирования клиноформы и таким образом исключать объем депозентра клиноформы, который представлен существенно глинистыми отложениями палеосклона, не представляющими интереса для поиска резервуаров.

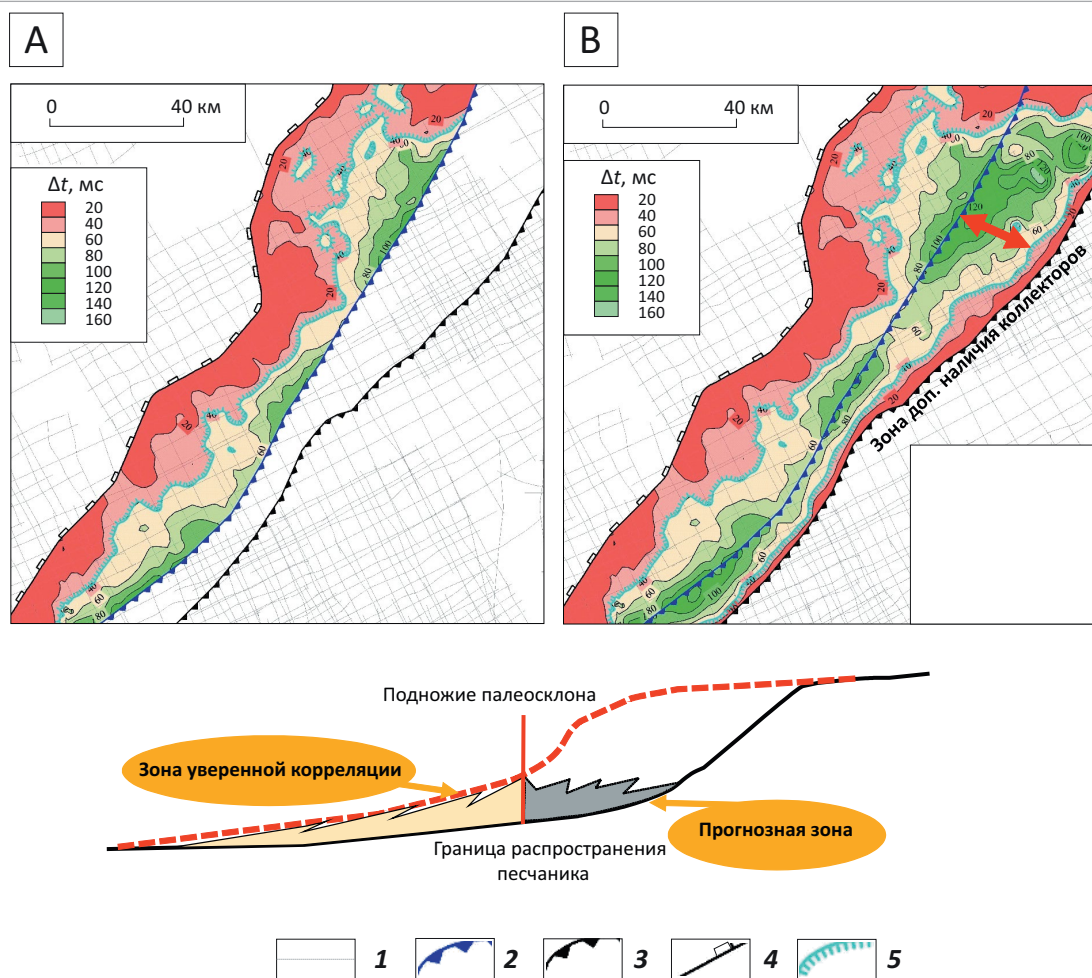
На схематичном разрезе обозначены зоны предполагаемого развития коллекторов (рис. 5).

На основе полученных карт выявлены зоны относительного увеличения временных толщин, связываемые с конусами выноса. Эти зоны были ограничены линией глинизации, которая соответствует временной отсечке, определяющей линию полного отсутствия коллектора для данного сейсмостратиграфического комплекса на основе имеющихся скважинных данных.

В случае традиционного подхода ловушки УВ обычно замыкаются у подножия кровли клиноформы, а зона 2 (см. рис. 4) остается за пределами прогнозного контура. В случае предлагаемого подхода ловушки замыкаются в прогнозной зоне распространения коллекторов, обеспечивая дополнительный прирост ресурсов УВ (рис. 6).

Использование карт временных толщин с учетом скважинной информации позволяет по замыкающим изохорам выделить положение прогнозной линии глинизации в ачимовском резервуаре. При наличии скважин, вскрывших области распространения коллекторов в глубоководной зоне исследуемого интервала, они используются для выбо-

Рис. 6. Фрагмент Δt ачимовской части комплекса в соответствии с традиционным (А) и предлагаемым (В) подходами
Fig. 6. Fragment of time thickness map of the Achimov part of the sequence according to the conventional (A) and proposed (B) approaches



Линии (1–3): 1 — сейсмических профилей, 2 — палеосклона на окончание формирования комплекса, 3 — палеосклона на начало формирования комплекса; 4 — граница прекращения прослеживания ОГ; 5 — предполагаемая зона распространения песчаника

Lines (1–3): 1 — seismic survey line, 2 — paleoslope at the end of the sequence formation, 3 — paleoslope at the beginning of the sequence formation; 4 — reflector tracing failure; 5 — supposed zone of sandstone occurrence

ра критической отсечки коллектор-неколлектор, и это значение принимают на основании результатов испытания и геофизических исследований скважин (рис. 7). Линия глинизации определяется по анализу скважин в каждом комплексе. Если скважины, вскрывшие исследуемые отложения, отсутствуют, то отсечку минимального значения временных толщин можно принять как среднее между значениями в скважинах выше- и нижезалегающих отложений, аналогичных по своему строению.

На следующем этапе закартированные зоны распространения песчаника анализируются с учетом структурного фактора. Для вероятностной оценки ресурсов в оптимистическом варианте, при отсутствии скважин, оценивается вся зона распространения песчаника, в наиболее вероятном — 70 %, в пессимистическом — 30 % от высоты объекта. Данные получены в результате статистического анализа по заполнению залежей в районах арктической зоны севера Западной Сибири.

Выводы

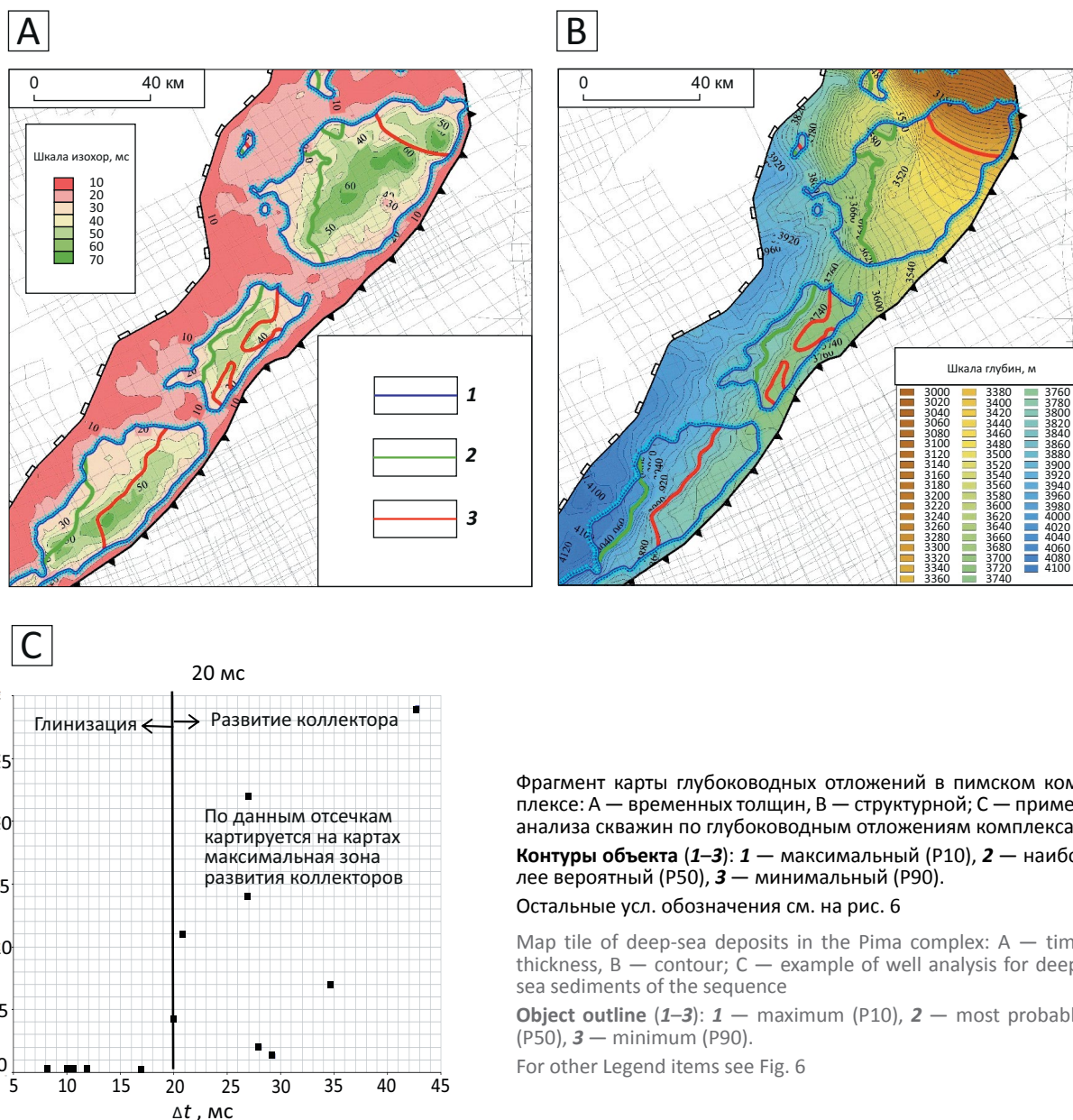
В статье предложены новые методические подходы к выделению перспективных объектов ачимовского типа в районах арктической зоны севера Западной Сибири.

Разработана детальная модель клиноформного строения: закартировано 11 крупных клиноформных сейсмостратиграфических комплексов, каждый из которых в дальнейшем детализирован до уровня секвенций 3-го и 4-го порядков.

Исходя из модели клиноформного строения отложений неокома Западной Сибири, предложена новая методика выделения основных элементов отдельного клиноформного цикла: линии бровки палеошельфа и линии подножия палеосклона. Измерение углов наклона границ клиноформного комплекса следует проводить после палеорекострукции — спрямления разреза на горизонт Б. На основе анализа временных сейсмических разрезов



Рис. 7. Обоснование выделения ачимовских объектов
Fig. 7. Substantiation of the Achimov object identification



и карт градиента углов наклона определены линии нижнего и верхнего перегибов палеосклона, выявлена закономерность — максимальные углы наклона палеосклона по картам углов наклона составляют 3–5°, для выделения зон подножий палеосклона диапазон углов наклона слоев составил 0,7–0,9°. Угол наклона слоев определен на основе карт временных толщин, но его следует считать условным, а не истинным. Для определения истинного угла наклона, характеризующего клиноформную часть, его необходимо определять с применением структурных карт.

Согласно концептуальной сейсмостратиграфической модели региона, смоделированы зоны ожидаемого распространения коллекторов. Авторами предложен метод локализации перспективных объ-

ектов ачимовского типа в условиях ограниченной информации для малоизученных районов севера Западной Сибири. Для анализа временных толщин клиноформного комплекса использованы условные дополнительные поверхности, соединяющие точки нижнего и верхнего перегибов на момент начала и конца формирования клиноформы, таким образом исключается объем депоцентра клиноформы, который представлен существенно глинистыми отложениями палеосклона, не представляющими интереса для поиска резервуаров.

С использованием предложенных методических подходов к выделению перспективных объектов, разработана программа геолого-разведочных работ для районов арктической зоны севера Западной Сибири.

Литература

1. Наумов А.Л., Онищук Т.М., Биншток М.М. Об особенностях формирования разреза неокомских отложений Среднего Приобья // Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. – Тюмень : ТИИ, 1977. – С. 39–49.
2. Бородин В.Н., Курчиков А.Р. К вопросу уточнения западной и восточной границ ачимовского клиноформного комплекса Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56. – № 9. – С. 1630–1642. DOI: 10.15372/GiG20150905.
3. Catuneanu O., Galloway W.E., Kendall C.G.St.C., Miall A.D. Sequence stratigraphy: methodology and nomenclature // Newsletters on Stratigraphy. – 2011. – Т. 44. – С. 173–245.
4. Розбаева Г.Л., Агалаков С.Е., Маринов В.А., Дубровина Л.А., Лошаченко Ю.В., Смирнова Е.В., Малышев Н.А., Комиссаров Д.К., Игольников А.Е. Новая стратиграфическая схема рязанско-аптских отложений Пайяхской зоны нефтегазоаккумуляции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2023. – Т. 18. – № 1. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2023/3_2023.html (дата обращения 01.11.2023).
5. Ершов С.В. Проблемы стратиграфии и корреляции стратотипических разрезов неокома Западной Сибири в связи с клиноформным строением // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 8. – С. 1206–1219. DOI: 10.15372/GiG20170808.
6. Ершов С.В. Сиквенс-стратиграфия берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59. – № 7. – С. 1106–1123. DOI: 10.15372/GiG20180711.
7. Конторович В.А. Модель геологического строения и перспективы нефтегазоносности неокомских (берриас-нижнеаптских) отложений арктических регионов Западной Сибири и шельфа Карского моря // Геология и геофизика. – 2020. – Т. 61. – № 12. – С. 1735–1755. DOI: 10.15372/GiG2020154.
8. Исаев А.В., Афанасенков А.П., Поляков А.А., Хилько И.А., Чикишев А.А. Строение и перспективы нефтеносности клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. – 2022. – Т. 63. – № 11. – С. 1591–1603. DOI: 10.15372/GiG2021189.
9. Исаев А.В., Кринин В.А., Карпукhin С.М. Перспективы нефтегазоносности клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10. – № 3. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/mb/4/31_2015.pdf (дата обращения 01.11.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/31_2015.
10. Трушкова Л.Я., Игошкин В.П. Клиноформы как региональные нефтегазоносные объекты. Закономерности размещения и прогноз в них литологических резервуаров // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т. 3. – № 2. – http://www.ngtp.ru/rub/2/24_2008.pdf (дата обращения 01.11.2023).

References

1. Naumov A.L., Onishchuk T.M., Binshtok M.M. Features of Neocomian series formation in Middle Ob [Ob osobennostyakh formirovaniya razreza neokomskikh otlozhenii Srednego Priob'ya]. In: Geologiya i razvedka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii Zapadnoi Sibiri. Tyumen': TII; 1977. pp. 39–49. In Russ.
2. Borodkin V.N., Kurchikov A.R. To The Problem Of Refining The Western And Eastern Boundaries Of The Achimov Clinoform Complex (West Siberia). *Russian Geology and Geophysics*. 2015;56(9):1281–1291. DOI: 10.1016/j.rgg.2015.08.005.
3. Catuneanu O., Galloway W.E., Kendall C.G.St.C., Miall A.D. Sequence stratigraphy: methodology and nomenclature. *Newsletters on Stratigraphy*. 2011;(44):173–245.
4. Rozbaeva G.L., Agalakov S.E., Marinov V.A., Dubrovina L.A., Loshachenko Yu.V., Smirnova E.V., Malyshev N.A., Komissarov D.K., Igol'nikov A.E. A Novaya stratigraficheskaya skhema ryazansko-aptskikh otlozheniy Payakhskoy zony neftegazonakopleniya [A new stratigraphic scheme of the Ryazanian-Aptian strata of the Payakh petroleum accumulation zone]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*. 2023;18(1). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2023/3_2023.html (accessed on 01.11.2023). In Russ.
5. Ershov S.V. Problems Of Selection And Correlation Of Stratotype Sections Of The Neocomian In West Siberia In The Context Of Its Clinoform Structure. *Russian Geology and Geophysics*. 2017;58(98):963–972. DOI: 10.1016/j.rgg.2017.07.007.
6. Ershov S.V. Sequence Stratigraphy Of The Berriassian-Lower Aptian Deposits Of West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*. 2018;59(7):891–904. DOI: 10.1016/j.rgg.2018.07.011.
7. Kontorovich V.A. A Model Of The Geologic Structure And The Oil And Gas Prospects Of Neocomian (Berriassian-Lower Aptian) Sediments Of The West Siberian Arctic Regions And The Kara Sea Shelf. *Russian Geology and Geophysics*. 2020;61(12):1429–1447. DOI: 10.15372/RGG2020154.
8. Isaev A.V., Afanasenkov A.P., Polyakov A.A., Khilko I.A., Chikishev A.A. The Clinoform Complex Of The Yenisei-Khatanga Regional Trough: The Structure And Oil Potential. *Russian Geology and Geophysics*. 2022;63(11):1320–1331. DOI: 10.2113/RGG20214399.
9. Isaev A.V., Krinin V.A., Karpukhin S.M. Oil and gas perspectives of clinoform complex of Yenisey-Khatanga regional trough. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*. 2015;10(3). Available at: http://www.ngtp.ru/mb/4/31_2015.pdf (accessed on 01.11.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/31_2015. In Russ.
10. Trushkova L.Ya., Igoshkin V.P. Clinoforms as regional oil-gas objects, regularities of their occurrence, forecast of stratigraphic reservoirs in them. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*. 2008;3(2). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2/24_2008.pdf (accessed on 01.11.2023). In Russ.

Информация об авторах**Дубровина Лидия Александровна**

Начальник отдела геологии Арктического кластера
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625003 Тюмень, ул. Перекопская, д. 19
e-mail: ladubrovina@tnnc.rosneft.ru

Иванов Евгений Аркадьевич

Начальник управления
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625003 Тюмень, ул. Перекопская, д. 19
e-mail: eaivanov2@tnnc.rosneft.ru

Смирнова Екатерина Владимировна

Заведующий сектором
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625003 Тюмень, ул. Перекопская, д. 19
e-mail: evsmirnova3@tnnc.rosneft.ru

Розбаева Галина Леонидовна

Кандидат геолого-минералогических наук,
эксперт
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625003 Тюмень, ул. Перекопская, д. 19
e-mail: GLRozbaeva@tnnc.rosneft.ru
SPIN: 7566-1492
AuthorID: 1177105

Рейдик Юрий Владимирович

Менеджер
ПАО «НК «Роснефть»,
115054 Москва, ул. Дубининская, д. 35
e-mail: yu_reydik@rosneft.ru

Information about authors**Lidia A. Dubrovina**

Head of the Division
Tyumen Petroleum Research Center,
19, ul. Perekopskaya, Tyumen, 625003, Russia
e-mail: ladubrovina@tnnc.rosneft.ru

Evgeniy A. Ivanov

Head of the Department
Tyumen Petroleum Research Center,
19, ul. Perekopskaya, Tyumen, 625003, Russia
e-mail: eaivanov2@tnnc.rosneft.ru

Ekaterina V. Smirnova

Head of Sector
Tyumen Petroleum Research Center,
19, ul. Perekopskaya, Tyumen, 625003, Russia
e-mail: evsmirnova3@tnnc.rosneft.ru

Galina L. Rozbaeva

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Expert
Tyumen Petroleum Research Center,
19, ul. Perekopskaya, Tyumen, 625003, Russia
e-mail: GLRozbaeva@tnnc.rosneft.ru
SPIN: 7566-1492
AuthorID: 1177105

Yuriy V. Reydik

Manager
PJSC Rosneft Oil Company,
35, ul. Dubininskaya, 115054, Moscow, Russia
e-mail: yu_reydik@rosneft.ru



Геомодель

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



8-Я НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПО РАЗВЕДКЕ НЕДР

ТЮМЕНЬ 2024

Актуальные тренды технологического и операционного развития
нефтегазовой отрасли

23–27 СЕНТЯБРЯ 2024 Г. | ТЮМЕНЬ | РОССИЯ

**ОКОНЧАНИЕ ПРИЕМА ТЕЗИСОВ -
15 ИЮНЯ 2024 Г.**

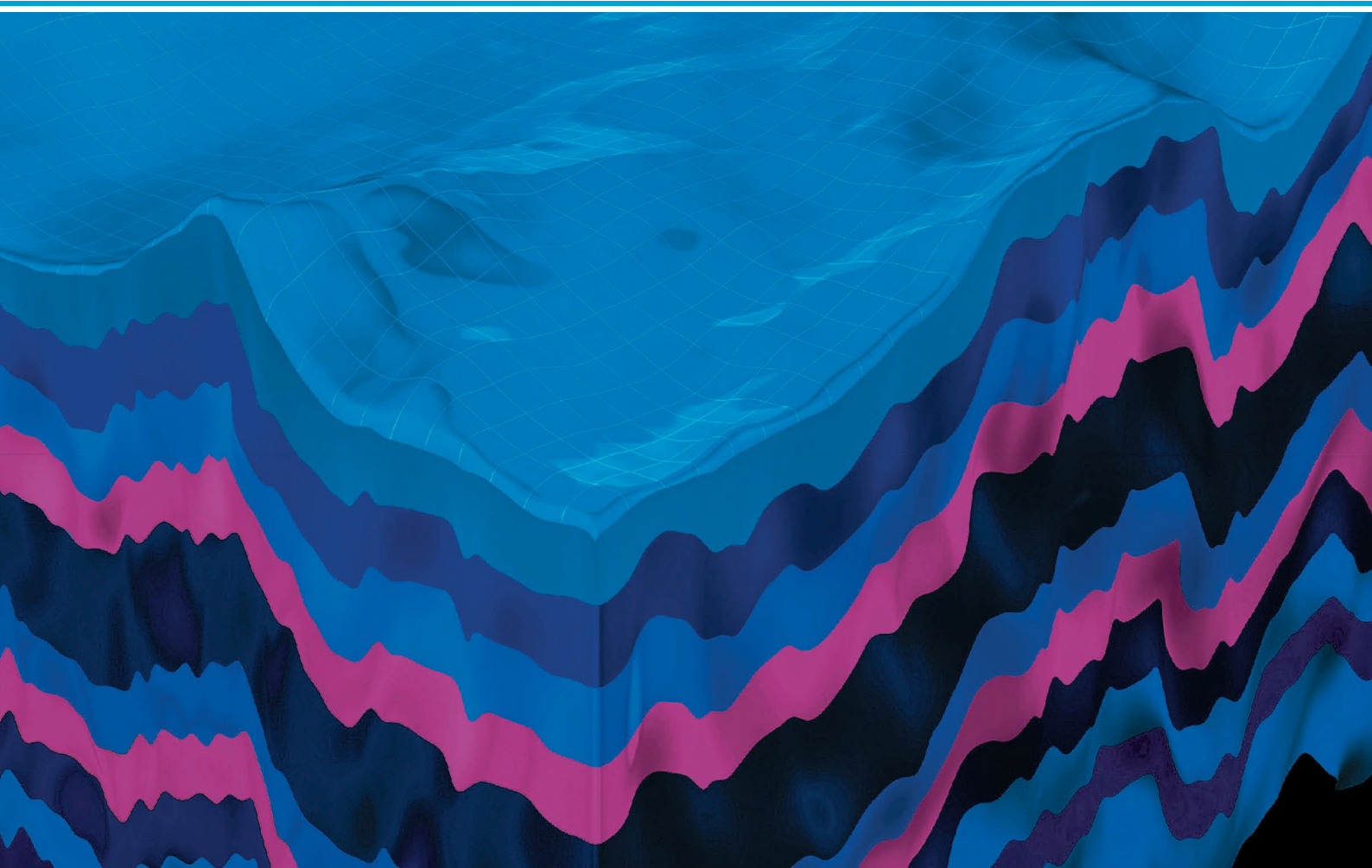
www.geomodel.ru



Геомодель 2024

26-я конференция по вопросам геологоразведки
и разработки месторождений нефти и газа

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



ОКОНЧАНИЕ ПРИЕМА ТЕЗИСОВ – 15 МАЯ 2024 г.

9-12 СЕНТЯБРЯ 2024 Г. / ГЕЛЕНДЖИК, РОССИЯ

www.geomodel.ru

УДК 553.982.233+553.982.239

DOI 10.47148/0016-7894-2024-2-53-71

Палеогеографические закономерности формирования и типы неантиклинальных ловушек эмско-нижнефранского нефтегазоносного комплекса Благовещенской впадины

© 2024 г. | Т.Е. Ермолова, А.С. Канев, Г.А. Белоусов, А.А. Ступак

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт (ВНИГНИ), Москва, Россия; ermolova@vnigni.ru; kanev@vnigni.ru; belousov@vnigni.ru; stana@vnigni.ru

Поступила 04.12.2024 г.

Доработана 08.02.2024 г.

Принята к печати 12.02.2024 г.

Ключевые слова: ловушка; коллектор; покрывка; генетический тип; сейсмифация.

Аннотация: Для успешного поиска новых залежей в терригенном комплексе девона необходимо переориентировать исследования на изучение детальных литолого-палеогеографических закономерностей распространения пород-коллекторов. Поиски новых литологических объектов осуществлялись на основе комплексных исследований, включающих седиментологический анализ керна и ГИС, геологическую интерпретацию по уплотненной сети сейсмических профилей МОГТ-2D и МОГТ-2DW. Разработанные сейсмогеологические критерии идентификации генетических типов отложений позволили выделить и проследить на временных разрезах сейсмические образы (сейсмифации) руслового (дельтового или авандельтового), отмельно-барового типов отложений, а также небольших биогермных построек и их обломочных шлейфов, с которыми связаны поиски новых объектов. Разработана серия детальных литолого-палеогеографических карт, отображающих зоны развития различных типов терригенных и карбонатных отложений каждого горизонта. Установленная литолого-фациальная и палеогеографическая зональность коррелирует с закономерностями распространения коллекторов. Алевролитово-песчаные коллекторы, приуроченные к рукавам субаэральной и субаквальной частей дельты, благоприятны для формирования литологических и структурно-литологических типов ловушек. В зонах дельтовых конусов с покровной формой распространения коллекторов с большей вероятностью прогнозируются залежи пластово-сводового типа с литологическими ограничениями. Мелкие постройки и их шлейфы перспективны на поиск литологических и структурно-литологических типов ловушек. Глинисто-алевролитовые, глинистые и карбонатные отложения мелководного шельфа и тиховодных междельтовых отмелей образуют покрывки и латеральные флюидоупоры. В результате проведенных работ выделены новые объекты поиска, даны рекомендации к дальнейшему изучению наиболее морфологически выраженных и обоснованных данными сейсморазведки ловушек неантиклинального типа.

Для цитирования: Ермолова Т.Е., Канев А.С., Белоусов Г.А., Ступак А.А. Палеогеографические закономерности формирования и типы неантиклинальных ловушек эмско-нижнефранского нефтегазоносного комплекса Благовещенской впадины // Геология нефти и газа. – 2024. – № 2. – С. 53–71. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-2-53-71.

Emsian-Lower Frasnian Play of Blagoveschensky depression: paleogeographic patterns of formation and types of non-anticlinal traps

© 2024 | T.E. Ermolova, A.S. Kanev, G.A. Belousov, A.A. Stupak

All-Russian Scientific-Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Moscow, Russia; ermolova@vnigni.ru; kanev@vnigni.ru; belousov@vnigni.ru; stana@vnigni.ru

Received 04.12.2024

Revised 08.02.2024

Accepted for publication 12.02.2024

Key words: trap; reservoir; seal; genetic type; seismic facies.

Abstract: For successful prospecting for new accumulations in the Devonian series, it is necessary to refocus investigations on the detailed lithological and paleogeographic patterns of reservoir rock occurrence. Prospecting for new lithological objects was carried out on the basis of integrated studies including sedimentological analysis of core and well logs, geological interpretation of close-spaced 2D CDP and 2DW CDP seismic survey lines. The developed geoseismic criteria of deposit genetic type identification allowed delineating and tracing seismic images (seismic facies) of channel (deltaic or delta-front), beach-bar types of deposits in seismic sections, as well as small biohermal buildups and their clastic aprons the prospecting for new objects is associated with. A series of detailed lithological and paleogeographic maps showing zones of different types of terrigenous and carbonate deposit occurrence are prepared for each horizon. The revealed lithofacies and paleogeographic zoning correlate with the reservoir occurrence patterns. Sandy-siltstone reservoirs confined to the arms of subaerial and subaqueous delta parts are favourable for formation of stratigraphic and lithologically screened traps. Accumulations of structural type limited by facies changes are more likely predicted in the zones of delta fans with blanket form of reservoir distribution. Small buildups and their aprons are promising for the prospecting of stratigraphic and lithologically screened traps. Siltstone-argillaceous, argillaceous, and carbonate deposits of shallow marine shelf and still-water inter-

channel bars form seals and lateral impermeables. The work conducted allowed identifying new prospecting objects and recommending further studies of non-anticlinal traps most morphologically expressed and substantiated by seismic data.

For citation: Ermolova T.E., Kanev A.S., Belousov G.A., Stupak A.A. Emsian-Lower Frasnian Play of Blagoveschensky depression: paleogeographic patterns of formation and types of non-anticlinal traps. *Geologiya nefti i gaza*. 2024;(2):53–71. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-2-53-71. In Russ.

Введение

Главной особенностью геологического строения и размещения месторождений эмско-нижнефранского нефтегазоносного комплекса в пределах Благовещенской впадины и прилегающей территории Башкирской моноклинали является наличие девонских грабенообразных прогибов [1]. В их бортовых зонах прослеживаются протяженные цепочки антиклинальных структур, создающих благоприятные условия для формирования ловушек нефти антиклинального и тектонически экранированного типа (рис. 1). Долгое время усилия геологов были сконцентрированы на поиске и прослеживании подобных осложнений структурного плана. В то же время в пашийском (D_2ps) и тиманском (D_3tm), реже муллинском (D_2ml), койвенском (D_1kv) и бийском (D_{1-2bs}) горизонтах терригенной толщи девона выявлены залежи нефти, не привязанные к системе грабенообразных прогибов. Они отличаются, как правило, небольшими размерами и сложным строением. На их долю приходится до 48 % начальных извлекаемых запасов этих месторождений. Для успешного поиска новых залежей в терригенном комплексе девона, корректного обоснования их геометрии, типов и размеров необходимо переориентировать исследования на детальное изучение основных литолого-палеогеографических закономерностей распространения пород-коллекторов, что, в свою очередь, потребовало проведения сейсмогеологического анализа на основе более плотной сети профилей сейсморазведки 2D.

Для этого в 2021–2022 гг. проведено 1500 пог. км сейсморазведочных работ МОГТ-2D и МОГТ-2DW 200 пог. км в зоне сопряжения Благовещенской впадины с восточной оконечностью Южно-Татарского свода (рис. 2, см. рис. 1). В результате обработки и геологической интерпретации новых сейсморазведочных данных в комплексе с седиментологическим анализом керна и данных ГИС уточнены и детализированы закономерности строения эмско-нижнефранского нефтегазоносного комплекса. Даны обоснованные рекомендации дальнейших направлений нефтегазопроисловых работ.

Тектоническое положение

Благовещенская впадина граничит с севера с Башкирским сводом, с северо-запада — с Бирской седловиной, на юго-западе и юге — с Южно-Татарским сводом и Башкирской моноклиной (см. рис. 1, 2), на востоке — с Предуральским краевым прогибом. С учетом новых сейсмических данных современный рельеф кровли эмско-нижнефранского нефтегазоносного комплекса по ОГ D_3tm в пределах исследуемой территории в целом представляет собой достаточно слабодифференцированную по-

верхность, неравномерно и почти моноклиально погружающуюся в восточно-юго-восточном направлении от отметок –1680 до –2050 м (см. рис. 2). Плавное погружение на востоко-юго-восток нарушено слабовыраженными деформациями: структурными мысами, разделяющими их седловинами, небольшими редкими локальными поднятиями амплитудой не более 10, редко 20 м. Направление склона и положение структурных мысов и локальных поднятий контролируются дизъюнктивно-блоковой тектоникой. Грабенообразные прогибы, подобные Демско-Сергеевскому, расположенному непосредственно к юго-востоку от района работ, не выявлены. Отмечается унаследованность структурных планов от подошвы эмского яруса до кровли тиманского горизонта.

Нефтегазоносность

В северной части района исследований на Новоузыбашевском месторождении и непосредственно у западной границы участка на Саннинском месторождении в отложениях эмско-нижнефранского комплекса выявлены многочисленные залежи нефти в пашийском и тиманском горизонтах, одна залежь — в муллинском горизонте. Залежи пластовые, тектонически и литологически экранированные, иногда структурно-литологические, в тиманском горизонте — чаще литологические рукавообразные. В южной части изучаемого участка на Петропавловском и Гремячинском месторождениях открыто шесть залежей в тиманском горизонте: литологические, структурно-литологические, пластовые литологически экранированные, и только единичные залежи сводовые. Открытая пористость песчаных коллекторов составляет 15–20 %, проницаемость $(37–249) \cdot 10^{-3}$ мкм², начальные дебиты нефти варьируют от 1,3 до 54,3 м³/сут.

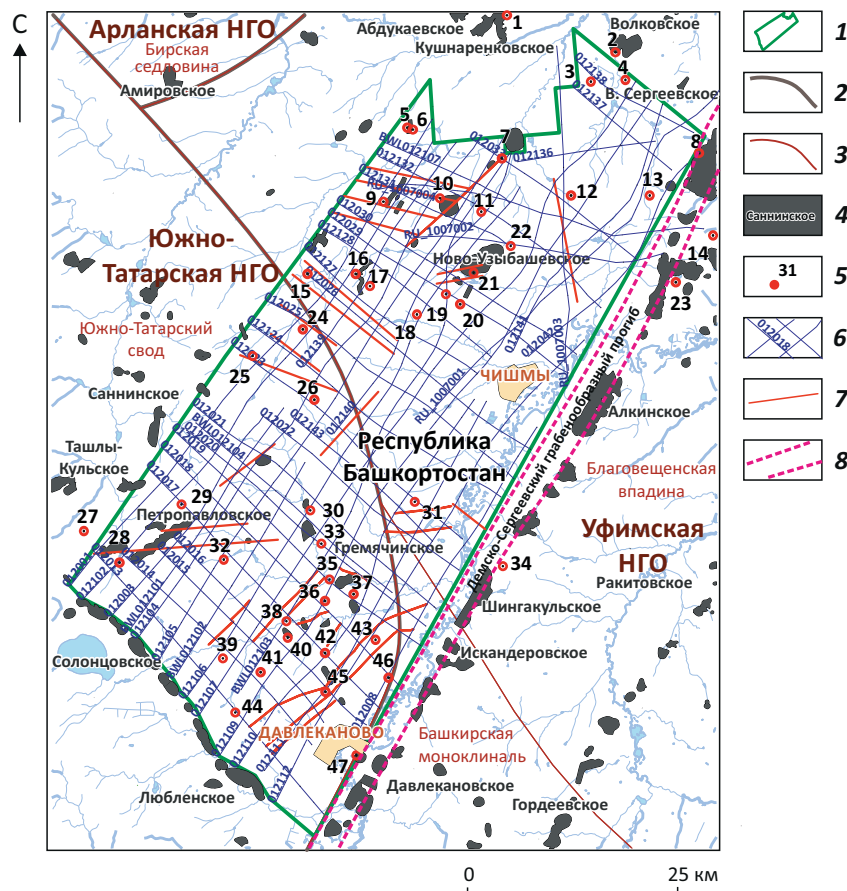
Как следует из описания, залежи мелкие, как правило, имеют литологические ограничения, их расположение в подавляющем большинстве не связано с локальными поднятиями. Коллекторские свойства в соответствии с классификацией А.А. Ханнина [2] средние и пониженные. Такие характеристики свидетельствуют о необходимости более детального подхода к изучению особенностей строения нефтегазоносных пластов для выделения зон наиболее высокочемких коллекторов, что повысит как вероятность обнаружения новых залежей, так и рентабельность их эксплуатации.

Корреляция разрезов, седиментационные модели

В строении нефтегазоносного комплекса участвуют эмский ярус нижнего девона, эйфельский и живетский ярусы среднего девона и нижнефранский подъярус верхнего девона (рис. 3). Для раз-

Рис. 1. Обзорная карта района работ

Fig. 1. Location map of the study area



Границы (1–3): 1 — проведения геолого-разведочных работ, 2 — нефтегазоносных областей, 3 — тектонических элементов; 4 — месторождения нефти; 5 — скважины и их условные номера; 6 — сейсмические профили; 7 — тектонические нарушения; 8 — девонский грабенообразный прогиб.

Скважины: 1 — Кушнаренковская-9, 2 — Волковская-26, 3 — Подымаловская-64, 4 — Сергеевская-12, 5 — Янышевская-21, 6 — Кармасановская-53, 7 — Узыбашевская-62, 8 — Сергеевская-7, 9 — Узыбашевская-42, 10 — Узыбашевская-12, 11 — Узыбашевская-23, 12 — Подымаловская-44, 13 — Сергеевская-21, 14 — Сергеевская-23, 15 — Узыбашевская-54, 16 — Узыбашевская-4, 17 — Узыбашевская-27, 18 — Узыбашевская-16, 19 — Узыбашевская-47, 20 — Узыбашевская-19, 21 — Новоузыбашевская-17, 22 — Узыбашевская-57, 23 — Южно-Сергеевская-36, 24 — Саннинская-3, 25 — Саннинская-8, 26 — Саннинская-9, 27 — Устюбинская-55, 28 — Устюбинская-75, 29 — Устюбинская-73, 30 — Казангуловская-12, 31 — Сафаровская-2, 32 — Устюбинская-39, 33 — Казангуловская-9, 34 — Алкинская-26, 35 — Казангуловская-50, 36 — Казангуловская-31, 37 — Казангуловская-15, 38 — Казангуловская-13, 39 — Казангуловская-51, 40 — Гремячинская-123, 41 — Казангуловская-37, 42 — Казангуловская-45, 43 — Казангуловская-46, 44 — Казангуловская-49, 45 — Казангуловская-20, 46 — Чувалкиповская-211, 47 — Казангуловская-40

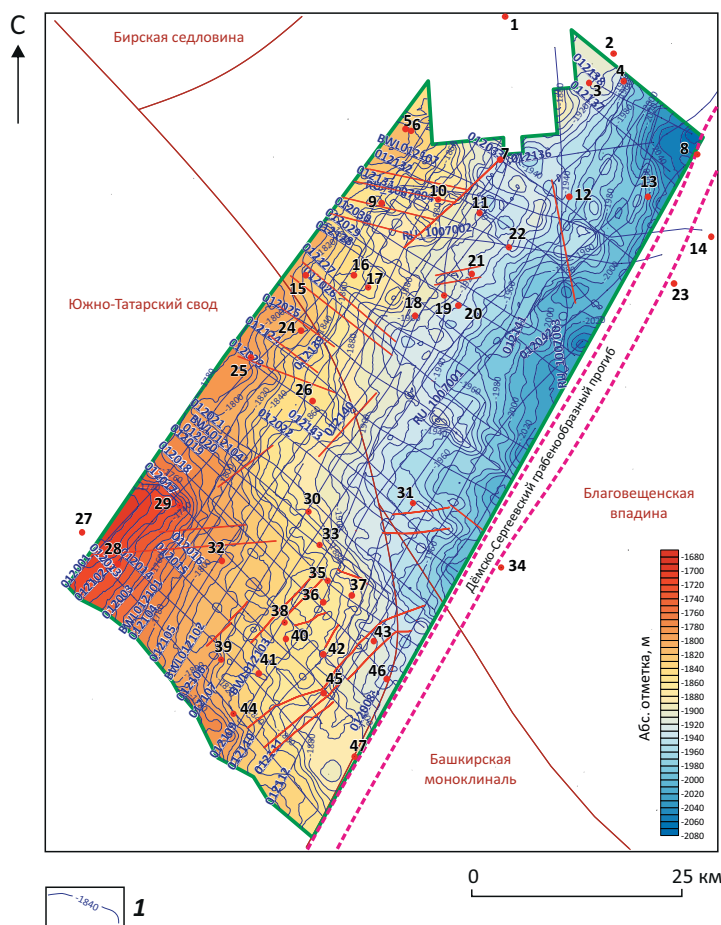
Boundaries (1–3): 1 — geological exploration area, 2 — oil and gas bearing areas, 3 — tectonic elements; 4 — oil fields; 5 — wells and their reference numbers; 6 — seismic survey lines; 7 — faults; 8 — Devonian keystone trough.

Wells: 1 — Kushnarenkovskaya-9, 2 — Volkovskaya-26, 3 — Podymalovskaya-64, 4 — Sergeevskaya-12, 5 — Yanysheshevskaya-21, 6 — Karmasanovskaya-53, 7 — Uzybashevskaya-62, 8 — Sergeevskaya-7, 9 — Uzybashevskaya-42, 10 — Uzybashevskaya-12, 11 — Uzybashevskaya-23, 12 — Podymalovskaya-44, 13 — Sergeevskaya-21, 14 — Sergeevskaya-23, 15 — Uzybashevskaya-54, 16 — Uzybashevskaya-4, 17 — Uzybashevskaya-27, 18 — Uzybashevskaya-16, 19 — Uzybashevskaya-47, 20 — Uzybashevskaya-19, 21 — Novouzybashevskaya-17, 22 — Uzybashevskaya-57, 23 — South Sergeevskaya-36, 24 — Sanninskaya-3, 25 — Sanninskaya-8, 26 — Sanninskaya-9, 27 — Ustyubinskaya-55, 28 — Ustyubinskaya-75, 29 — Ustyubinskaya-73, 30 — Kazangulovskaya-12, 31 — Safarovskaya-2, 32 — Ustyubinskaya-39, 33 — Kazangulovskaya-9, 34 — Alkinskaya-26, 35 — Kazangulovskaya-50, 36 — Kazangulovskaya-31, 37 — Kazangulovskaya-15, 38 — Kazangulovskaya-13, 39 — Kazangulovskaya-51, 40 — Gremyachinskaya-123, 41 — Kazangulovskaya-37, 42 — Kazangulovskaya-45, 43 — Kazangulovskaya-46, 44 — Kazangulovskaya-49, 45 — Kazangulovskaya-20, 46 — Chuvalkipovskaya-211, 47 — Kazangulovskaya-40



Рис. 2. Структурная карта кровли тиманского горизонта Б

Fig. 2. Depth map of Timansky Horizon Б Top



1 — стратонизогипсы кровли тиманского горизонта, м.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

1 — structure contours of Timansky Horizon, m.

For other Legend items see Fig. 1

работки седиментационных моделей выполнена детальная корреляция отложений по 47 скважинам (см. рис. 1). Палеонтологическое обоснование возраста проводилось в соответствии с определениями остракод в объеме бийского (репер «нижний известняк»), ардатовского (репер «средний или остракодовый известняк») и муллинского (репер — «черный известняк») горизонтов.

Уточнение и дополнение стратиграфических границ выполнено на основе анализа цикличности отложений и прослеживания геофизических реперов в разрезах скважин. Горизонты рассматриваются как седиментационные циклиты трансгрессивно-регрессивной направленности. Максимуму трансгрессий отвечают реперные пачки известняков. Регрессивные части циклитов редуцированы за счет постседиментационных размывов. Пачки аргиллитов в кровле каждого циклита, образующие покрывки, служат дополнительными реперами.

Терригенный комплекс девона с большим перерывом залегает на размывной поверхности гли-

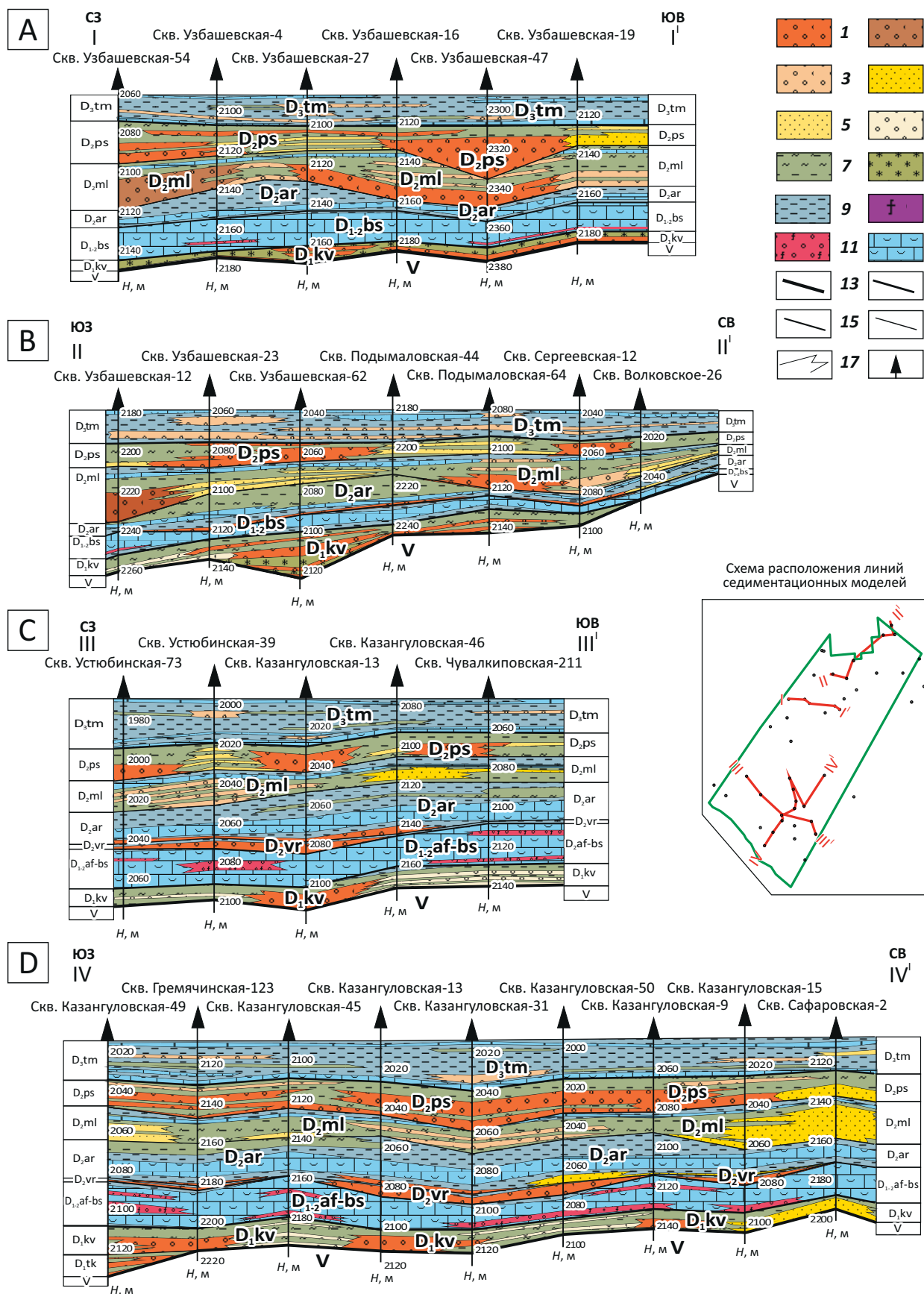
нистых отложений венда. Мощность составляет 46–120 м, увеличиваясь в юго-западном направлении (см. рис. 3).

В **эмском ярусе** в составе комплекса выделены и прослежены терригенные отложения койвенского горизонта. Из региональных исследований известно о выклинивании отложений нижнего девона к северо-западу и северу от района работ, где располагалась размываемая суша [1]. Койвенский горизонт отсутствует на севере изучаемой территории. Вязовский горизонт эмского яруса в разрезе не наблюдается. Более древний такатинский горизонт предположительно развит только на юге.

Эйфельский ярус представлен карбонатами бийского горизонта. Граница эйфельского яруса отбивается по кровле карбонатного пласта бийского горизонта или перекрывающей его маломощной глинистой пачке.

Живетский ярус среднего девона залегает с размывом на отложениях эмского яруса. Каждый

Рис. 3. Седиментационные модели эмсско-нижнефранских отложений по линиям I-I' (А), II-II' (В), III-III' (С) и IV-IV' (D)
Fig. 3. Depositional models of Emsian-Lower Frasnian deposits along I-I' (A), II-II' (B), III-III' (C) and IV-IV' (D)



Усл. обозначения к рис. 3.

Legend for Fig. 3.

Типы отложений (1–12): 1 — рукавов и конусов выноса приливных дельт, 2 — субаэральной и субаквальной частей дельты, 3 — песчаных конусов выноса субаквальной и подводной частей дельты, 4 — отмельно-баровые, 5 — песчаные фронты дельты, 6 — песков разлива, 7 — преимущественно глинистые лагунные фации, 8 — то же с прослоями шамозитовых пород, 9 — глинистые смешанного генезиса (лагунные, внутридельтовых заливов, приливно-отливных равнин, мелководного шельфа), 10 — мелких строматопорово-водорослевых биогермов и ракушняковых банок, 11 — подводных карбонатных конусов выноса, 12 — мелководных шельфовых равнин; **границы (13–17):** 13 — поверхности додевонских отложений (венда), 14 — отделов, 15 — ярусов, 16 — горизонтов, 17 — фациального замещения; 18 — скважины.

Горизонты: D_{3tm} — тиманский, D_{2ps} — пашийский, D_{2ml} — муллинский, D_{2ar} — ардатовский, D_{2vr} — воробьевский, D_{1-2bs} — бийский, D_{1kv} — койвенский, V — вендский

Types of deposits (1–12): 1 — arms and fans of tidal deltas, 2 — subaerial and subaqueous delta parts, 3 — sand fans of subaqueous and subsea delta parts, 4 — beach-bar, 5 — sandy of delta front, 6 — flood sands, 7 — mainly argillaceous lagoonal facies, 8 — the same with chamosite rocks, 9 — argillaceous of mixed genesis (lagoonal, intra-delta bays, tidal plains, shallow marine shelf), 10 — small stromatopore-algal bioherms and shellstone banks, 11 — subsea carbonate fans, 12 — shallow marine shelf plains; **boundaries (13–17):** 13 — Top of pre-Devonian (Vendian) deposits, 14 — series, 15 — stages, 16 — horizons, 17 — facies substitution; 18 — wells.

Horizons: D_{3tm} — Timansky, D_{2ps} — Pashiysky, D_{2ml} — Mullinsky, D_{2ar} — ардатовский, D_{2vr} — Vorob'yovskiy, D_{1-2bs} — Biiskiy, D_{1kv} — Koivensky, V — Vendian

его горизонт представляет собой седиментационный цикл, сложенный в нижней части песчаными, в верхней глинистыми или карбонатно-глинистыми отложениями. К границам горизонтов приурочены внутриформационные размывы.

Нижнефранский подъярус завершает разрез нефтегазоносного комплекса, сложен карбонатно-глинистыми отложениями с линзами и пропластками песчаника в средней части, согласно залегает на пашийских отложениях.

На основе выполненной корреляции и седиментологических исследований, включающих анализ описаний керн, и общей характеристики разрезов, приведенной в фондовых отчетах, анализ формы кривых собственной поляризации [3] и гамма-каротажа, разработаны седиментационные модели в виде литолого-фациальных палеоразрезов, совмещенных со схемами корреляции. Модели отражают циклическое строение эмско-нижнефранского комплекса, соответствующее прерывисто-поступательному развитию девонской трансгрессии (вертикальная изменчивость), и литолого-палеогеографическую зональность каждого горизонта (латеральная изменчивость).

На седиментационных моделях в соответствии с общепринятыми классификациями [4–7] выделены основные генетические типы отложений, составляющих эмско-нижнефранский комплекс (см. рис. 3).

В составе **койвенского горизонта** прослежены русловые отложения субаэральной части дельты, приуроченные к палеопрогибам. Они представлены песчаниками серыми полевошпатово-кварцевыми разнотонными с прослоями гравелитов. К фации разливов отнесены более тонкозернистые, алевритово-песчаные разности, образующие маломощные прослои среди глинистых отложений. Песчаники чередуются с глинистыми лагунными, реже отмельно-баровыми фациями. Лагунные отложения

включают прослои шамозитовых пород, свидетельствующие о застойных условиях осадконакопления. Вверх по разрезу прибрежные и дельтовые фации сменяются алевритово-глинистыми отложениями мелководного шельфа, появляются маломощные прослои известняка. На северо-востоке участка койвенский горизонт глинизируется и выклинивается (см. рис. 3 В).

Бийский горизонт в основании разреза сложен маломощной пачкой аргиллитов, выше — карбонатными отложениями, среди которых выделены фации мелководного шельфа, представленные известняками серыми, кристаллическими, плотными, прослоями неравномерно-глинистыми, с немногочисленными обломками морской фауны. Из органических остатков наблюдаются раковины остракод, водоросли, членики криноидей. В нижней и средней частях бийского горизонта участками развиты линзовидные пропластки отложений рифовых шлейфов и подводных конусов выноса. Они представлены известняками органогенно-обломочными, органогенно-детритовыми, строматопорово-водорослевыми, содержащими брахиоподы, криноидеи, кораллы, строматопоры, мшанки, остракоды, гастроподы и трилобиты. Известняки крупнопятнистые, трещиноватые, кавернозные, микро-тонкозернистые. Присутствуют прослои вторичных доломитов с реликтово-органогенной структурой [8]. Наиболее выдержанные прослои обломочных карбонатов прослежены на западе исследуемой территории. Собственно рифовый тип разреза в составе горизонта в пределах участка исследований скважинами не вскрыт, но на временных разрезах в интервале, соответствующем бийскому горизонту, выделены сейсмофации одиночных мелких кораллово-строматопоровых биогермов и ракушняковых банок (см. рис. 3 А). В кровле горизонта карбонаты иногда сменяются глинистой пачкой регрессивной фазы.

Отложения **воробьевского горизонта** в северной части Благовещенского участка отсутствуют. Бийские карбонаты с размывом перекрыты терригенными породами ардатовского горизонта живетского яруса (см. рис. 3 А, В). В более прогнутой южной части исследуемой территории условно выделен маломощный циклит воробьевского горизонта (см. рис. 3 С, D), представленный в основании *авандельтовыми* песчаниками, перекрытыми тонкой пачкой карбонатно-глинистых отложений открытого мелкого шельфа.

Ардатовский горизонт присутствует повсеместно. В нижней части разреза в пределах палеопрогибов развиты терригенные отложения. Песчаники формируют фации *дельтовых рукавов* и *конусов выноса* (см. рис. 3 В, С). Дельтовые отложения представлены песчаниками кварцевыми, тонко-мелкозернистыми, отсортированными, со слабонаклонной косою слоистостью. К палеоподнятиям приурочены межрусловые, лагунные отложения: аргиллиты и тонкослоистые неравномерно-глинистые алевролиты с послойными скоплениями обугленных растительных остатков. В средней части разреза карбонатная пачка сформирована в условиях *мелководных шельфовых равнин*. Она представлена известняками биоморфно-детритовыми, органогенно-детритовыми, пелитоморфными, с прослоями доломитов замещения (репер «средний известняк»). В нижней части реперной пачки по данным Р.Н. Валиахметовой (2004) в известняках присутствует примесь кварцевых зерен алевритовой и песчаной размерности. В северной части Благовещенского участка мощность «среднего известняка» не превышает 2–5 м, в южной части увеличивается до 8–10 м, в его составе появляются кораллово-строматопоровые разности (*органогенно-обломочные шлейфы*). Верхняя часть горизонта сложена аргиллитами. Участками (в пределах палеопрогибов) глинистая пачка частично размыта в результате формирования эрозионных врезов на предмуллинском этапе развития палеогидросети. На межрусловых участках сохранились сложенные плотными алевролитами останцы регрессивной фазы ардатовского цикла осадконакопления (см. рис. 3).

Муллинский горизонт также имеет трехчленное строение. Нижняя терригенная пачка в западно-северо-западной части участка представлена мощным песчаным *дельтовым конусом выноса* (см. рис. 3 А), на севере песчаники сконцентрированы в более узких руслах (см. рис. 3 А, В), в южной части территории преобладает линзовидная форма *отмельно-баровых* отложений (см. рис. 3 С, D) или пластово-линзовидная, связанная с *второстепенными руслами* и *подводными конусами выноса* (см. рис. 3 С, D). Русловые песчаники кварцевые, тонко-мелкозернистые, отсортированные, со слабонаклонной косою слоистостью. Мощность песчаников в основном дельтовом конусе превышает 20 м (скв. Саннинская-8). Отмельно-баровые отложения

представлены песчаниками кварцевыми, от тонкозернистых алевритовых до средне-мелкозернистых, их мощность в скв. Сафаровская-2 достигает 18 м. Песчаники в разрезе чередуются с лагунными отложениями: алевролитами, включающими скопления обугленного растительного детрита, и углистыми аргиллитами. На этапе максимального распространения трансгрессии сформировался маломощный (1–2 м) карбонатный пласт, представленный строматопоровыми, прослоями битуминозными, известняками. Самая верхняя часть горизонта сложена мелководными глинами, образующими маломощную пачку, местами уничтоженную последующими эрозионными процессами.

Пашийский горизонт в целом имеет строение, аналогичное нижней части муллинского горизонта. По направлениям моделей выявлено чередование участков *дельтовых рукавов* и *конусов выноса*, межрусловых, лагунных глинистых отложений, иногда песчаных линз *отмельно-барового* генезиса. Отметим, что расположение палеорусел не всегда совпадает с муллинскими (см. рис. 3 С). Преобладают тонкозернистые и мелкозернистые песчаники, на межрусловых участках отмечаются известковистые и неравномерно-глинистые разности алевролитов.

Тиманский горизонт имеет преимущественно глинистый состав и образует региональную компетентную покрывку над всем комплексом. Прослой известняков прослежены в нижней и верхней частях горизонта. В средней части присутствуют маломощные шнурковые прослой и линзы песчаников и песчаных алевролитов — отложения *авандельтовых подводных русел*, в южной части — *подводных конусов выноса*. Песчаники мелкозернистые, неравномерно-алевритистые, известковисто-глинистые, кальцитизированные, слоистые, замещаются плотными кварцевыми алевролитами.

Общими закономерностями строения эмско-нижнефранского комплекса являются: увеличение мощности каждого горизонта с севера на юг и ее уменьшение с запада на восток, а также чередование участков песчаных русловых и более глинистых межрусловых или лагунных фаций, иногда переслаивающихся с отложениями волновой группы (*отмельно-баровыми*). Наиболее отчетливо палеогеографическая зональность проявляется на уровне муллинского горизонта как переход с северо-запада на юго-восток от песчаных отложений субаквальной части дельты к волновым отложениям зоны неустойчиво морских условий и карбонатно-глинисто-алевролитовым отложениям более отдаленной и стабильно морской части шельфа.

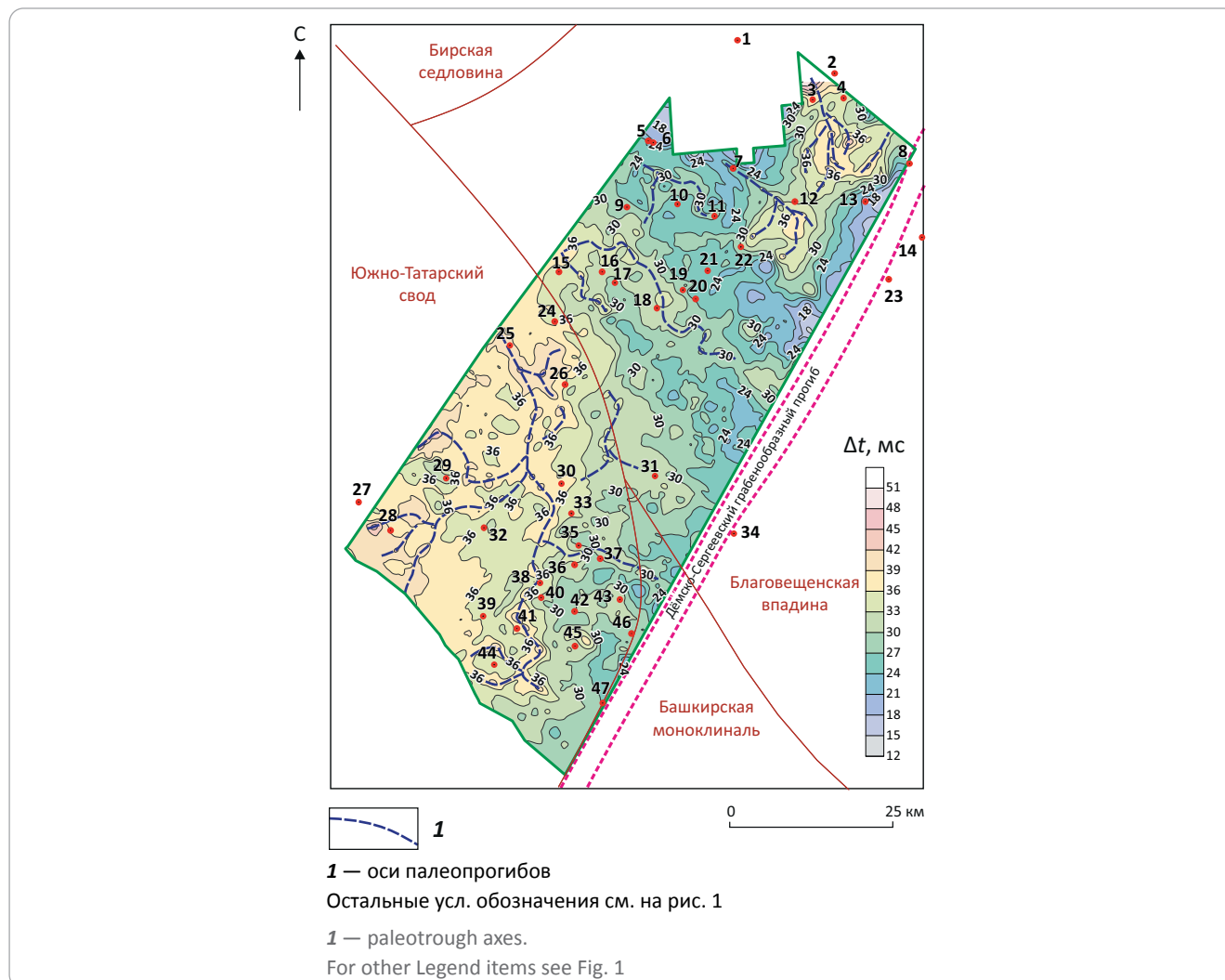
Результаты сейсмогеологического анализа

Картирование границ литолого-палеогеографических зон (типов разреза) проводилось с учетом структурного палеоплана и сейсмофациальной интерпретации временных разрезов.

Распределение элементов палеоплана отражает карта временной мощности в интервале ОГ D₁kv–



Рис. 4. Карта интервального времени между ОГ D_1kv и D_3tm
Fig. 4. Map of interval transit time between D_1kv and D_3tm reflectors



D_3tm (рис. 4). Общее зональное сокращение временной мощности комплекса с запада на восток связано с удалением от береговой линии и переходом от прибрежно-дельтовой зоны песчаных отложений к более погруженной мористой зоне с преобладанием глинистых фаций. Увеличение временной мощности к югу и юго-востоку связано с направлением сноса и палеотечений с формированием терригенных и карбонатных конусов выноса. На этом фоне расположение мелких отрицательных и положительных элементов палеорельефа носит линейный характер в виде узких палеопрогибов (на рис. 4 показаны осевые линии) и разделяющих их палеоподнятий.

Разработаны сейсмогеологические критерии выделения перспективных литологических объектов: разных типов отложений, в том числе включающих терригенные или карбонатные коллекторы и соответствующие им ловушки разного типа.

Различные типы отложений на временных разрезах отображаются в виде определенных сейсмических образов, рассматриваемых как сейсмофации. Идентификация сейсмических образов с отложениями разного генезиса осуществлялась на участках вре-

менных разрезов в районе скважин, после чего аналогичные сейсмофации выявлялись на протяжении всех сейсмических профилей. Участки однотипных разрезов скважин и соответствующих им сейсмофаций объединялись в литолого-палеогеографические зоны того или иного горизонта.

При распознавании сейсмофации основными сейсмогеологическими критериями являлись:

- 1) приуроченность временного интервала к определенному геологическому горизонту, в котором по скважинным данным установлены те или иные типы отложений;
- 2) знак сейсмического отражения (рефлектора) — положительный или отрицательный;
- 3) динамическая выраженность волновой картины, включающая интенсивность отражения, степень его однородности;
- 4) морфологические особенности ОГ, связанные с формой песчаных или карбонатных тел;
- 5) приуроченность к палео- и современным структурам разного знака;
- 6) связь с тектоническими нарушениями.

Важнейшим условием выделения ловушек в циклично построенной толще является детальная привязка волновой картины к горизонтам осадочного комплекса. В рамках решения этой задачи на временных разрезах выделены и прослежены отражения, отвечающие кровле венда, границам койвенского, бийского, ардатовского, муллинского, пашийского и тиманского горизонтов (рис. 5). Такая детальная привязка ОГ обеспечила проведение генетической интерпретации в рамках каждого геологического горизонта.

Изменение динамической выраженности отражения на протяжении одной фазы обусловлено изменениями литологического состава отложений. На временных разрезах идентифицированы сейсмические образы (сейсмофации) разных типов отложений: руслового (дельтового или авандельтового), отмельно-барового, небольших органогенных построек и их обломочных шлейфов. Выделены сейсмофации отложений, образующих покрывки и латеральные флюидоупоры: они соответствуют тиховодным отложениям междельтовых отмелей, глинистым отложениям участков шельфа, отдаленного от основных источников сноса, в бийском и ардатовском горизонтах — плотным карбонатам мелководного шельфа.

Морфологические особенности литологических объектов разного типа проявляются даже, несмотря на постседиментационные деформации. Так, для *русловой* сейсмофации характерна линзовидная и пластово-линзовидная форма положительного отражения с выпуклой подошвой, временная мощность увеличена по сравнению с междельтовым участком (см. рис. 5), так как данная сейсмофация приурочена к палеопрогибам. Во временном интервале горизонтов русловые сейсмофации характеризуются слабой и средней интенсивностью положительного рефлектора. При переходе по латерали к междельтовым алевролитовым и карбонатно-алевролитовым фациям интенсивность положительной фазы резко возрастает (см. рис. 5 В, С, временной интервал пашийского горизонта). При фациальном замещении русловых песчаников глинистыми отложениями положительная фаза сменяется на отрицательную (см. рис. 5 А — временной интервал муллинского горизонта; рис. 5 А, В — временной интервал тиманского горизонта).

Песчаные тела *отмельно-барового* типа, приуроченные к междельтовым участкам и палеоподнятиям, на временных разрезах прослеживаются в виде маломощной слабовыраженной однородной положительной фазы с отдельными раздувами в верхней части ОГ или в виде линзовидного образования положительной фазы с выпуклой кровлей (см. рис. 5 А, временной интервал пашийского горизонта см. рис. 5 С, D, временной интервал муллинского горизонта).

В карбонатных отложениях бийского горизонта по данным сейсмогеологического анализа условно

выделены сейсмофации мелких *stromatoporoid*-водородослевых биогермов и ракушняковых банок (см. рис. 5), не вскрытые бурением. На временных разрезах они имеют линзовидную форму с выпуклой кровлей и резко (иногда до 2 раз) увеличенную временную мощность (см. рис. 5 D), среднюю интенсивность отражения, по латерали резко сменяющуюся высокой интенсивностью положительной фазы, характерной для плотных карбонатов мелководного шельфа.

Отложения обломочных шлейфов или подводных конусов выноса, формирующихся на шельфе в зоне размыва органогенных построек и других карбонатных тел, по данным ГИС и керна включают прослой карбонатных коллекторов. На временных разрезах в интервале ОГ D₂bs этому типу отложений соответствуют участки пластовой или линзовидно-пластовой формы со средней интенсивностью отражения (см. рис. 5 А, В), сменяющиеся по латерали интервалами плотных карбонатов с интенсивной динамикой отражения (см. рис. 5 А).

Наиболее выраженные на временных разрезах песчаные тела палеорусел часто контролируются тектоническими нарушениями, иногда ограничивающими небольшие грабенообразные прогибы, к которым приурочены палеоруслы в пашийско-тиманском резервуаре (см. рис. 5 С). Напротив, к горстовидным поднятиям, ограниченным разломами, могут быть приурочены аккумулятивные песчаные тела отмельно-барового типа.

Литолого-палеогеографические карты

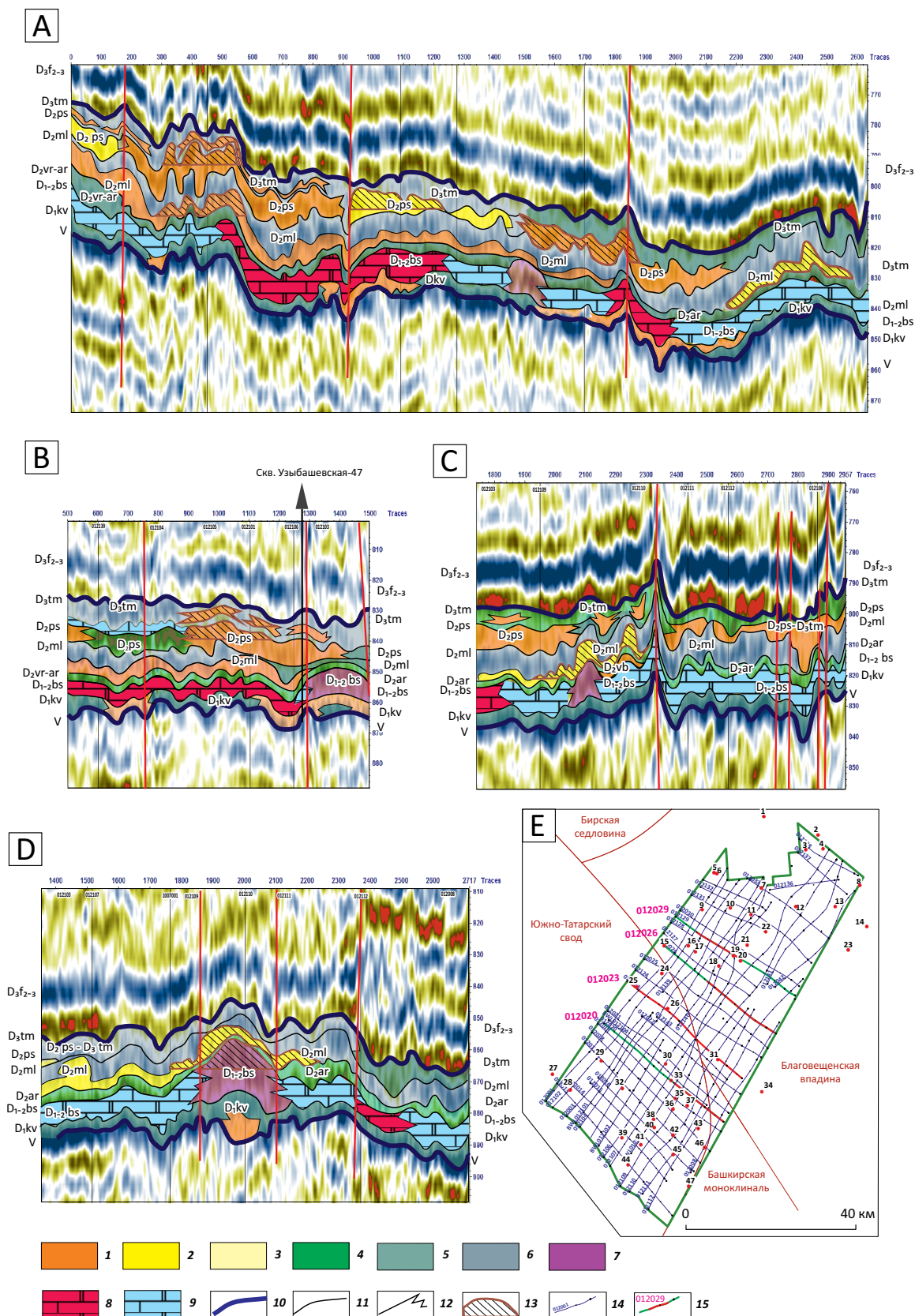
Карты построены на основе данных бурения и сейсмогеологической интерпретации временных разрезов в интервале эмско-нижнефранского комплекса (рис. 6).

Раннедевонский этап осадконакопления начался после длительного перерыва, во время которого сформировался эрозионно-денудационный рельеф. В *койвенское* время размываемая суша располагалась на севере исследуемой территории (см. рис. 6 А). Общая мощность такатинско-койвенских отложений меняется от 0 до 25 м, увеличиваясь в юго-западном направлении. В целом в границах участка распределение мощности носит линейный характер, контролируемый системой палеопрогибов (мощность более 10 м) юго-восточного и субмеридионального направлений и разделяющих их палеоподнятий (мощность менее 5 м). В южной части отмечается веерообразный рисунок изопакит с раскрытием конусов на юг и юго-запад. Возможно, от последующего размыва здесь сохранились наиболее древние такатинские отложения в виде подводных авандельтовых конусов выноса. Очевидна тенденция общего сокращения мощности горизонта в восточном направлении. На раннем этапе трансгрессии койвенского времени накопление осадков происходило в субконтинентальных условиях, с развитием трансгрессии — в обстановках прибрежного мелководья и субаквальной части



Рис. 5. Примеры сейсмостратиграфической и сейсмофациальной интерпретации временных разрезов в интервале эмско-нижнефранских отложений

Fig. 5. Examples of seismic stratigraphy and seismic facies interpretation of time sections in the interval of Emsian-Lower Frasnian deposits



Усл. обозначения к рис. 5.

Legend for Fig. 5.

А — по сейсмопрофилю 012023, В — по сейсмопрофилю 01029 в интервале трасс 500–1500, С — по сейсмопрофилю 012020 в интервале трасс 1750–2957, D — по сейсмопрофилю 012026 в интервале трасс 1350–2717, Е — схема расположения разрезов.

Сейсмofации (1–9): 1 — отложений дельтовых русел и подводных конусов выноса (песчаники, алевролиты), 2 — мелко-баровые (песчаники, алевролиты), 3 — чередования песков разлива, лагунных и мелководных отложений (аргиллиты, алевролиты, песчаники), 4 — межрусловых отмелей и лагунных отложений (алевролиты, известковистые алевролиты с линзами и прослоями известняков), 5 — отложений мелководного шельфа (глинистые алевролиты), 6 — глинистых отложений относительно глубокого шельфа, отдаленного от областей размыва, 7 — карбонатных отложений мелких биогермов и ракушняковых банок, 8 — обломочных шлейфов и подводных карбонатных конусов выноса (биоморфно-детритовые, органогенно-детритовые и обломочные карбонаты), 9 — карбонатных отложений мелководных шельфовых равнин; **границы (10–12):** 10 — нижняя и верхняя эмско-нижнефранского нефтегазоносного комплекса, 11 — горизонтов, 12 — литологические и фациального замещения; 13 — прогнозируемые ловушки; 14 — линии и номера сейсмопрофилей; 15 — демонстрируемые отрезки сейсмопрофилей.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

A — along 012023 seismic survey line, B — along 01029 seismic survey line in the interval of 500–1500 traces, C — along 012020 seismic survey line in the interval of 1750–2957 traces, D — along 012026 seismic survey line in the interval of 1350–2717 traces, E — location map of section lines.

Seismic facies (1–9): 1 — deposits of delta channels and submarine fans (sandstone, siltstone), 2 — beach-bar (sandstone, siltstone), 3 — alternation of flood sands, lagoonal and shallow water deposits (claystone, siltstone, sandstone), 4 — interchannel bars and lagoonal deposits (siltstone, calcareous siltstone with limestone lenses and partings), 5 — shallow marine shelf deposits (argillaceous siltstone), 6 — argillaceous deposits of relatively deepwater shelf distant from erosion areas, 7 — carbonate deposits of small bioherms and shellstone banks, 8 — clastic aprons and subsea carbonate fans (biomorphic-detrital, organic-detrital and clastic carbonates), 9 — carbonate deposits of shallow marine shelf plains; **boundaries (10–12):** 10 — lower and upper of Emsian-Lower Frasnian Play, 11 — horizons, 12 — lithological and facies substitution; 13 — predicted traps; 14 — seismic section number and survey line; 15 — demonstrated segments of seismic sections.

For other Legend items see Fig. 1

дельты, на завершающем этапе — при более устойчивом режиме мелководного шельфа. Песчаники на севере и северо-западе приурочены к рукавам субаэральной части дельты, на юге — к конусам выноса ее субаквальной части. На межрусловых участках накапливались пески разливов. На мелководных палеоподнятиях развиты преимущественно глинистые лагунные фации. В восточном направлении алевролитно-песчаные отложения замещаются маломощными глинисто-алевролитовыми фациями шельфа, отдаленного от основных источников сноса.

После небольшого отступления моря трансгрессия бийского времени распространялась стремительно, и уже на начальном этапе почти на всей территории установились мелководно-шельфовые условия с глинисто-карбонатной и карбонатной седиментацией. Мощность отложений варьирует от 0 до 25 м, возрастая на юго-юго-запад (см. рис. 6 В). Зона отсутствия (размыва) бийских отложений находилась на севере непосредственно за пределами изучаемого участка (площади Чекмагушевская, Мартовская и др.). В обрамлении области размыва выделены зоны песчано-глинистых фаций прибрежных лагун, сменяющихся по мере развития трансгрессии карбонатными фациями мелкого шельфа. По данным изучения керн в разрезах, наиболее приближенных к береговой линии, в известняках заметно возрастает примесь терригенного материала.

Следующие к югу и юго-западу зоны представлены карбонатными фациями мелководного шель-

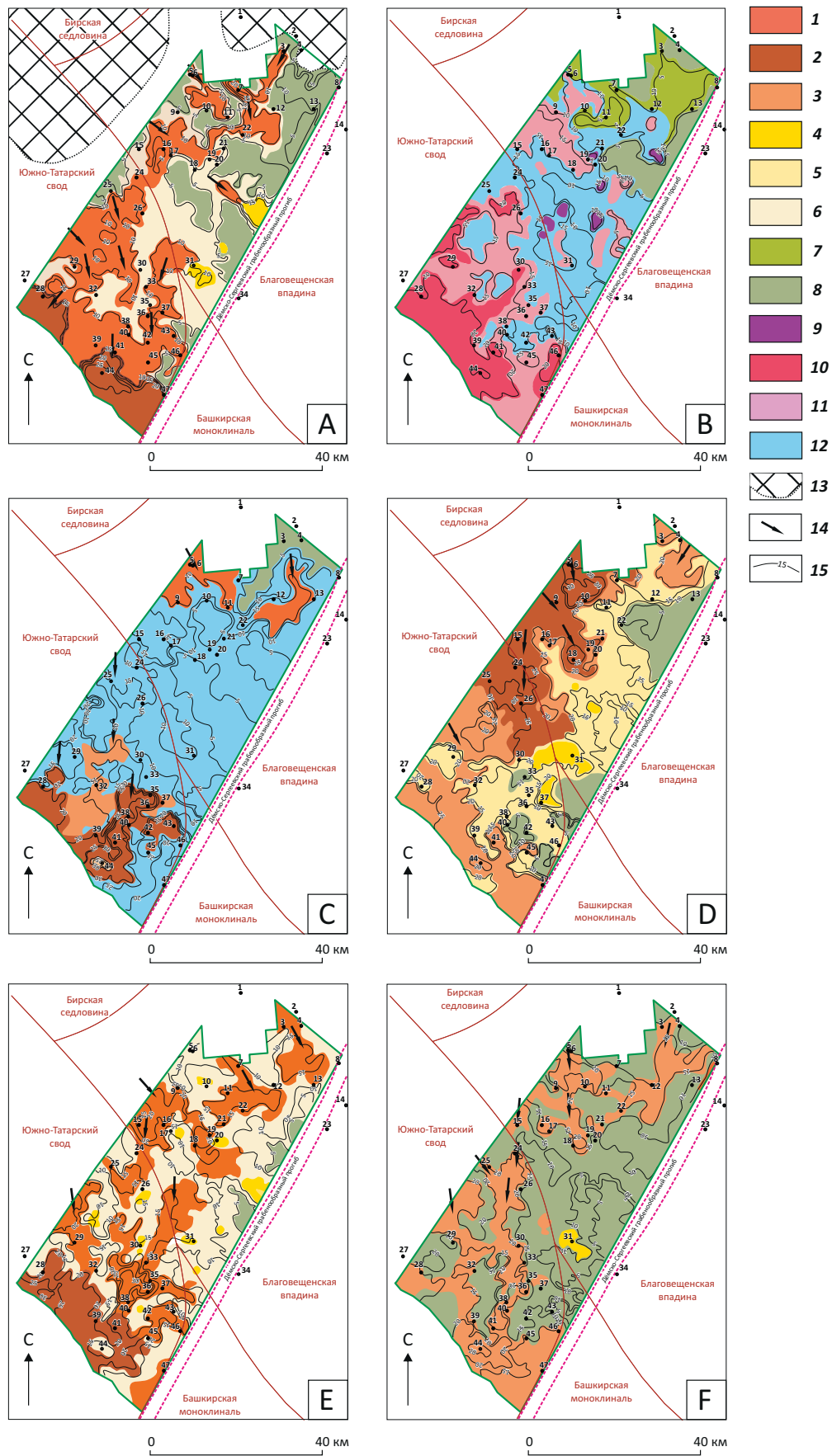
фа, мелких биогермов и ракушняковых банок [8], обломочных шлейфов и подводных карбонатных конусов выноса. Выделенные по данным сейсморазведки фации мелких биогермов прогнозируются в центральной части исследуемой территории. Обломочные шлейфы и карбонатные конусы выноса тяготеют к ее юго-западной и южной частям. Не исключено, что вблизи южных границ участка верхняя часть эйфельского яруса формировалась уже в афонинское время.

Живетскому этапу осадконакопления предшествовал длительный перерыв, во время которого отложения мосоловского и черноморского горизонтов подверглись размыву. Отложения воробьевского горизонта сохранились только в южной части изучаемого участка (см. рис. 6 С). Мощность не превышает 2–6 м. Они представлены алеврито-песчаными авандельтовыми фациями и глинистыми отложениями мелководного шельфа. Зона песчаников выделена на юге участка в виде двух рукавов, сливающихся в единый дельтовый конус выноса.

На рубеже ардатовского и воробьевского времени территория испытала кратковременный подъем и размыв ранее накопившихся осадков. В ардатовское время в результате начавшейся трансгрессии море распространилось по всей территории (см. рис. 6 D). Снос терригенного материала осуществлялся с запада и севера. Мощность отложений ардатовского горизонта меняется от 4 м на северо-востоке до 26,5 м на юге исследуемого района. Палеорельеф в общих чертах унаследован от эйфельского века.



Рис. 6. Литолого-палеогеографические карты
Fig. 6. Lithologic and paleogeographic maps



Усл. обозначения к рис. 6.

Legend for Fig. 6.

A — такатинско-койвенского времени, B — бийского времени, C — воробьевско-ардатовского времени, D — муллинского времени, E — пашийского времени, F — тиманского времени.

Типы отложений (1–13): 1 — субаэральной и субаквальной частей дельты, 2 — песчаных конусов выноса субаквальной и подводной частей дельты, чередование с отложениями мелкого шельфа, 3 — второстепенных русел и подводных конусов выноса, 4 — отмельно-баровые отложения, чередование с лагунными и мелководными фациями, 5 — зоны волнений, чередование с отложениями мелкого шельфа, 6 — песков разлива, чередование с лагунными и мелководно-шельфовыми фациями, 7 — фации прибрежной равнины, чередование с карбонатными отложениями мелкого шельфа с прослоями и линзами песчаника, 8 — фации прибрежной равнины, чередование с карбонатными отложениями мелкого шельфа, 9 — карбонатные отложения биогермов и ракушняковых банок, 10 — карбонатные отложения центральных частей подводных конусов выноса и обломочных шлейфов, 11 — мелкообломочные известняки периферийных частей обломочных шлейфов и карбонатных конусов выноса, фации шельфа, 12 — открытого шельфа, 13 — зона отсутствия отложений; 14 — направление сноса песчаного материала; 15 — изопахиты горизонтов с сечением через 5 м

A — Takatinsky-Koivensky time, B — Biisky time, C — Vorob'yovskiy-Ardatovskiy time, D — Mullinsky time, E — Pashiiskiy time, F — Timansky time.

Types of deposits (1–13): 1 — subaerial and subaqueous delta parts, 2 — sand fans of subaqueous and subsea delta parts, alternation with shallow marine shelf deposits, 3 — minor channels and submarine fans, 4 — beach-bar deposits, alternation with lagoonal and shallow marine facies, 5 — wave zones, alternation with shallow marine shelf deposits, 6 — flood sands alternation with lagoonal and shallow marine shelf facies, 7 — coastal plain facies, alternation with carbonate deposits of shallow marine shelf with sandstone lenses and parting, 8 — coastal plain facies, alternation with shallow marine carbonate deposits, 9 — carbonate deposits of bioherms and shellstone banks, 10 — carbonate deposits of central parts of submarine fans and clastic aprons, 11 — microfragmental limestone of distal parts of clastic aprons and carbonate fans, shelf facies, 12 — open shelf, 13 — zone of the deposits absence; 14 — direction of material sand material transportation; 15 — isopachs of the horizons, contour interval 5 m

На северо-востоке распространена зона глинисто-алевролитовых фаций лагун и карбонатно-глинистых отложений мелководного шельфа, песчаники приурочены к двум рукавам палеodelьты. Еще одна зона песчаных отложений, связанная с субаквальным конусом выноса, существовала в южной части участка. На большей части территории мощность ардатовского горизонта не превышает 4–10 м. Здесь в условиях устойчивого открытого мелководного шельфа формировались карбонатные и глинистые фации.

Муллинскому этапу осадконакопления предшествовал внутрiformационный размыв с образованием эрозионных врезов. С началом трансгрессии на западе, юго-западе и севере участка установились условия палеodelьты (см. рис. 6 D). Пески, чередуясь с лагунными фациями, накапливались в виде рукавообразных русловых и веерообразных дельтовых тел. На участках основных рукавов и субаквальных конусов выноса палеodelьты на северо-западе и западе исследуемой территории наблюдается максимальная мощность горизонта — более 20–30 м, мощность песчаного пласта составляет 10–20 м. В южной части и на северо-востоке участка выделены песчаные тела второстепенных русел и субаквальных конусов выноса, мощность песчаников не превышает 3–10 м. К востоку обстановка палеodelьты сменяется условиями неустойчивого мелководного шельфа с преобладанием волновой деятельности. Характерной особенностью являлся отмельно-баровый тип накопления песчаного материала (см. рис. 3 D, 6 D).

В северо-восточной и юго-восточной частях исследуемой территории сложились условия тихо-

водного шельфа, отдаленного от источников сноса. Характерны минимальные значения мощности горизонта (менее 6–15 м) и глинисто-алевролитовый состав отложений. По мере развития трансгрессии установились условия устойчивого мелкого шельфа с карбонатным и глинистым осадконакоплением.

Пашийскому этапу также предшествовал кратковременный перерыв в осадконакоплении и некоторый размыв верхней части муллинского горизонта, наиболее заметный на узких участках эрозионных врезов. Пашийский горизонт распространен повсеместно (см. рис. 6 E). Его мощность колеблется от 7 до 32 м. Наибольшая мощность отмечена в палеопрогихах юго-западной и юго-восточной ориентации. С ними связаны рукава и конусы выноса палеodelьты — зоны наибольшей концентрации песчаного материала (до 50–75 %). Суммарная мощность песчаников варьирует от 5 до 16 м. Русловые песчаники вверх по разрезу сменяются глинисто-алевролитовыми фациями лагун и внутридельтовых заливов. На междельтовых участках мощность горизонта сокращается до 14–8 м, к этим отмелям приурочены лагунные и отмельно-баровые отложения. На большей части территории песчаность составляет 15–25 %, в подзоне волнового (отмельно-барового) генезиса достигает 50 %. В восточной части исследуемой территории Благовещенской впадины песчаные отложения замещаются алевролитоглинистыми фациями более отдаленной и глубокой части шельфа.

Формирование *тиманского* горизонта происходило на фоне стабилизации морского режима, в связи с чем в его составе преобладают карбонатные и глинистые отложения открытого мелкого шель-

фа. Мощность горизонта колеблется от 9 до 25,5 м. Максимальные значения выявлены в палеопрогибах (см. рис. 6 F). В среднетиманское время в зонах палеопрогибов периодически накапливались песчаные осадки, образующие тела линзовидной или шнурковой формы. Суммарная мощность песчаников 1–5 м. Русловые авандельтовые отложения преобладают в северной, западной и южной частях района работ, на юго-востоке закартирован авандельтовый конус выноса. В центральной и восточной частях территории (зона отдаленного шельфа) песчаные пласты замещаются карбонатно-глинистыми отложениями.

Таким образом, серия литолого-палеогеографических карт эмско-нижнефранского комплекса отображает ритмичное прерывисто-поступательное развитие девонской трансгрессии. Алевритово-песчаные пласты коллекторов приурочены к рукавам субаэральной и субаквальной частям дельты, дельтовым конусам выноса, тяготеющим к северному, западному и южному участкам изучаемой территории. В отложениях муллинского и пашийского горизонтов выделены зоны волновой активности с формированием песчаных отмелей и баров (преобладают в южной и центральной частях исследуемой территории). Наиболее распространены рукавообразные, шнурковые, линзовидные и пластово-линзовидные песчаные тела, благоприятные для формирования литологических и структурно-литологических типов ловушек нефти. На западе и юге территории выделены зоны дельтовых конусов с покровной (пластовой) формой распространения песчаных коллекторов, более благоприятные для образования антиклинальных, сводовых залежей с отдельными литологическими ограничениями.

На карте бийского времени выделены вероятные зоны распространения биогермных и органогенно-обломочных отложений (мелкие постройки, рифовые шлейфы и подводные карбонатные конусы выноса), перспективные на поиск литологических и структурно-литологических типов ловушек.

Карты распространения коллекторов

Основой для построения карт коллекторов послужили результаты интерпретации комплекса ГИС (в основном это диаграммы ГК, нефтегазоносного комплекса, ПС и КС) с выделением интервалов коллекторов и расчетом их суммарной мощности по каждому горизонту. На рис. 7 показано распространение коллекторов двух основных продуктивных горизонтов: пашийского и тиманского. На этих же картах также отображены ловушки разного типа.

В пашийском горизонте выделены три зоны высокочастотных песчаных коллекторов мощностью 15–20, 10–15 и 5–10 м и соответствующей каждой зоне с пористостью: 0,19–0,2, 0,18–0,19 и 0,15–0,18 долей ед. Они приурочены в основном к отложениям субаквальных дельтовых русел и конусов выноса, частично — к баровым песчаникам на западе и в центральной части участка (см. рис. 7 А). Зона низ-

кочастотных коллекторов мощностью 1–5 м и K_p 0,1–0,14 долей ед. тяготеет к межрусловым отмелям, лагунам и внутريدельтовым заливам в западной части участка и более отдаленным частям шельфа на востоке. Зоны замещения коллекторов распространены локально.

В тиманском горизонте линзы и пласты песчано-алевролитовых коллекторов локализованы в виде узких рукавообразных и шнурковых тел авандельтового генезиса на северо-западе и юго-западе участка работ и в виде подводного конуса выноса — на юго-востоке (см. рис. 7 В). В осевых зонах песчаных рукавов суммарная мощность коллекторов достигает 5–10 м, K_p 0,15–0,17 долей ед., по периферии русловых тел эти параметры составляют, соответственно, 1–5 м и 0,1–0,14 долей ед. В центральной и восточной частях изучаемой территории коллекторы практически отсутствуют, замещаясь карбонатно-глинистыми отложениями относительно глубокого шельфа.

Карты распространения покрышек

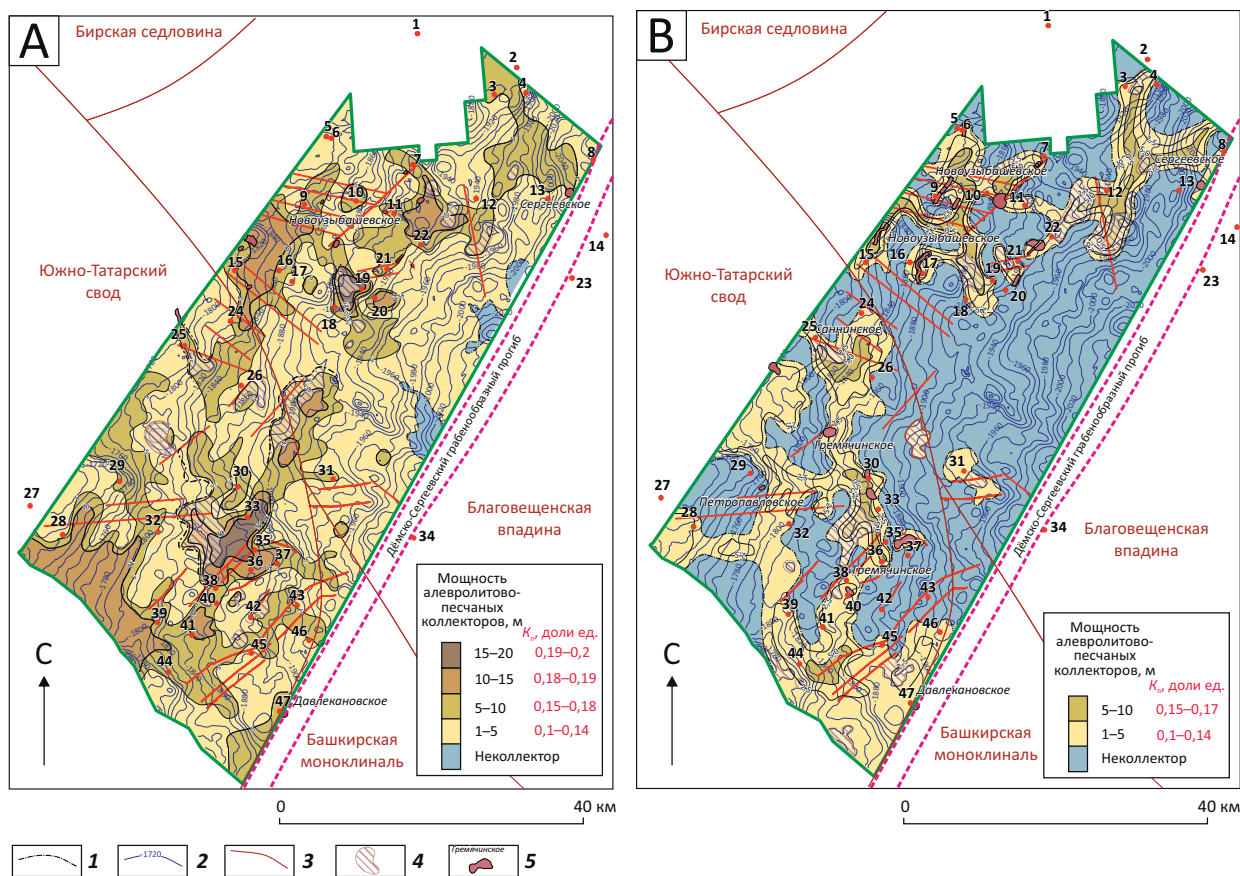
В эмско-нижнефранских отложениях имеются как внутрирезервуарные покрышки над каждым продуктивным пластом, так и межрезервуарная покрышка в верхней части всего комплекса. Надежность покрышки обусловлена ее составом и мощностью, прежде всего глинистых отложений.

Так, локальной покрышкой над карбонатными коллекторами бийского горизонта служит глинистая пачка в кровле этого циклита, ее мощность не превышает 5 м. На большей части территории в зоне замещения воробьевско-ардатовских песчаников к объему покрышки добавляются карбонатно-глинистые отложения всего ардатовского горизонта. Мощность покрышки достигает 15 м. Таким образом, ардатовская покрышка образует флюидоупор не только над пластами коллекторов в воробьевско-ардатовских отложениях, но и над пластами карбонатных коллекторов бийского горизонта.

Карта ардатовской покрышки представлена на рис. 8. Она отображает литолого-фациальный состав покрышки и суммарную мощность глинистых отложений в ее составе. В строении покрышки выделено несколько зон, для которых характерно увеличение мощности аргиллитов с севера на юг от 4 до 12 м, смена литологического состава от глинистого к карбонатно-глинисто-алевролитовому, с запада на восток — сокращение мощности аргиллитов от 7 до 3 м и смена алевролитово-карбонатно-аргиллитового состава аргиллитово-карбонатным. Отметим, что появление алевролитов в нижней части покрышки может повлиять на заполнение УВ-ловушек в бийских и воробьевско-ардатовских отложениях.

Покрышку над продуктивным пластом муллинского горизонта образуют карбонатно-алевролитово-глинистые отложения верхней части муллинского горизонта мощностью 2–6 м, а в зонах замещения песчаных коллекторов роль латераль-

Рис. 7. Карты распространения коллекторов, ловушек и выявленных залежей в пашийских (А) и тиманских (В) отложениях
Fig. 7. Map of reservoir extent, traps, and accumulations identified in Pashiisky (A) and Timansky (B) deposits



ного экрана выполняет весь объем муллинского горизонта.

Межрезервуарная верхнепашийско-тиманская покрывка залегает непосредственно над пластом коллекторов пашийского горизонта. Литолого-фациальная характеристика межрезервуарной покрывки фактически соответствует составу тиманского горизонта, отображенному на литолого-палеогеографической карте тиманского горизонта (см. рис. 6 F). Мощность глинистых отложений в ее составе стабильна и составляет 10–18 м, в связи с чем верхнепашийско-тиманская покрывка образует надежный флюидоупор как над русловыми и отмельно-баровыми ловушками пашийского горизонта, так и над всем сложнопостроенным разнофациальным комплексом терригенного девона. Покрывкой над тиманскими песчаными пластами является верхняя часть межрезервуарной покрывки, а в зонах фациального замещения коллекторов роль латеральных экранов выполняет ее полный объем.

Перспективные зоны ловушек разного типа, рекомендуемые перспективные объекты

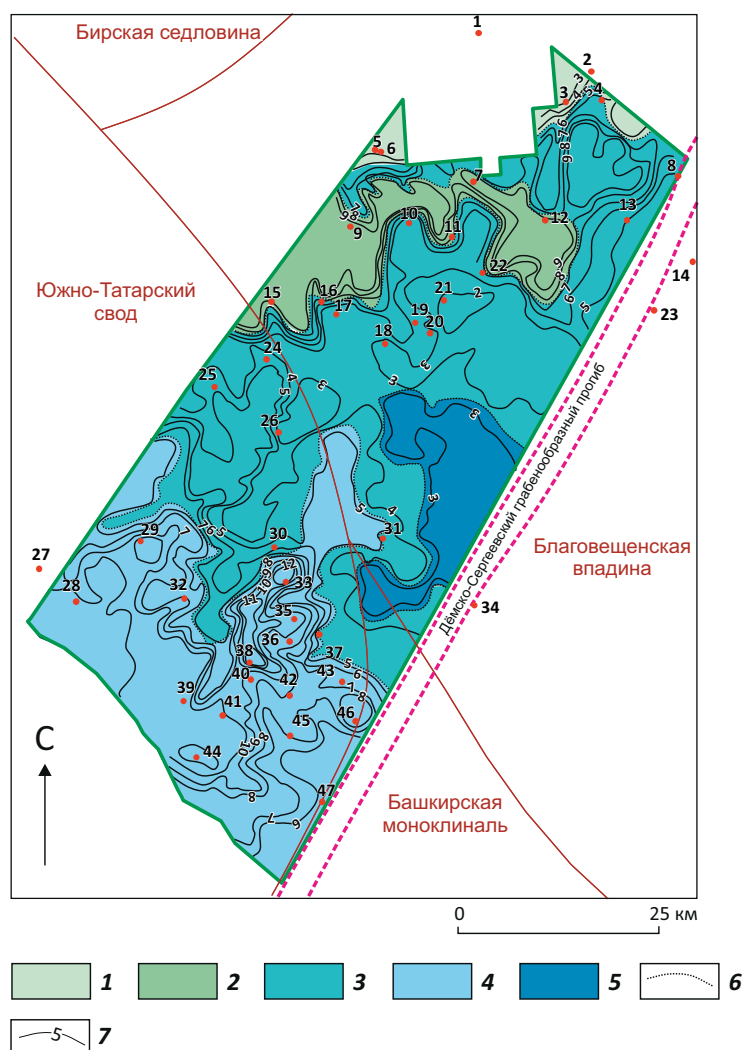
Особенностью эмско-нижнефранского комплекса на исследуемой территории является слабо-выраженный структурный фактор, а определяющим в строении комплекса, как видно из приведенного выше анализа, служит литологический фактор. Базой для выделения новых перспективных объектов разного типа послужили карты распространения коллекторов, совмещенные со структурной основой.

В результате сейсмогеологических исследований выделены отложения основных генетических типов коллекторов, включающих песчаные (1 — дельтовых и авандельтовых русел, 2 — субаквальных или подводных конусов выноса, 3 — отмельно-баровые) и карбонатные (1 — мелких биогермов (банок); 2 — шлейфов (или карбонатных подводных конусов выноса)).



Рис. 8. Литолого-фациальная карта ардатовской покрывки Благовещенского участка

Fig. 8. Lithofacies map of the Ardatovsky seal in the Blagoveschensky site



1 — глинисто-алевролитовая, мощность аргиллитов и глинистых алевролитов < 4 м; 2 — карбонатно-аргиллитовая, мощность аргиллитов и глинистых алевролитов 7–9 м; 3 — алевролитово-карбонатно-аргиллитовая, мощность аргиллитов и глинистых алевролитов 3–7 м; 4 — карбонатно-глинисто-алевролитовая, мощность аргиллитов и глинистых алевролитов 5–12 м; 5 — аргиллитово-карбонатная, мощность аргиллитов и глинистых алевролитов < 3 м; 6 — границы литолого-фациальных зон; 7 — изолинии мощности глинистых отложений покрывки, м.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

1 — siltstone-argillaceous, claystone and argillaceous siltstone thickness < 4 m; 2 — carbonate-claystone, claystone and argillaceous siltstone thickness 7–9 m; 3 — siltstone-carbonate-claystone, claystone and argillaceous siltstone thickness 3–7 m; 4 — carbonate-argillaceous-siltstone, claystone and argillaceous siltstone thickness 5–12 m; 5 — claystone-carbonate, claystone and argillaceous siltstone thickness < 3 m; 6 — boundaries of lithofacies zones; 7 — contour lines of seal argillaceous deposits thickness, m.

For other Legend items see Fig. 1, 6

Песчаные коллекторы в отложениях дельтовых русел характеризуются рукавообразной (шнурковой) и линзовидной формой распространения, в отложениях дельтовых конусов выноса — покровной формой, осложненной участками замещения коллекторов. Для песчаников отмельно-барового типа характерна линзовидная или линзовидно-пластовая форма распространения. Такие морфологические особенности песчаных тел разного генезиса определяют наиболее вероятный тип приуроченных к ним ловушек УВ. В коллекторах с русловой

формой распространения более вероятно формирование ловушек литологического и структурно-литологического типов, в дельтовых конусах выноса — пластовых сводовых ловушек, литологически ограниченных на отдельных участках, в меньшей степени — структурно-литологических. С отмельно-баровыми песчаниками связаны ловушки литологического типа.

Карбонатные коллекторы в рифовых отложениях отличаются линзовидной формой распространения, благоприятной для формирования ловушек

литологического типа; в отложениях карбонатных обломочных шлейфов и конусов выноса они характеризуются чаще покровной или линзовидно-покровной формой, в связи с чем более вероятные типы приуроченных к ним ловушек — пластовые сводовые литологически ограниченные и структурно-литологические.

Латеральное экранирование коллекторов плотными породами происходит не только в зонах их замещения, но в некоторых случаях и на участках тектонических нарушений, формируя ловушки тектонически экранированного типа.

Исходя из рассмотренных выше закономерностей размещения ловушек УВ разного типа, выделены перспективные объекты, рекомендуемые для поиска новых залежей (частично представлены на рис. 5, 8).

В *бийском горизонте* в качестве рекомендуемого объекта рифового типа на данном этапе предлагается ловушка литологического типа в восточной части участка (см. рис. 5 D). В песчаниках муллинского горизонта над этим биогермом сформировалась структура облекания, перспективная на поиск залежи сводового типа. Новые структурно-литологические ловушки в отложениях обломочных шлейфов и конусов выноса бийского горизонта прогнозируются на участках Новоузыбашевского (на северо-западе) и Гремячевского (в центральной части участка работ) месторождений. В *муллинском горизонте* наиболее интересными являются ловушки литологического типа в районе Сафаровской площади, где выявлены мощные морфологически выраженные песчаные тела отмельно-барового типа (см. рис. 5 A, C).

В *пашийском горизонте* в качестве перспективных объектов рекомендуются ловушки литологического типа в песчаниках барового типа и ловушки структурно-литологического типа, связанные с русловыми песчаниками, выявленные в центральной части изученной территории. Локализация ловушек обеспечивается фациальным замещением песчаников плотными породами по восстанию слоев и структурным замыканием по стратоизогипсам, ограничивающим структурные мысы (см. рис. 7 A, 5 B, C). Западнее на Саннинской площади выделена тектонически экранированная ловушка.

В *тиманском горизонте* новые объекты связаны с ловушками литологического и структурно-литологического типа, они выделены на Новоузыбашевском и Гремячевском месторождениях (см. рис. 7 B). Частично площадь их локализации совпадает с площадью рекомендуемых ловушек в пашийском горизонте.

Выводы

Таким образом, проведенные сейсморазведочные работы в пределах Благовещенской впадины и сопредельной с ней территории позволили установить слабое развитие замкнутых антиклинальных

структур в эмско-нижнефранском комплексе, при этом не было выявлено грабенообразных прогибов, аналогичных Демско-Сергеевскому прогибу, определяющему размещение многих известных залежей. В этих условиях геолого-разведочные работы переориентированы на поиск неантиклинальных типов ловушек УВ.

В результате седиментологического анализа по данным бурения в каждом горизонте терригенного комплекса девона выявлены разные типы отложений, в том числе сформировавшиеся в субаэральных и субаквальных условиях палеodelьт (алевролитопесчаные отложения основных и второстепенных палеорусел и конусов выноса, песков разлива, глинисто-алевролитовые отложения лагунного типа), волновой активности зоны неустойчивого морского режима (отмельно-баровые песчаники), устойчивого мелководного шельфа (карбонатные отложения мелких биогермов и банок, обломочных шлейфов и конусов выноса) или относительно глубоководного шельфа, отдаленного от источников сноса (глинистые, глинисто-карбонатные отложения).

Построение детальных литолого-палеогеографических карт с выделением разных типов отложений основано на комплексном сейсмогеологическом анализе данных бурения и временных разрезов сейсморазведки 2D. Для этого на участках пробуренных скважин разработаны сейсмогеологические критерии выделения отложений разных генетических типов и проведена геологическая интерпретация всего сейсмического массива данных, позволившая по каждому горизонту проследить границы распространения разных типов отложений в межскважинном пространстве. Установлена закономерная смена с севера и северо-запада на юго-восток дельтовых обстановок условиями неустойчивого морского шельфа с волновой активностью и далее к обстановкам отдаленного и относительно глубоководного устойчивого шельфа.

Ритмичное строение терригенного комплекса девона обусловило чередование в разрезе коллекторов и покрышек. В соответствии с уточненной корреляцией отложений в каждом горизонте по данным ГИС выделены интервалы терригенных или карбонатных коллекторов. Закономерности распространения коллекторов (по мощности, пористости, морфологии зон в плане и разрезе) коррелируют с литолого-фациальной и палеогеографической зональностью.

Литолого-фациальные особенности покрышек также обусловлены палеогеографическими обстановками осадконакопления на завершающих фазах трансгрессивно-регрессивных этапов. Экранирующий эффект маломощных глинистых покрышек над коллекторами койвенского, бийского и воробьевского горизонтов в зонах замещения песчаных коллекторов ардатовского горизонта усилен всей мощностью ардатовской покрышки. Изолирующие свойства ардатовской покрышки ослабляют нали-

чие в ее составе алевролитов в зонах палеопрогибов, а маломощной глинистой покрывки над песчаным пластом муллинского горизонта — эрозионных врезов с возможным формированием литологических окон. Межрезервуарная верхнепашийско-тиманская покрывка в целом характеризуется выдержанностью состава и мощности глинистых отложений, что определяет ее надежность как для всего комплекса, так и для коллекторов пашийского горизонта и песчаных тел в средней части тиманского горизонта.

Тип прогнозируемых ловушек связан с генезисом, коллекторскими свойствами и морфологией терригенных и карбонатных отложений. По данным сейсмогеологического анализа, в каждом горизонте выделены ловушки разного типа: литологические, структурно-литологические — в дельтовой области

на участках рукавов палеodelьты; сводовые с литологическими ограничениями и структурно-литологические — на участках субаквальных и подводных конусов выноса; литологические ловушки барового типа — в волновой зоне моря; литологические ловушки рифового типа — в зоне шельфа с повышенным биогермообразованием; ловушки структурно-литологического типа — в зонах обломочных шлейфов и подводных карбонатных конусов выноса.

К дальнейшему изучению рекомендованы неантиклинальные ловушки на участках вне уже выявленных залежей, наиболее обоснованные данными сейсморазведки и наиболее морфологически выраженные, в том числе структурно-литологические ловушки, пересекающие структурные мысы и малоамплитудные поднятия.

Литература

1. Лозин Е.В. Геология и нефтеносность Башкортостана. — Уфа : БашНИПинефть, 2015. — 704 с.
2. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР. — М. : Недра, 1973. — 304 с.
3. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. — Л. : Недра, 1984. — 260 с.
4. Агафонова Г.В., Рахимова Е.В., Ермолова Т.Е. Генетический анализ терригенных отложений. — М. : МГРИ, 2021. — 172 с.
5. Петтиджон Ф. Дж., Поттер П., Сивер Р. Пески и песчаники. — М. : Мир, 1976. — 535 с.
6. Фортунатова Н.К., Копилевич Е.А., Афанасьев М.Л. Технология седиментационно-емкостного моделирования природных резервуаров нефти и газа. — М. : ВНИГНИ, 2012. — 79 с.
7. Фролов В.Т. Генетическая типизация морских отложений. — М. : Недра, 1984. — 222 с.
8. Саркисян С.Г., Михайлова Н.А. Палеогеография времени образования терригенной толщи девона Башкирии и Татарии. — М. : Изд-во Акад. наук СССР, 1961. — 262 с.

References

1. Lozin E.V. Geologiya i neftenosnost' Bashkortostana [Geology and oil-bearing capacity of Bashkortostan]. Ufa: BaSHNIPineft'; 2015. 704 p. In Russ.
2. Khanin A.A. Rocks-reservoirs of oil and gas of the oil and gas provinces of the USSR [Porody-kollektory nefti i gaza neftegazonosnykh provintsiy SSSR]. Moscow: Nedra; 1973. 304 p. In Russ.
3. Muromtsev V.S. Electrometric geology of sand bodies — oil and gas stratigraphic traps. Leningrad: Nedra; 1984. 260 p.
4. Agafonova G.V., Rakhimova E.V., Ermolova T.E. Geneticheskii analiz terrigennykh otlozhenii [Genetic analysis of terrigenous deposits]. Moscow: MGRI, 2021. 172 p. In Russ.
5. Pettijohn F.J., Potter P., Siever R. Sand and sandstones. Moskva: MIR; 1976. 535 p. In Russ.
6. Fortunatova N.K., Kopilevich E.A., Afanas'ev M.L. Tekhnologiya sedimentatsionno-emkostnogo modelirovaniya prirodnykh rezervuarov nefti i gaza [Natural oil and gas reservoirs: technology of sedimentation-storage modelling]. Moscow: VNIGNI; 2012. 79 p. In Russ.
7. Frolov V.T. Geneticheskaya tipizatsiya morskikh otlozhenii [Genetic classification of marine sediments]. Moscow: Nedra; 1984. 222 p. In Russ.
8. Sarkisyan S.G., Mikhailova N.A. Paleogeografiya vremeni obrazovaniya terrigennoi tolshchi devona Bashkirii i Tatarii [Paleogeography of the formation time of the terrigenous Devonian strata of Bashkiria and Tataria]. Moscow: Izd-vo Akad. nauk SSSR; 1961. 262 p. In Russ.

Информация об авторах**Ермолова Татьяна Евгеньевна**

Кандидат геолого-минералогических наук,
руководитель группы
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: ermolova@vnigni.ru
AuthorID: 319472

Канев Александр Сергеевич

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

Белюсов Григорий Александрович

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

Ступак Анастасия Александровна

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

Information about authors**Tatyana E. Ermolova**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of group
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: ermolova@vnigni.ru
AuthorID: 319472

Alexander S. Kanev

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

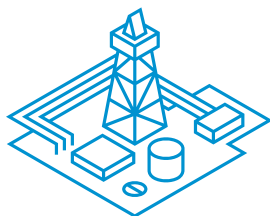
Grigoriy A. Belousov

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

Anastasiya A. Stupak

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

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



ФОРУМЫ РНТК

Обустройство нефтегазовых месторождений

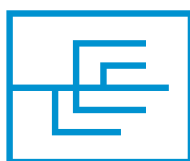
ТЕХНИЧЕСКИЙ ФОРУМ

22-23 мая
2024 года
Отель Лесная Сафмар
Москва

ЦЕЛЬ ФОРУМА

Представить и обсудить современные принципы и технологии обустройства наземных и морских месторождений нефти и газа, а также тренды и запросы индустрии по декарбонизации в мире и в России.

+7 (495) 488-6749 info@rntk.org www.forumnftegaz.org



ТЕХНИЧЕСКИЙ ФОРУМ

ГРП-2024:

Технологии
внутрискваженных работ,
ГРП и ГНКТ

22-23 мая
2024 года
Отель Лесная Сафмар
Москва

ЦЕЛЬ ФОРУМА

Создать неформальную площадку для обмена опытом профессионалов и поделиться опытом и новыми разработками проведения ГРП и МГРП (многостадийного гидравлического разрыва пласта) и технологиями ГНКТ (гибкая насосно-компрессорная труба), а также технологиями заканчивания скважин для МГРП, технологиями диагностики и мониторинга ГРП и, конечно, опытом применения и разработки программного обеспечения для всех технологических процессов интенсификации работы скважин.

+7 (495) 488-6749 info@rntk.org wellstim.rntk.org

ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ ВАШЕГО ПРОДВИЖЕНИЯ НА РЫНКЕ

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

+7 (495) 488-6749 +7 (495) 190-7216 info@rntk.org www.rntk.org

УДК 550.47:553.96(571.17)

DOI 10.47148/0016-7894-2024-2-73-86

Геохимия органического вещества бурых углей Барзасского месторождения Кузбасса

© 2024 г. | И.Д. Тимошина, А.Н. Фомин, А.Э. Конторович

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

Поступила 11.01.2024 г.

Доработана 26.01.2024 г.

Принята к печати 30.01.2024 г.

Ключевые слова: девон; бурые угли; органический углерод; пиролиз; углеводороды-биомаркеры.

Аннотация: В статье приведены результаты изучения девонских бурых углей ($R_{\text{vt}}^0 = 0,48\text{--}0,49\%$, градация ПК_3) барзасской свиты Барзасского месторождения Кузнецкого бассейна. По изотопному составу органического углерода ($\delta^{13}\text{C}$ изменяется от -24 до -18%) угли относятся к керогену III типа, состоящему из остатков высшей наземной растительности. Пиролитические параметры углей не согласуются с этим выводом – высокий водородный индекс HI (в среднем около $450\text{ мг УВ/г } C_{\text{орг}}$) отвечает в основном керогену II типа морского генезиса. Элементный состав керогена (содержание водорода — $8\text{--}8,5\%$) углей также характерен слабозрелому аквагенному органическому веществу. Примерно в половине образцов углей об этом же свидетельствуют и другие геохимические данные: n -алканы в битумоидах имеют $n\text{-}C_{27}/n\text{-}C_{17} < 1$; в ациклических углеводородах $P_{\text{aq}} > 0,5$, Pr/Ph в основном < 1 ; в ароматической фракции $\text{TAC/MAS} > 5$. При этом угли имеют свойственные террагенному органическому веществу распределения стеранов ($C_{29}/C_{27} \gg 1$) и трицикланов ($2C_{19-20}/C_{23-26} > 1$), содержат биомаркеры хвойных растений филлокладаны и каураны. Геохимические данные демонстрируют противоречивые результаты о генетической природе этих углей. Но на основании сочетания изотопных и пиролитических характеристик, элементного состава керогена, мацерального состава угля, барзасситы можно отнести к кутикуловым липтобиолитам, исходным материалом которых служили первые примитивные высшие растения.

Тимошина И.Д., Фомин А.Н., Конторович А.Э. Геохимия органического вещества бурых углей Барзасского месторождения Кузбасса // Геология нефти и газа. – 2024. – № 2. – С. 73–86. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-2-73-86.

Финансирование: Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № FWZZ-2022-0011.

Geochemistry of brown coal Organic Matter in Barzassky field, Kuznetsk Basin

© 2024 | I.D. Timoshina, A.N. Fomin, A.E. Kontorovich

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia; TimoshinaID@ipgg.sbras.ru; FominAN@ipgg.sbras.ru

Received 11.01.2024

Revised 26.01.2024

Accepted for publication 30.01.2024

Key words: Devonian; brown coal; Organic Carbon; pyrolysis; biomarker hydrocarbons.

Abstract: The authors present the results of studies the Devonian barzassky brown coal ($R_{\text{vt}}^0 = 0.48\text{--}0.49\%$, ПК_3 stage) in the Barzassky field (the Kuznetsk Basin). According to Organic Carbon isotope composition ($\delta^{13}\text{C}$ ranges from -24 to -18%), the coal belongs to Type III kerogen that consists of higher ground vegetation remains. Pyrolytic parameters of the coal do not accord with this conclusion as the high Hydrogen Index (average HI is about $450\text{ mg HC/g } C_{\text{org}}$) corresponds mainly to Type II kerogen having marine genesis. The kerogen elemental composition (hydrogen content is 8 to $8,5\%$) of the coal is also typical of immature aquatic Organic Matter. In about half of the coal samples, other geochemical data are also indicative of the same: n -alkanes in bitumoids have $n\text{-}C_{27}/n\text{-}C_{17} < 1$; in acyclic hydrocarbons $P_{\text{aq}} > 0.5$, Pr/Ph mostly < 1 ; in aromatic fraction $\text{TAC/MAS} > 5$. At the same time, the coals demonstrate sterane ($C_{29}/C_{27} \gg 1$) and tricyclane ($2C_{19-20}/C_{23-26} > 1$) distributions typical of terrigenous Organic Matter, and contain biomarkers of coniferous plants (phyllocladanes and kauranes). As for genetic origin of these coals, geochemical data show the contradicting results. However, based on the combination of isotopic and pyrolytic characteristics, elemental composition of kerogen, and maceral composition of coal, the barzassites can be attributed to cuticular liptobiolites, and the first protomorphous higher plants were the source material for them.

For citation: Timoshina I.D., Fomin A.N., Kontorovich A.E. Geochemistry of brown coal Organic Matter in Barzassky field, Kuznetsk Basin. *Geologiya nefi i gaza*. 2024;(2):73–86. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-2-73-86. In Russ.

Funding: The article was supported by the the Russian Foundation for Basic Research, project № FWZZ-2022-0011.

Введение

В конце силурийского периода в истории жизни на Земле произошло важное событие — растения начали осваивать сушу. Уже в начале девона появи-

лись плауновидные, папоротниковидные, членистостебельные. Выход растений на сушу привел к захоронению их в рассеянной и концентрированной формах ОВ в осадочных толщах. Девонские угли

представляют большой интерес как свидетельства древнейшего на Земле угленакопления, обусловленного появлением и расцветом наземной флоры. Залежи этих редких углей известны в некоторых регионах мира, в том числе и в Кузбассе. Здесь они встречены в среднедевонских прибрежно-морских толщах (барзасская свита, живетский ярус), обнажающихся по р. Барзас в ~50 км севернее г. Кемерово. Барзасская свита лагунно-континентального генезиса [1] залегает на эффузивно-туфогенных образованиях и сложена светло-серыми аргиллитами с прослоями песчаников, конгломератов и известняков, в нижней части свита содержит пласт сапромиксового угля Основной. Два триасовых долеритовых силла залегают выше пласта и один — под ним. Барзасская свита перекрыта песчаниками, алевролитами, аргиллитами нижней красноцветной толщи (D_{2v}) и яйской свитой мощностью 1,2–102 м, в которой помимо перечисленного присутствуют известняки и конгломераты.

С 1927 по 1935 г. в бассейне р. Барзас проводились поиски и разведка углей и горючих сланцев. Результаты этих работ обобщены и опубликованы А.В. Тыжновым в 1938 г. Он отмечал, что угли характеризуются повышенными значениями битуминозности, содержания водорода, теплотворной способности горючей массы. При изысканиях в породах были обнаружены многочисленные нефтепроявления, повысившие интерес к этому району. Барзасское месторождение сложено двумя пластами углей — Основным и Верхним (нерабочим). Первый расположен в нижней части барзасской свиты, мощность его изменяется от 0,7 до 4,8 м (рабочая 1,5–2,5 м). Строение пласта от простого до сложного с частым переслаиванием угольных и породных прослоев мощностью от 0,01 до 0,1 м. Эти угли формировались в период постепенного перехода морских (низших) растений на сушу, поэтому их исходным материалом могло быть ОВ разной генетической природы. Не удивительно, что в барзасситах выделяется несколько разновидностей: клареновидный — по внешнему виду напоминающий типичный гумусовый витреновый уголь; кучерявичик — линзовидные или мелкоскладчатые обособления среди плитчатого угля; брекчиевидный — уголь низкого качества, которым сложен пласт Верхний; сливной (плотный) — самый ценный по технологическим свойствам; наиболее часто встречается листоватый или плитчатый. По внешнему виду последний представляет сравнительно небольшие по мощности плитки, которые легко расслаиваются на отдельные тонкие пластинки, каждая из которых состоит из спрессованных и перепутанных лентовидных тел. При выветривании они обособляются и образуют так называемую барзасскую рогожку [1]. Именно такой уголь, отобранный около бывшей шахты в пос. Барзас, и был объектом исследований авторов статьи.

Постепенное снижение со временем природных запасов нефти и газа ставит актуальной задачу

поиска альтернативных источников УВ. Ими могут служить сапропелитовые и липтобиолитовые угли, а также горючие сланцы. В 1930–1940-е гг. из барзасситов уже пытались получать жидкие УВ. Для создания более экономически эффективной технологии данного процесса необходимо знать генетический тип слагающего их органического материала. Это и является целью проведенной авторами статьи работы. Несмотря на длительную историю изучения этих углей, природа слагающего их исходного вещества остается дискуссионной. Палеоботаник М.Д. Залесский [2], впервые изучивший образцы, найденные на отмели р. Томь, обнаружил в них растения *Orestovia* и *Petzia* и остатки высших растений — плауновых *Barsassia ornate* Zal. Низших наземных организмов в виде плесени и др. не было установлено. Он назвал уголь «сапромикситом». З.В. Ергольская [3] отнесла *Orestovia* и *Petzia* к высшим наземным растениям (псилофитам) и предложила классифицировать барзасские угли не как сапромикситы, а как кутикуловые липтобиолиты. Использование современных микроскопов с выводом изображения на монитор компьютера позволяет отчетливо рассмотреть, что он сложен спрессованными листьями. На поперечном срезе каждый слой выглядит более или менее обособленным и четко отграниченным от соседних. При этом сечение каждого слоя чаще всего неоднородно и состоит из трех последовательных полос различной окраски. Обычно сердцевина более темная (различные оттенки красного цвета), а две крайние полосы всегда схожи между собой и в проходящем свете имеют более светлую, желтую или оранжевую окраску (рис. 1). Каждые три слоя в целом представляют продольный разрез стебля, крайние полосы которого являются его кожицей (кутикулой). Ткани центральной его части превратились в гомогенную витреноподобную массу, сильно сократившуюся в объеме. При оценке мацерального состава разных образцов плитчатых углей получаются не всегда однозначные результаты — в одних пробах отмечается преобладание гомогенной витреноподобной массы, в других — кутиноподобной. Усредненные данные мацерального состава по нескольким пробам таких углей показали следующие содержания групп мацералов: витринит (коллинит) — 59 %, лейптинит (кутинит) — 40 %, фюзинит — 1 %. Хотя в единичных срезах отмечается преобладание лейптинита [4]. По вещественно-петрографической классификации гумусовых углей барзассит относится к группе гумолитов, классу гелитолитов, подклассу гелититов, типу липоидо-гелититов, подтипу смешанных гелититов, кутикуловой разновидности.

Биогеохимическое изучение образца [5] показало, что ОВ представляет собой смесь из террагенного и аквагенного материала — распределение n -алканов бимодальное (максимумы на C_{19} и C_{25}). В барзассите идентифицированы би-, три- и тетрациклические дитерпаны, отмечаются гомологи филокладана и каурана. Источником хемофосси-

лий могли быть смолы ранних *Conifers*. В стеранах концентрации холестанов и этилхолестанов примерно одинаковы и на масс-хроматограмме отмечаются высокие концентрации УВ ряда андростана и прегнана. Трицикланы имеют высокие содержания и максимум на C_{23} . Авторы статьи считают, что девонские бурые угли формировались в паралических прибрежно-морских условиях, источником молекул-биомаркеров были липиды морских и континентальных биот. В.Н. Меленевский и др. [6] изучили аквапирилизом и флеш-пирилизом слабозрелый образец барзассита и отметили, что высокий HI (660 мг УВ/г $C_{орг}$), изотопный состав ОВ ($\delta^{13}C = -29,1...-29,8 \text{ ‰}$), близость концентраций стеранов C_{27-29} в аквапирилизе являются признаками аквагенного материала, однако максимум в *n*-алканах смещен в высокомолекулярную область.

Несмотря на то, что ОВ барзасской свиты уже исследовалось, выводы о его генезисе сделаны на единичных образцах. Авторы настоящей статьи существенно расширили изучаемую коллекцию для геохимических анализов, что значительно повышает достоверность выводов.

Материалы и методика

Бурые угли барзасской свиты (D_2) Барзасского месторождения изучены по 25 образцам пласта Основной из обнажений у пос. Барзас (рис. 2). В лаборатории геохимии нефти и газа ИНГТ СО РАН по стандартным методикам [7, 8] в пробах определены отражательная способность мацералов (10 об-

разцов), концентрации $C_{орг}$ и пиролитические характеристики (25 образцов), проведена экстракция битумоидов хлороформом (14 образцов), а в лаборатории изотопно-аналитических методов ИГМ СО РАН выполнен изотопный анализ органического углерода (23 образца). В битумоидах установлен групповой состав по методикам, принятым в ИНГТ СО РАН [8], при этом битумоиды двух окисленных бурых углей были объединены. В битумоидах бурых углей (13 проб) проведены исследования методами газожидкостной хроматографии и хроматомасс-спектрометрии по методикам [8]. Выделен кероген и проведен элементный анализ в пяти образцах по методике [9].

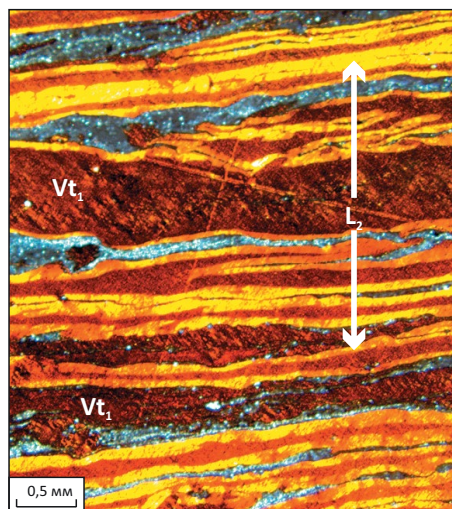
Результаты исследований и обсуждение

Обогащенные $C_{орг}$ бурые угли Барзасского месторождения (табл. 1, см. рис. 2) по изотопному составу углерода (рис. 3 В, см. табл. 1) соответствуют террагенному ОВ [10], а по результатам пиролиза относятся в основном к аквагенному — керогену II и I типов (см. табл. 1, см. рис. 3 А).

По элементному анализу керогена (высокие содержания водорода — 8–8,5 %) [11] можно предположить, что угли сложены аквагенным слабозрелым материалом (табл. 2, см. рис. 3 С). На основании сочетания изотопных и пиролитических характеристик, элементного состава керогена, мацерального состава угля (см. рис. 1) барзасситы можно отнести к кутикуловым липтобиолитам.

Рис. 1. Поперечный разрез плитки барзассита под микроскопом в проходящем свете

Fig. 1. Cross section of barzassite plate under microscope in transmitted light

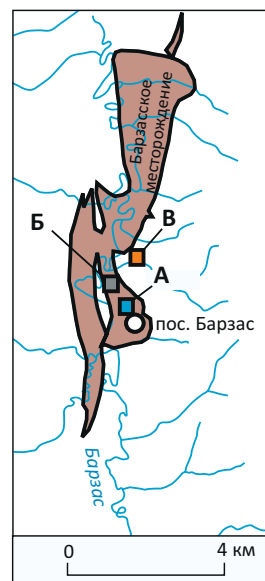


Мацералы: Vt_1 — витринит (коллинит); L_2 — лейптинит (кутинит) [4]

Macerals (micropetrological units): Vt_1 — vitrinite (collinite); L_2 — leptynite (cutinite) [4]

Рис. 2. Схема отбора проб из среднедевонской барзасской свиты Барзасского месторождения Кузнецкого бассейна

Fig. 2. Map of sampling of Middle Devonian Barzassky Formation in the Barzassky field, the Kuznetsk Basin



Образцы: А — 1–8; В — 9–23; С — 24, 25 (см. табл. 1–5)

Samples: A — 1–8; B — 9–23; C — 24, 25 (see tables 1 to 5)



Табл. 1. Концентрация, пиролитические, изотопные и углепетрографические характеристики ОВ в бурых углях среднедевонской барзасской свиты Барзасского месторождения Кузбасса

Tab. 1. Concentration, pyrolytic, isotopic, and coal petrography characteristics of Organic Matter in brown coal of Middle Devonian Barzassky Formation in the Barzassky field, the Kuznetsk Basin

Локация на схеме (см. рис. 1)	Номер образца	C _{орг} , % на породе	Пиролиз				δ ¹³ C, ‰	R ^o _{vt} , %	b _{хл} , % на породе	β, %
			мг УВ/г породы		HI, мг УВ/г C _{орг}	T _{max} , °C				
			S ₁	S ₂						
А	1	73,3	3,1	450	614	447	−18,5	0,49	1,103	1,1
	2	54,1	0,2	252	465	444	−19,7	—	—	—
	3	54,3	0,6	251	461	443	−19,8	—	—	—
	4	56,1	1	297	529	445	−19,6	0,48	—	—
	5	17,2	0,2	43	252	440	−19,7	—	0,097	0,4
	6	64,4	1,9	281	436	445	−19,3	0,48	0,988	1,1
	7	48,2	1,3	217	451	444	−20,3	0,48	—	—
	8	48,2	1,5	199	413	441	−20,5	—	0,622	0,9
В	9	62,4	8,5	399	654	445	—	0,48	3,162	3,5
	10	56,4	0,6	257	456	443	−19,5	—	—	—
	11	57,4	2,1	197	343	430	−21,4	—	1,743	2,1
	12	61,9	1,9	308	498	443	−19,9	—	—	—
	13	58,2	2	289	496	444	−19,1	—	—	—
	14	64,7	1,9	288	445	444	−20,2	—	1,178	1,3
	15	63	2	218	348	449	—	0,48	1,004	1,1
	16	62,8	1,8	331	527	443	−17,8	—	0,821	0,9
	17	66,4	2	367	553	442	−18	0,45	—	—
	18	55	1,7	237	431	440	−19,4	0,5	—	—
	19	58,6	2,5	244	416	441	−19,3	0,48	1,080	1,3
	20	67,9	2	319	470	442	−20,4	—	—	—
	21	67,4	6,4	387	575	443	−19,8	—	3,465	3,6
	22	57,7	1,5	320	555	443	−19	—	—	—
	23	63,7	3,4	327	514	446	−19,4	0,48	1,094	1,2
С	24	10,8	0,2	1,4	13	450	−23,7	—	0,010	0,1
	25	6,2	0,1	0,3	0	434	−20,9	—	0,010	0,1

Два образца бурых углей (24 и 25) принадлежат слою зольного окисленного угля из одного и того же обнажения. Вероятно, снижение водородного индекса HI связано с окислением. Присутствие в образцах керогенов I и II типов позволяет предположить существование на территории в девоне не только проточных торфяных болот и лагунно-континентальных обстановок [1, 12], но и фаций больших озер. Преобразованность ОВ по данным пиролиза (T_{max} изменяется в пределах 430–450 °C, в среднем 443 °C) соответствует протокатагенезу и мезокатагенезу, в среднем МК₁²; R^o_{vt} составляет 0,45–0,5 %, в среднем 0,48 % (градиация ПК₃), т. е. ОВ слабозрелое, полностью сохранившее нефтегенерационный потенциал.

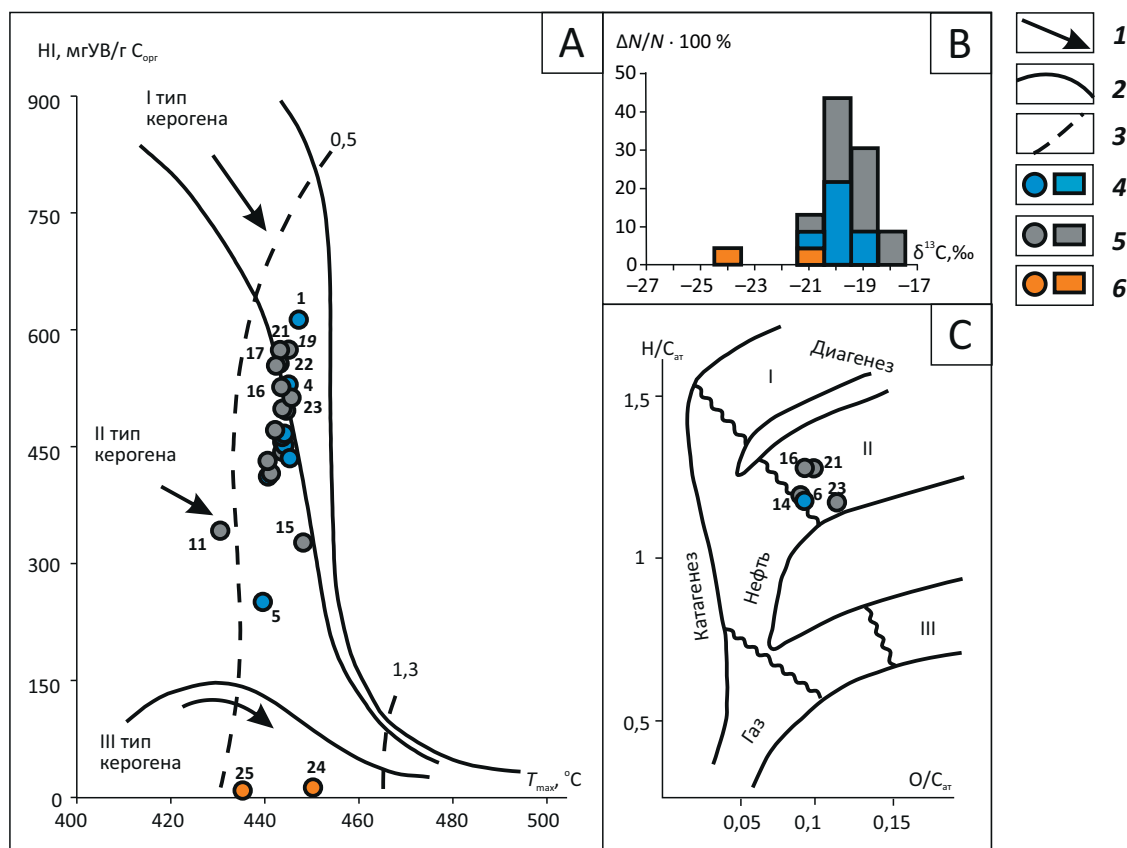
Проведенная экстракция показала, что образцы обогащены битумоидами (см. табл. 1). Судя по битумоидному коэффициенту ($\beta < 5$ %), барзасситы содержат только автохтонный битумоид. Два образца (9 и 15) имеют повышенное содержание УВ

(47,3 и 43 % на битумоид) (рис. 4), но за счет ароматических УВ (34,8 и 25,4 % соответственно), тогда как в других образцах ароматических УВ обычно < 5 %, лишь еще в двух (11 и 14) ароматических УВ > 5 , но < 10 %. Концентрация и групповой состав этих битумоидов должны быть учтены при дальнейших исследованиях. Наиболее обильный компонент битумоидов — смолы (см. рис. 4), асфальтенов немного — обычно не больше 5–6 %, лишь в четырех образцах (1, 9, 11, 21) — 8,3–11,7 %. В битумоидах зольных углей (образцы 24–25), объединенных для дальнейших анализов из-за низких навесок, отмечено наибольшее количество насыщенных УВ (26,4 %), а асфальтенов не обнаружено.

Максимумы распределения углеродных атомов в n-алканах барзасской свиты находятся в широком интервале C₁₈–C₂₅ (табл. 3, рис. 5) и в пяти образцах приходится на n-C₁₉, в двух — на n-C₁₈, в одном — на n-C₂₀, в одном — на n-C₂₁, в четырех — на n-C₂₅. В последних отношении n-C₂₇/n-C₁₇ повышено, в то

Рис. 3. Диаграмма HI– $T_{\max}$ (А), гистограмма изотопного состава ($\delta^{13}\text{C}$) органического углерода (В) и диаграмма Ван-Кревелена для керогенов (С) барзасситов

Fig. 3. HI– $T_{\max}$ diagram (A), histogram of Organic Carbon isotopic signature ($\delta^{13}\text{C}$) (B), and Van Krevelen diagram for barzassite kerogen (C)



1 — направленность изменений значений HI и $T_{\max}$ в катагенезе; 2 — линии, ограничивающие максимальные значения водородного индекса HI для трех типов ОВ (I — лакустрного озерного, II — лакустрного морского, III — террагенного, связанного с высшей наземной растительностью); 3 — изолинии R_{vt}^0 , ограничивающие главную зону нефтеобразования; локации образцов на схеме (см. рис. 2) (4–6): 4 — А, 5 — В, 6 — С.

Номера образцов на графике соответствуют таблицам

1 — trend of HI and $T_{\max}$ changes in catagenesis; 2 — lines limiting the maximum values of the hydrogen index (HI) for three OM types (I — lacustrine hydrogenic, II — marine hydrogenic, III — terrigenous, associated with higher ground vegetation); 3 — R_{vt}^0 contour lines delineating oil window; sample locations on the map (see Fig. 2) (4–6): 4 — A, 5 — B, 6 — C.

Sample numbers on the diagram are the same as in the tables

Табл. 2. Элементный, изотопный состав и пиролизические характеристики керогенов барзасситов

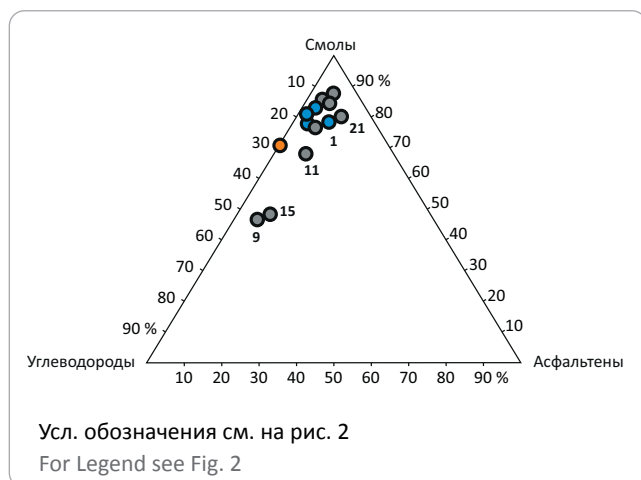
Tab. 2. Elemental, isotope composition and pyrolytic characteristics of Barzassite kerogen

Номер образца	Элементный состав, % на ОВ					(H/C) _{ат}	(O/C) _{ат}	δ ¹³ C _{кер} , ‰	S ₁	S ₂	HI, мг УВ/г C _{орг}	T _{max} , °C
	C	H	S	N	O				мг УВ/г породы			
6	79,8	7,9	0,7	0,6	11	1,2	0,1	–	–	–	–	–
14	80,5	8,1	0,9	0,7	9,9	1,2	0,1	–20,2	3,1	500	582	444
16	78,8	8,4	0,6	0,7	11,5	1,3	0,1	–	–	–	–	–
21	78,8	8,5	0,7	0,7	11,2	1,3	0,1	–	–	–	–	–
23	77,7	8,2	1	0,7	12,4	1,3	0,1	–19,6	–	–	–	–



Рис. 4. Тригонограмма группового состава в битумоидах барзасситов

Fig. 4. Triangular diagram of barzassite bitumoid group analysis



время как в большинстве образцов оно меньше 1 и характерно для аквагенных битумоидов. Коэффициент нечетности CPI в углях равен 1,2–1,8, что не противоречит заключению о низкой зрелости ОБ и его террагенной природе с вероятной примесью аквагенного ОБ.

В области высокомолекулярных соединений среди молекул с нечетным числом атомов углерода наиболее высокие концентрации у $n\text{-C}_{25}$ и $n\text{-C}_{27}$, что четко отражается в усредненном распределении (см. рис. 5 В) и прослеживается по отдельным образцам (см. рис. 5 А). Интересно отношение параметров, предложенных для озерного ОБ — $P_{\text{aq}} = (n\text{-C}_{23} + n\text{-C}_{25}) / (n\text{-C}_{23} + n\text{-C}_{25} + n\text{-C}_{29} + n\text{-C}_{31})$ [13] и $P_{\text{wax}} = (n\text{-C}_{27} + n\text{-C}_{29} + n\text{-C}_{31}) / (n\text{-C}_{23} + n\text{-C}_{25} + n\text{-C}_{27} + n\text{-C}_{29} + n\text{-C}_{31})$ [14], превышение P_{aq} над P_{wax} во всех образцах свидетельствует о большем вкладе водной растительности, чем наземной [15, 16]. В последней, судя по низкому отношению $n\text{-C}_{27}/n\text{-C}_{31}$ (0,1–0,3),

Табл. 3. Характеристики ациклических углеводородов-биомаркеров в битумоидах барзасситов

Tab. 3. Characteristics of acyclic biomarker hydrocarbons in Barzassite bitumoids

Номер образца	Максимум в n -алканах	P_{aq}	P_{wax}	$n\text{-C}_{27}/n\text{-C}_{31}$	$n\text{-C}_{27}/n\text{-C}_{17}$	CPI	Максимум в изопреноидах	Pr/Ph	Pr/ $n\text{-C}_{17}$	Ph/ $n\text{-C}_{18}$	$\Sigma n\text{-C}_i/\Sigma \text{izoC}_i$
1	C_{25}	0,8	0,4	0,2	1,1	1,6	C_{20}	0,4	0,3	0,9	8,1
5	C_{25}	0,8	0,4	0,2	1	1,8	C_{20}	1	0,3	0,3	15,1
6	C_{19}	0,8	0,4	0,2	1,1	1,5	C_{20}	0,6	0,4	0,6	9,2
8	C_{20}	0,8	0,4	0,2	0,7	1,3	C_{20}	0,8	0,3	0,3	11,9
9	C_{21}	0,9	0,2	0,1	0,4	1,5	C_{19}	1,1	0,3	0,3	10,2
11	C_{18}	0,9	0,3	0,1	0,2	1,7	C_{19}	1,5	0,1	0,1	15,1
14	C_{19}	0,8	0,4	0,2	1	1,6	C_{20}	0,5	0,5	1,3	5,7
15	C_{25}	0,8	0,4	0,3	1	1,4	C_{20}	0,8	0,5	0,6	8
16	C_{19}	0,9	0,3	0,1	0,5	1,6	C_{20}	0,8	0,3	0,3	11,5
19	$\text{C}_{19}, \text{C}_{25}$	0,8	0,4	0,3	1,9	1,5	C_{20}	0,5	0,4	0,5	10,8
21	C_{19}	0,9	0,3	0,2	0,9	1,5	C_{20}	0,2	0,2	0,9	7,1
23	C_{19}	0,8	0,4	0,2	0,8	1,6	C_{20}	0,7	0,3	0,4	10,8
24, 25	C_{18}	0,6	0,5	0,2	0,5	1,2	C_{20}	0,9	0,3	0,3	6,9

Примечание. $P_{\text{aq}} = (n\text{-C}_{23} + n\text{-C}_{25}) / (n\text{-C}_{23} + n\text{-C}_{25} + n\text{-C}_{29} + n\text{-C}_{31})$; $P_{\text{wax}} = (n\text{-C}_{27} + n\text{-C}_{29} + n\text{-C}_{31}) / (n\text{-C}_{23} + n\text{-C}_{25} + n\text{-C}_{27} + n\text{-C}_{29} + n\text{-C}_{31})$; $\text{CPI} = [n\text{-C}_{23} + 2(n\text{-C}_{25} + n\text{-C}_{27} + n\text{-C}_{29} + n\text{-C}_{31})] / [2(n\text{-C}_{24} + n\text{-C}_{26} + n\text{-C}_{28} + n\text{-C}_{30} + n\text{-C}_{32})]$.

Note. $P_{\text{aq}} = (n\text{-C}_{23} + n\text{-C}_{25}) / (n\text{-C}_{23} + n\text{-C}_{25} + n\text{-C}_{29} + n\text{-C}_{31})$; $P_{\text{wax}} = (n\text{-C}_{27} + n\text{-C}_{29} + n\text{-C}_{31}) / (n\text{-C}_{23} + n\text{-C}_{25} + n\text{-C}_{27} + n\text{-C}_{29} + n\text{-C}_{31})$; $\text{CPI} = [n\text{-C}_{23} + 2(n\text{-C}_{25} + n\text{-C}_{27} + n\text{-C}_{29} + n\text{-C}_{31})] / [2(n\text{-C}_{24} + n\text{-C}_{26} + n\text{-C}_{28} + n\text{-C}_{30} + n\text{-C}_{32})]$.

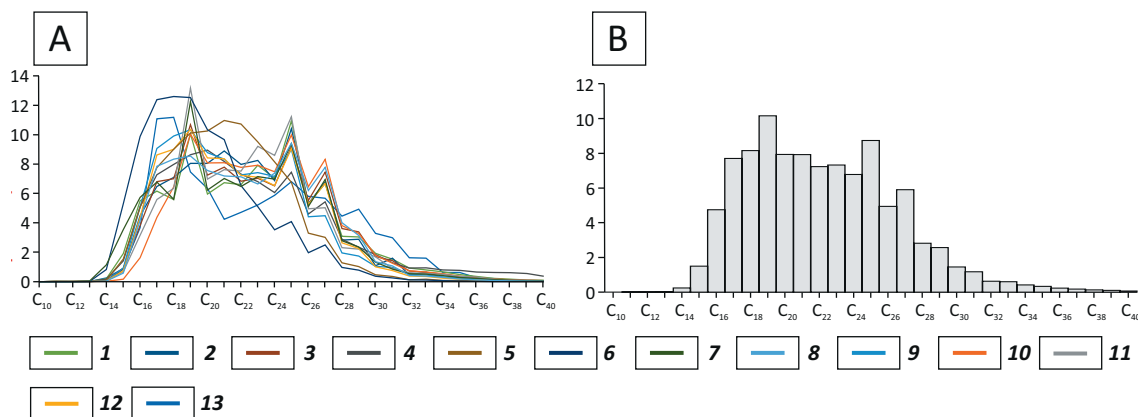
древесные растения преобладали над травами [17, 18].

Ациклические изопреноиды по содержанию уступают n -алканам — $\Sigma n\text{-C}_i/\Sigma \text{izoC}_i$ составляет 5,7–15,1 (см. табл. 3). Максимумы в них приходятся большей частью на фитан, кроме образцов 5, 9, 11. Отношения $\text{Pr}/n\text{-C}_{17}$ и $\text{Ph}/n\text{-C}_{18}$ в основном < 1 , что характерно для не подвергнувшегося биodeградации ОБ, кроме образца 14, где $\text{Ph}/n\text{-C}_{18}$ составляет 1,3.

В изученном ранее барзасском угле [5] отмечались примерно равные доли холестеранов (C_{27}) и этилхолестеранов (C_{29}). Во всех образцах настоящей

коллекции среди стерановых УВ в разной степени доминирует этилхолестеран (табл. 4, рис. 6 А). Превышение его над холестераном обычно весьма контрастно ($\text{C}_{29}/\text{C}_{27} > 3$, в основном $5 < \text{C}_{29}/\text{C}_{27} < 10$), а в трех образцах (1, 14, 21) это превышение больше, чем в 10 раз (см. табл. 4, рис. 6 В). Высокие концентрации этилхолестеранов характерны для террагенного материала, а также для аквагенных протерозойских нефтей и ОБ ([19, 20] и др.).

Следовательно, распределение стеранов в барзасских битумоидах может быть признаком принадлежности к древней морской биоте, про-

Рис. 5. Нормальные алканы в битумоидах барзасситов, % на сумму нормальных алканов**Fig. 5.** Normal alkanes in barzassite bitumoids, % of the amount of normal alkanes

A — распределение по отдельным образцам (номера проб соответствуют таблицам), B — усредненное распределение.

Номера образцов: 1 — 1, 2 — 5, 3 — 6, 4 — 8, 5 — 9, 6 — 11, 7 — 14, 8 — 15, 9 — 16, 10 — 19, 11 — 21, 12 — 23, 13 — 24, 25

A — distributions for individual samples (sample numbers are the same as in the tables), B — averaged distribution.

Sample numbers: 1 — 1, 2 — 5, 3 — 6, 4 — 8, 5 — 9, 6 — 11, 7 — 14, 8 — 15, 9 — 16, 10 — 19, 11 — 21, 12 — 23, 13 — 24, 25

Табл. 4. Характеристики циклических насыщенных углеводородов-биомаркеров в битумоидах барзасситов**Tab. 4.** Characteristics of cyclic saturated biomarker hydrocarbons in Barzassite bitumoids

Номер образца	Стераны			Терпаны			
	$\beta\alpha/(\alpha\alpha + \beta\beta)$	C_{29}/C_{27}	K_2 в стеранах C_{29}	Ts/Tm в гопанах	C_{35}/C_{34} в гомогопанах	I_{TC} в трицикланах	гопаны C_{27-35} /трицикланы
1	0,4	11,5	2,1	0,5	0,3	2,7	2,7
5	0,4	6,9	1,7	0,4	0,4	2	5,4
6	0,5	6,3	2,1	0,3	0,4	3,6	4,3
8	0,3	5,8	2,1	1,2	0,5	1,4	2,5
9	0,6	5,4	3,1	0,1	0,5	4,2	7,9
11	0,8	2,6	2,6	0,1	0,3	6,1	3,8
14	0,4	10,9	1,8	0,3	0,3	3	3,1
15	0,5	6,7	2,8	0,1	0,5	3,1	7,5
16	0,4	3,2	1,7	0,2	0,6	1,7	4,9
19	0,5	7,9	1,8	0,4	0,4	2,1	4,8
21	0,5	10,7	1,8	0,5	0,3	2,5	3,1
23	0,5	6,8	2,2	0,3	0,4	3,3	4
24, 25	0,8	2,3	2	0,2	0,1	1,5	1,3

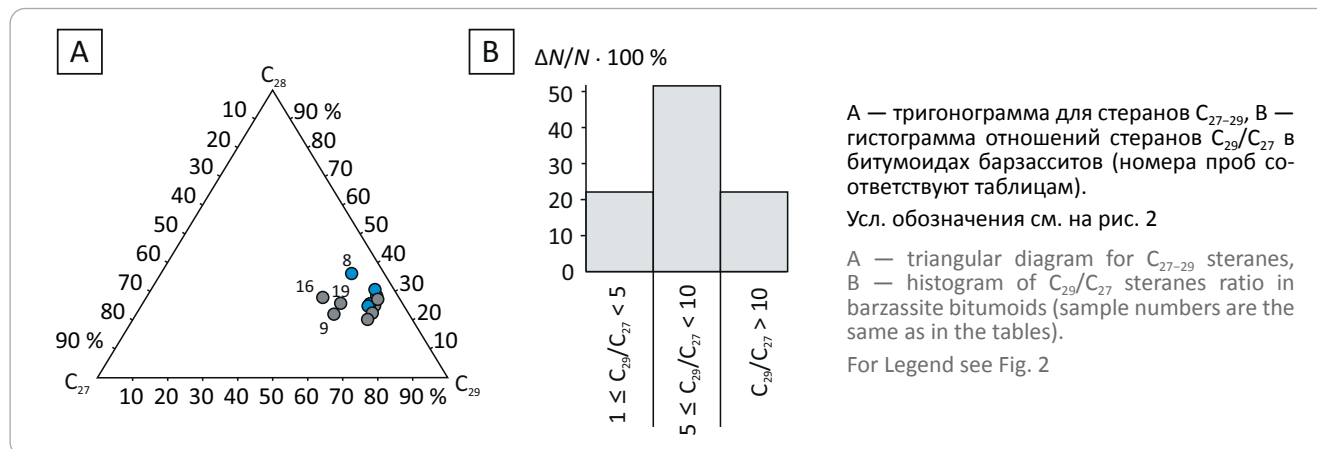
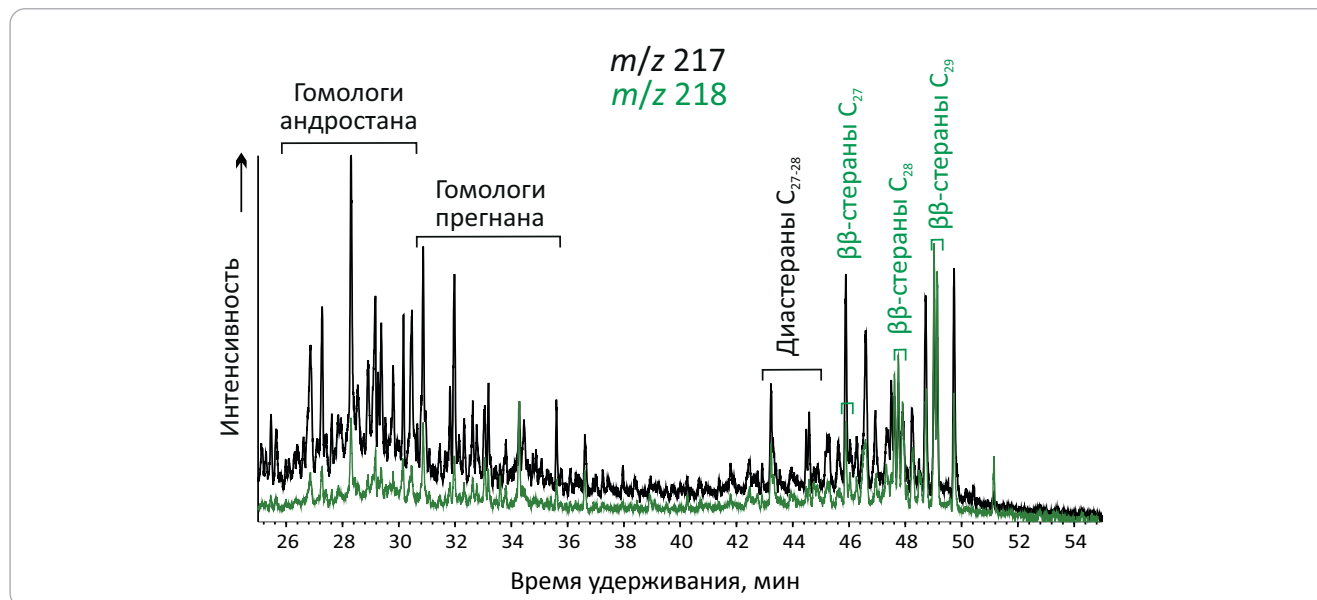
Примечание. $K_2 = C_{29}\beta\beta(20S + 20R)/C_{29}\alpha\alpha 20R$; $I_{TC} = 2C_{19-20}/C_{23-26}$.

Note. $K_2 = C_{29}\beta\beta(20S + 20R)/C_{29}\alpha\alpha 20R$; $I_{TC} = 2C_{19-20}/C_{23-26}$.

слеживающейся от протерозоя до девона [21]. Концентрации стеранов C_{28} значительно ниже, чем C_{29} (см. рис. 6 А). Содержание диастеранов высокое ($\beta\alpha/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ — 0,3–0,8) (см. табл. 4), что свидетельствует о диагенетической переработке исходного ОВ в существенно глинистом осадке [20]. Коэффициент зрелости по А.А. Петрову [20] ($K_2 = C_{29}\beta\beta(20S + 20R)/C_{29}\alpha\alpha 20R$) соответствует в основном слабозрелому ОВ, лишь в трех образцах (9, 11, 15) наблюдается некоторое повышение зрелости. Как и в работе [5], в барзасситах отмечены соединения гомологических

рядов андростана и прегнана (рис. 7). В битумоидах не обнаружено стеренов, гопанов, биогопанов, которые были найдены в слабозрелых девонских углях Северного Тимана [22].

Распределение групп терпанов в среднем образует ряд гопаны $C_{27-30} >$ гомогопаны $C_{31-35} >$ трицикланы $C_{19-31} >$ моретаны $C_{31-35} >$ тетрацикланы C_{31-35} (рис. 8 В). От этой схемы отклоняются образцы 24, 25 и 9, 11 — в первых доминируют трицикланы, во вторых — гомогопаны C_{31-35} (см. рис. 8 А). Отношение суммы гопанов C_{27-35} к сумме трицикланов C_{19-31}

**Рис. 6.** Распределение стеранов C_{27-29} **Fig. 5.** Distribution of C_{27-29} steranes**Рис. 7.** Масс-фрагментограммы по m/z 217 и 218 (образец 21)**Fig. 7.** Mass fragmentograms for m/z 217 and 218 (sample 21)

изменяется соответственно в пределах 1,3–7,9 при среднем значении 4,3 (см. табл. 4), что характерно для террагенного ОВ [20].

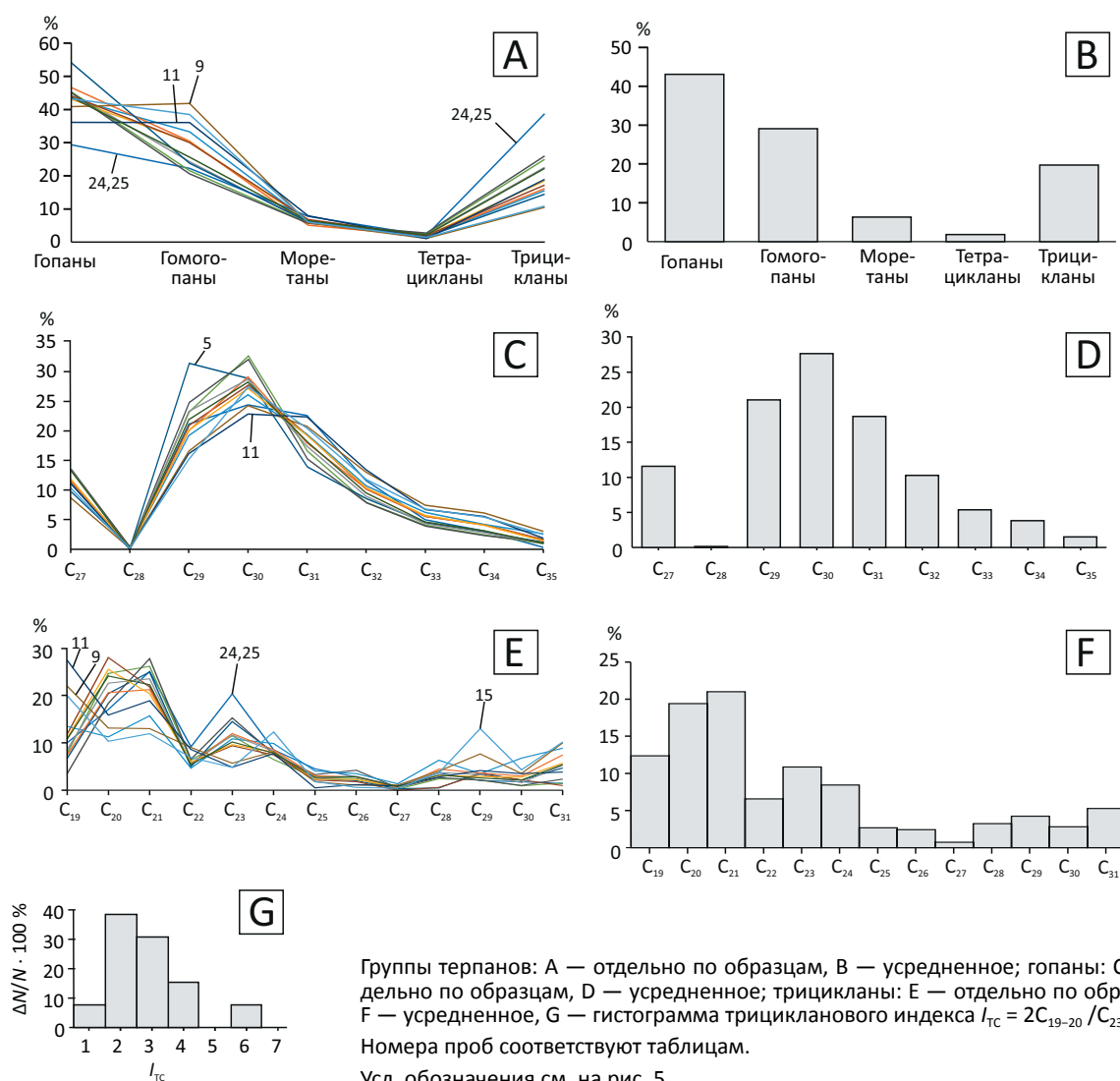
Профили ряда гопановых УВ довольно единообразны (см. рис. 8 D). В них доминируют гопаны C_{30} , кроме одного образца (5), в котором адиантан C_{29} превышает гопан C_{30} (см. рис. 8 C). Отношение $Ts/Tm < 1$ и даже $\leq 0,5$, кроме одного образца (8), в котором $Ts/Tm = 1,2$ (см. табл. 4). Гомогопаны C_{34} превышают C_{35} (см. табл. 4, см. рис. 8 C), что указывает на отсутствие сероводородного заражения в осадке при диагенезе исходного ОВ.

Содержания трицикланов невысоки — 10–38,7 %, максимальная концентрация в окисленном образце (см. рис. 8 A). Низкие концентрации трицикланов по сравнению с гопанами характерны для террагенного слабозрелого ОВ [19, 20]. Трицикланов в барзасситах значительно меньше, чем гопанов — в 3–18 раз (см. табл. 4). Трицикланы во всех образ-

цах обогащены низкомолекулярными соединениями (см. рис. 8 E–G), и трицикловый индекс $I_{TC} = 2C_{19-20}/C_{23-26} > 1$ (см. табл. 4, рис. 8 G) соответствует террагенному ОВ [23] даже в образцах 24–25 с наибольшей концентрацией C_{23} (рис. 8 E), $I_{TC} > 1$ (см. табл. 4).

В битумоидах обнаружены биомаркеры хвойных растений филлокладаны и каураны ([19] и др.) (рис. 9), найденные ранее в образце барзассита [5], а также в слабозрелых девонских углях Северного Тимана [22].

Высокие содержания фенантронов в ароматической фракции, характерные для террагенного ОВ [24], встречены в семи образцах — 9, 11, 14, 15, 16, 23, 24–25 (табл. 5). В остальных битумоидах фенантронов меньше 70 %, в четырех образцах (5, 6, 8, 19) концентрация промежуточная между террагенным и аквагенным ОВ (63,1–69,6 %), в двух образцах (1, 21) слишком низкая даже для аквагенного — 37 %.

Рис. 8. Распределение терпановых углеводородов-биомаркеров**Fig. 8.** Distribution of terpane biomarker hydrocarbons

Terpane groups: A — for individual samples, B — averaged; hopanes: C — for individual samples, D — averaged; tricyclanes: E — for individual samples, F — averaged, G — histogram of tricyclane index $I_{TC} = 2C_{19-20} / C_{23-26}$.

Sample numbers are the same as in the tables.

For Legend see Fig. 5

Моноароматических стероидов (МАС) мало ($< 3\%$), что соответствует террагенному ОВ [24], а количество триароматических стероидов (ТАС) имеет широкий разброс значений — $1,9\text{--}50,4\%$, отношение ТАС/МАС во всех образцах высокое (см. табл. 5), свойственное аквагенному ОВ [24].

На рис. 10 видно, что ТАС и МАС, связанные между собой положительной зависимостью, имеют негативную корреляцию с суммой фенантронов, что естественно. Сильная корреляция между суммой фенантронов и суммой дибензотиофенов характерна для большинства образцов, кроме отдельно расположенных образцов 1, 5, 19, 21. В целом корреляции, представленные на рис. 10, довольно отчетливые, коэффициенты корреляции составля-

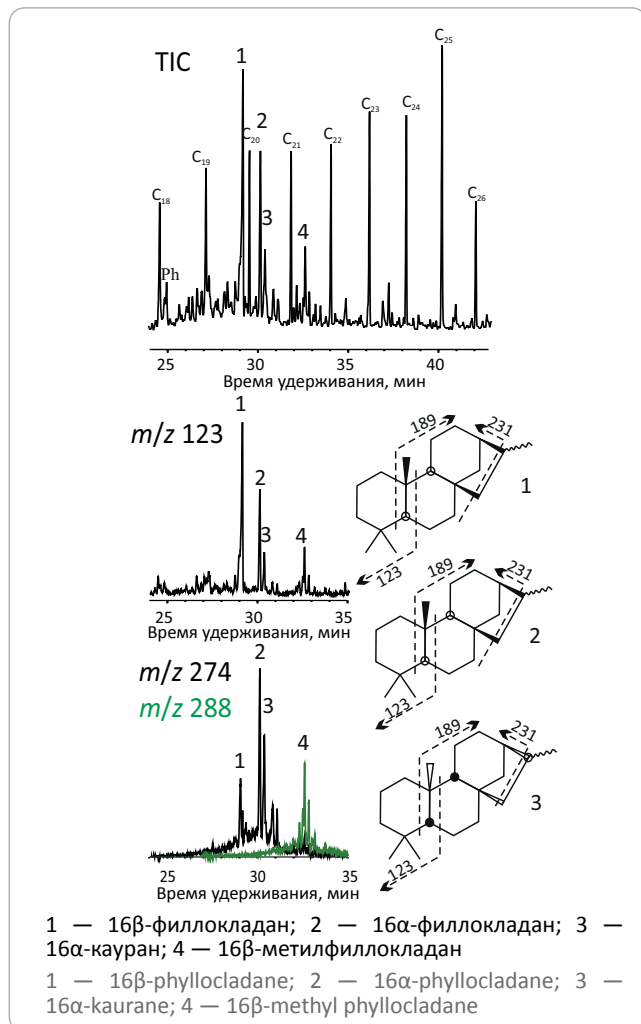
ют $0,81\text{--}0,95$, но для их достоверного использования образцов недостаточно. Зрелость ОВ, определенная по разным параметрам, очень различается.

Коэффициенты зрелости ароматической фракции (см. табл. 5) по сравнению с отражательной способностью витринита (среднее $R_{0vt} = 0,48\%$, PK_3) показывают в основном более высокую преобразованность (градации $MK_1^2\text{--}MK_2$): $TACI = (TASC_{20} + TASC_{21}) / TAC$ (лишь в образцах 5, $6 \leq MK_1^1$) [19, 25]; $MPI-1 = 1,5(2MP + 3MP) / (P + 1MP + 9MP)$ (в образцах 6, 11, 14, 15, $23 \leq MK_1^1$) [26]; $MDR = 4MDBT / 1MDBT$ (образцы 5, 9, 11, 15, 19, 24–25) [25–27], а в образцах 1 и 21 — до MK_3^{1-2} . Изменение пиролитического параметра T_{max} в пределах $434\text{--}450^\circ\text{C}$ также свидетельствует о катагенезе ОВ до градаций $MK_1^2\text{--}$



Рис. 9. Хромограмма по общему ионному току (TIC) и масс-фрагментограммы по m/z 123, 274 и 288 (образец 21)

Fig. 9. Chromatogram for total ion current (TIC) and mass fragmentograms for m/z 123, 274, and 288 (sample 21)



МК₂. По стерановому коэффициенту зрелости K_2 ОВ в основном слабозрелое. Таким образом, геохимические данные дают противоречивые и завышенные показатели уровня зрелости, не характерные для бурых углей.

Закключение

В процессе исследования 25 образцов уточнены условия формирования, тип и уровень катагенеза среднедевонских бурых углей Барзасского месторождения Кузбасса. Результаты изучения ОВ барзасской свиты показывают:

– свита весьма обогащена ОВ ($C_{орг}$ составляет 6,2–73,3 %, в среднем 54,3 %);

– содержит автохтонные битумоиды (высокий пик S_2 — выход УВ разложения керогена, значение битумоидного коэффициента $\beta < 5$ %, в групповом составе битумоида концентрация УВ менее 50 %), следовательно, их характеристики можно соотносить с вмещающими породами;

– ОВ накапливалось и претерпело диагенетическую переработку в бассейне с существенно глинистой седиментацией (высокие концентрации диастеранов, $\beta\alpha/(\alpha\alpha+\beta\beta) > 0,3$);

– ряд характеристик указывает на террагенный тип ОВ барзасских углей — $\delta^{13}C_{орг}$ составляет –24...–18 ‰, в шести битумоидах $n-C_{27}/n-C_{17} \geq 1$ и во всех битумоидах $CPI > 1$, в стеранах доминирует C_{29} , отношение суммы гопанов C_{27-35} к трицикланам C_{19-31} в основном $\gg 1$, максимум в трицикланах приходится в основном на C_{19-21} и во всех битумоидах трициклановый индекс > 1 , найдены биомаркеры хвойных растений филлокладаны и каураны, во всех образцах концентрации моноароматических стероидов низкие — < 3 %;

Табл. 5. Характеристики ароматических и серосодержащих соединений в битумоидах

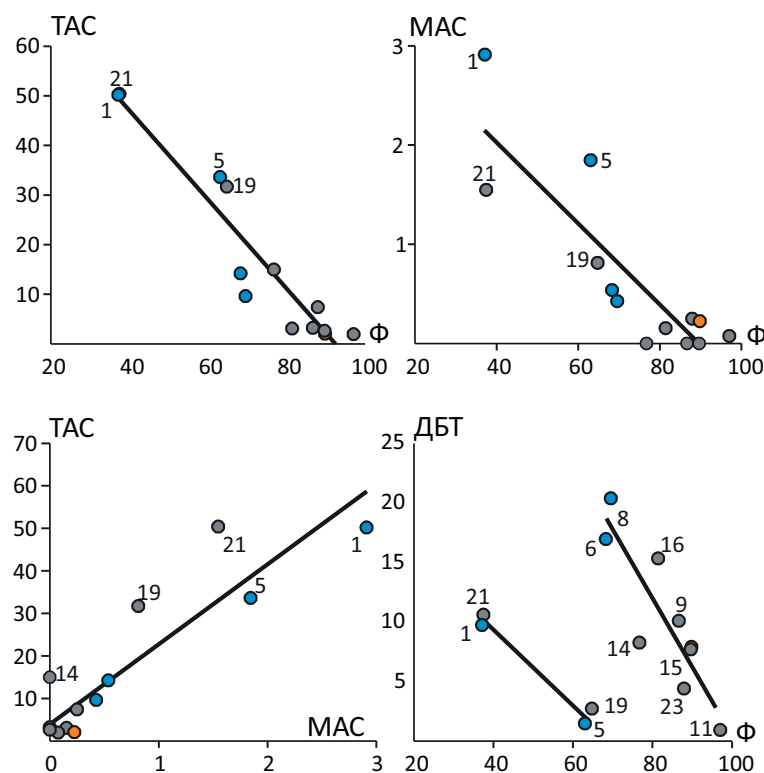
Tab. 5. Characteristics of aromatic and sulfur compounds in bitumoids

Номер образца	В % на ароматические и серосодержащие соединения				ТАС/МАС	Ф/ДБТ	ТАСИ	МПИ-1	МДР
	Ф	ДБТ	МАС	ТАС					
1	37,2	9,7	2,9	50,2	17,2	3,8	0,1	0,53	42,3
5	63,1	1,5	1,8	33,6	18,2	42,8	0,05	0,6	3,3
6	68,3	16,9	0,5	14,2	26,4	4	0,07	0,46	25,6
8	69,6	20,4	0,4	9,6	22,6	3,4	0,1	0,63	8,7
9	86,7	10,1	0	3,2	—	8,6	0,2	0,5	2,2
11	97,1	0,9	0,1	1,9	25,5	105	0,2	0,3	3,4
14	76,8	8,3	0	15	—	9,3	0,1	0,38	23,4
15	89,7	7,7	0	2,6	—	11,7	0,2	0,36	2,1
16	81,4	15,3	0,2	3,1	20,1	5,3	0,2	0,5	19,2
19	64,8	2,7	0,8	31,7	39	23,8	0,1	0,65	4,4
21	37,5	10,6	1,5	50,4	32,6	3,5	0,1	0,59	30,8
23	88	4,4	0,3	7,4	29,5	20	0,1	0,26	14,3
24, 25	89,8	7,9	0,2	2,1	9,1	11,4	0,6	0,78	3,9

Примечание к табл. 5. Φ — сумма фенантронов; ДБТ — сумма дибензотиофенов; МАС — сумма моноароматических стероидов; ТАС — сумма триароматических стероидов; ТАС/МАС — отношение суммы триароматических стероидов к сумме моноароматических стероидов; Φ /ДБТ — отношение суммы фенантронов к сумме дибензотиофенов; ТАСИ = $(TASC_{20} + TASC_{21})/TAC$ — отношение суммы триароматических стероидов C_{20} и C_{21} к сумме триароматических стероидов; $MPI-1 = 1,5(2MP + 3MP)/(P + 1MP + 9MP)$ — отношение умноженной на 1,5 суммы 2-метилфенантрена и 3-метилфенантрена к сумме фенантрена, 1-метилфенантрена и 9-метилфенантрена; $MDR = 4MDBT/1MDBT$ — отношение 4-метилдибензотиофена к 1-метилдибензотиофену.

Note to Tab. 5. Φ — total phenanthrenes; ДБТ — total dibenzothiophenes; МАС — total monoaromatic steroids; ТАС — total triaromatic steroids; ТАС/МАС — total triaromatic steroids to total monoaromatic steroids ratio; Φ /ДБТ — total phenanthrenes to total dibenzothiophenes ratio; ТАСИ = $(TASC_{20} + TASC_{21})/TAC$ — total C_{20} and C_{21} triaromatic steroids to total triaromatic steroids ratio; $MPI-1 = 1.5(2MP + 3MP)/(P + 1MP + 9MP)$ — 1.5 total 2-methyl phenanthrene and 3-methyl phenanthrene to total phenanthrene, 1-methyl phenanthrene, and 9-methyl phenanthrene ratio; $MDR = 4MDBT/1MDBT$ — 4-methyl dibenzothiophene to 1-methyl dibenzothiophene ratio.

Рис. 10. Отношение ароматических и серосодержащих соединений в битумоидах барзасситов, %
Fig. 10. Aromatic to sulfur compounds ratio in barzassite bitumoids, %



Номера проб соответствуют таблицам.

См. примечание к табл. 5

Sample numbers are the same as in the tables.

See Note to Table 5.

– вместе с тем, многие параметры свойственны аквагенному ОВ — присущий керогенам II и даже I типа высокий HI, обилие водорода (8–8,5 %) в керогенах, в семи битумоидах $n-C_{27}/n-C_{17} < 1$, по отношению $P_{aq} > 0,5$ вклад водной растительности выше вклада наземной, Pr/Ph в основном несколько ниже 1, во всех образцах отношение триароматических стероидов к моноароматическим > 5 — сочетание геохимических признаков террагенного и аквагенного ОВ и мацеральный состав угля, позволяют отнести барзасситы к кутикуловым липтобиолитам;

– диагенез ОВ происходил при недостатке серы в осадке (гомогопаны C_{34} превышают C_{35}), но иногда наступало и сероводородное заражение (концентрации дибензотиофенов в 6 битумоидах > 9 %);

– катагенетические характеристики часто противоречивы: по данным углепетрографии ОВ барзасских углей слабозрелое ($R_{vt}^o \leq 0,5$ %), чему соответствует сохранившийся высокий нефтегенерационный потенциал (повышенный пиролитический параметр HI), высокие содержания водорода в керогенах, по стерановому коэффициенту зрелости K_2 ОВ также в основном слабозрелое ($< 2,6$), лишь в трех образцах зрелое (2,6–3,1); ароматические параметры показывают в основном более высокую зрелость ОВ — по ТАСИ и MPI-1 только два ($\leq 0,07$) и пять ($\leq 0,46$) образцов соответствуют градациям $\leq MK_1^1$, остальные — градациям MK_1^2 – MK_2 , по MDR градации еще выше, вероятно, показатели ароматической фракции не применимы для слабозрелого ОВ барзасситов.

Таким образом, бурые угли Барзасского месторождения обладают рядом специфических черт, которые могут быть связаны с их возрастом и спецификой исходной биоты и/или с низкой степенью зрелости. Наряду с признаками террагенного ОБ ($\delta^{13}\text{C}_{\text{орг}}$, распределение стеранов, наличие биомаркеров хвойных растений филлокладанов и кауранов) угли имеют характеристики, свойственные аквагенному ОБ (водородный индекс HI в среднем около 450 мг УВ/г $\text{C}_{\text{орг}}$, в элементном анализе керогена $\text{H} > 8\%$, в половине образцов $n\text{-C}_{27}/n\text{-C}_{17} < 1$, в ациклических УВ $\text{P}_{\text{aq}} > 0,5$, Pr/Ph в основном < 1 , в ароматической фракции $\text{TAC/MAC} > 5$) — подобное сочетание может отражать двойственный облик рас-

тений во время выхода их на сушу и позволяет отнести барзасситы к кутикуловым липтобиолитовым углям. Кроме того, распределение стеранов ($\text{C}_{29} \gg \gg \text{C}_{27}$) в углях может указывать как на террагенное ОБ, так и на принадлежность к более древней морской биоте, чьи признаки прослеживаются от протерозоя до девона. Судя по данным пиролиза, угли обладают высоким нефтегенерационным потенциалом. Микроскопические исследования показывают, что уголь сложен спрессованными листьями первых примитивных высших растений, превращенных в витрено- и кутикулообразные массы примерно в равных соотношениях.

Литература

1. Тыжнов А.В. Геологический очерк Барзасского района Кузнецкого бассейна // Материалы по геологии Западной Сибири. — Томск, 1938 — Т. 45. — № 3. — С. 91–131.
2. Залесский М.Д. О генезисе барзасских сапромикситов // Изв. АН СССР: Сер. Отд. матем. и естеств. наук. — 1931. — Т. VII. — № 3. — С. 401–402.
3. Ергольская З.В. Петрографическое изучение барзасских углей. — Л.: ОНТИНКТП, 1936. — С. 5–54.
4. Фомин А.Н. Об исходном материале барзасских углей Кузбасса // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. — 2023. — Т. 56. — № 4–2. — С. 179–185. DOI: 10.20403/2078-0575-2023-4b-179-185.
5. Каширцев В.А., Москвин В.И., Фомин А.Н., Чалая О.Н. Терпановые и стерановые углеводороды в углях различных генетических типов Сибири // Геология и геофизика. — 2010. — Т. 51. — № 4. — С. 516–524.
6. Меленевский В.Н., Конторович А.Э., Каширцев В.А., Фомин А.Н. Молекулярная геохимия процессов раннекатагенетического преобразования органического вещества барзассита // Геология нефти и газа. — 2011. — № 5. — С. 39–47.
7. Лопатин Н.В., Емец Т.П. Пиролиз в нефтегазовой геохимии. — М.: Наука, 1987. — 144 с.
8. Борисова Л.С., Фурсенко Е.А., Костырева Е.А., Тимошина И.Д. Комплекс химических и физических методов получения и исследования компонентов органического вещества пород и нафтидов: Учебно-методическое пособие. — Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2019. — 84 с.
9. Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И. Кероген: Методы изучения, геохимическая интерпретация. — Новосибирск: Гео, 2005. — 254 с.
10. Конторович А.Э., Верховская Н.А., Тимошина И.Д., Фомичев А.С. Изотопный состав углерода рассеянного органического вещества и битумоидов и некоторые спорные вопросы теории образования нефти // Геология и геофизика. — 1986. — № 5. — С. 3–12.
11. Борисова Л.С., Тимошина И.Д., Бурухина А.И. Состав и структура керогенов горючих сланцев и бурых углей Кузбасса // Геохимия и петрография угля, горючих сланцев и битуминозных пород: мат-лы Российской научной конф-ции (Сыктывкар, 02–05 октября 2023 г.). — Сыктывкар: Геопринт, 2023. — С. 14–15.
12. Грицко Г.И., Каширцев В.А., Кузнецов Б.Н., Кочетков В.Н., Москвин В.И., Пармон В.Н., Старцев А.Н., Федорин В.А. Сапропелиты Барзасского месторождения Кузбасса. — Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. — 126 с.
13. Ficken K.J., Li B., Swain D.L., Eglinton G. An n-alkane proxy for the sedimentary input of submerged/floating freshwater aquatic macrophytes // Organic geochemistry. — 2000. — V. 31. — pp. 745–749. DOI: 10.1016/S0146-6380(00)00081-4.
14. Zheng Y., Zhou W., Meyers P.A., Xie S. Lipid biomarkers in the Zoigê-Hongyuan peat deposit: indicators of Holocene climate changes in West China // Organic Geochemistry. — 2007. — № 38. — pp. 1927–1940. DOI: 10.1016/j.orggeochem.2007.06.012.
15. Coolen M.J.L., Orsi W.D. The transcriptional response of microbial communities in thawing Alaskan permafrost soils // Frontiers in Microbiology. — 2015. — Т. 6. — С. 1–14. DOI: 10.3389/fmicb.2015.00197.
16. Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Рябинкин С.В., Кузьмин Д.В., Мокеев М.В. Уголь Воркутского района: состав углеводородов биомаркеров, возможности получения обеззоленного концентрата // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН. — 2017. — № 9. — С. 3–11. DOI: 10.19110/2221-1381-2017-9-3-11.
17. Meyers P.A., Ishiwatari R. Lacustrine organic geochemistry — an overview of indicators of organic matter sources and diagenesis in lake sediments // Organic geochemistry. — 1993. — Т. 20. — № 7. — С. 867–900. DOI: 10.1016/0146-6380(93)90100-P.
18. Affouri H., Sahraoui O. The sedimentary organic matter from a Lake Ichkeul core (far northern Tunisia): Rock-Eval and biomarker approach // Journal of African Earth Sciences. — 2017. — Т. 129. — С. 248–259. DOI: 10.1016/j.jafrearsci.2017.01.017.
19. Peters K.E., Moldowan J.M. The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. — New Jersey: Prentice Hall, Englewood Cliffs, 1993. — 363 p.
20. Петров А.А. Геохимическая типизация нефтей // Геохимия. — 1994. — № 6. — С. 876–891.
21. Конторович А.Э. Эволюция нафтидогенеза в истории Земли // Геология и геофизика. — 2004. — Т. 45. — № 7. — С. 784–802.

22. Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Снигиревский С.М., Безносов П.А., Котик О.С., Пронина Н.В., Гринько А.А. Геолого-геохимические особенности верхнедевонских углей Северного Тимана (углепроявление по р. Суле) // Геология и геофизика. – 2024. – Т. 65. – № 1. – С. 516–524. DOI: 10.15372/GiG2023139.
23. Конторович А.Э., Бахтуров С.Ф., Башарин А.К., Беляев С.Ю., Бурштейн Л.М., Конторович А.А., Кринин В.А., Ларичев А.И., Году Л., Меленевский В.Н., Тимошина И.Д., Фрадкин Г.С., Хоменко А.В. Разновозрастные очаги нефтидообразования и нефтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40. – № 11. – С. 1676–1693.
24. Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Иванова Е.Н., Фомин А.Н. Фенантры, ароматические стераны и дибензотиофены в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и их значение для органической геохимии // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 7. – С. 873–883. DOI: 10.15372/GiG20181013.
25. Чахмахчев В.А., Карцев А.А., Прасолов Э.М. Геохимические показатели биогенной природы нафтидов // Геология нефти и газа. – 2005. – № 1. – С. 47–52.
26. Radke M., Welte D.H., Willsch H. Distribution of alkylated aromatic hydrocarbons and dibenzothiophenes in rocks of the Upper Rhine Graben // Chemical Geology. – 1991. – Т. 93. – № 3–4. – С. 325–41. DOI: 10.1016/0009-2541(91)90122-8.
27. Чахмахчев А.В., Виноградова Т.Л., Агафонова З.Г., Гордадзе Т.И., Чахмахчев В.А. Бензотиофены – высокомолекулярные показатели катагенеза углеводородных систем // Геология нефти и газа. – 1995. – № 7. – С. 32–37.

References

1. Tyzhnov A.V. Geologicheskii ocherk Barzasskogo raiona Kuznetskogo basseina [Geological outline of the Barzas region of the Kuznetsk basin]. *Materialy po geologii Zapadnoi Sibiri*. Tomsk. 1938;45(3):91–131. In Russ.
2. Zalesskii M.D. O genezise barzasskikh sapromiksitov [On the genesis of Barzas sapromixites]. *Izv. AN SSSR: Ser. Otd. matem. i estestv. Nauk*. 1931;VII(3):401–402. In Russ.
3. Ergol'skaya Z.V. Petrograficheskoe izuchenie barzasskikh uglei [Petrographic study of Barzas coals]. Leningrad: ONTINKTP; 1936. pp. 5–54. In Russ.
4. Fomin A.N. Ob iskhodnom materiale barzasskikh uglei Kuzbassa [On the source material of Barzas coals of Kuzbass]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2023;56(4–2):179–185. DOI 10.20403/2078-0575-2023-46-177-185. In Russ.
5. Kashirtsev V.A., Moskvina V.I., Fomin A.N., Chalaya O.N. Terpanes and steranes in coals of different genetic types in Siberia. *Russian Geology and Geophysics*. 2010;51(4):404–411. DOI: 10.1016/j.rgg.2010.03.007.
6. Melenevskii V.N., Kontorovich A.E., Kashirtsev V.A., Fomin A.N. Molecular geochemistry of the processes of early catagenetic transformation of organic matter of barzassite. *Geologiya nefiti i gaza*. 2011;(5):39–47. In Russ.
7. Lopatin N.V., Emec T.P. Pirolyz v neftegazovoy geohimii [Pyrolysis in oil and gas geochemistry]. Moscow: Nauka; 1987. 144 p. In Russ.
8. Borisova L.S., Fursenko E.A., Kostyreva E.A., Timoshina I.D. Kompleks khimicheskikh i fizicheskikh metodov polucheniya i issledovaniya komponentov organicheskogo veshchestva porod i naftidov: Uchebno-metodicheskoe posobie [The complex of chemical and physical methods for obtaining and researching components of organic matter of rocks and naphthides: An educational and methodological guide]. Novosibirsk: IPTS NGU; 2019. 84 p. In Russ.
9. Bogorodskaya L.I., Kontorovich A.E., Larichev A.I. Kerogen: Metody izucheniya, geokhimicheskaya interpretatsiya [Kerogen: Methods of study, geochemical interpretation]. Novosibirsk: Geo; 2005. 254 p. In Russ.
10. Kontorovich A.E., Verkhovskaya N.A., Timoshina I.D., Fomichev A.S. Isotopic composition of carbon of dispersed organic matter and bitumoids and some controversial issues of the theory of oil formation. *Russian Geology and Geophysics*. 1986;(5):3–12. In Russ.
11. Borisova L.S., Timoshina I.D., Burukhina A.I. Sostav i struktura kerogenov goryuchikh slantsev i burykh uglei Kuzbassa [Composition and structure of kerogens of combustible shales and brown coals of Kuzbass]. In: *Geokhimiya i petrografiya uglya, goryuchikh slantsev i bituminoznykh porod: mat-ly Rossiiskoi nauch. konf. (Syktyvkar, 02–05 October 2023)*. Syktyvkar: Geoprint; 2023. pp. 14–15. In Russ.
12. Gritsko G.I., Kashirtsev V.A., Kuznetsov B.N., Kochetkov V.N., Moskvina V.I., Parmon V.N., Startsev A.N., Fedorin V.A. Sapropelity Barzasskogo mestorozhdeniya Kuzbassa [Sapropelites of the Barzasskoye field of Kuzbass]. Novosibirsk: INGG SO RAN; 2011. 126 p. In Russ.
13. Ficken K.J., Li B., Swain D.L., Eglinton G. An *n*-alkane proxy for the sedimentary input of submerged/floating freshwater aquatic macrophytes. *Organic geochemistry*. 2000;31:745–749. DOI: 10.1016/S0146-6380(00)00081-4.
14. Zheng Y., Zhou W., Meyers P.A., Xie S. Lipid biomarkers in the Zoigê-Hongyuan peat deposit: indicators of Holocene climate changes in West China. *Organic Geochemistry*. 2007;(38):1927–1940. DOI: 10.1016/j.orggeochem.2007.06.012.
15. Coolen M.J.L., Orsi W.D. The transcriptional response of microbial communities in thawing Alaskan permafrost soils. *Frontiers in Microbiology*. 2015;6:1–14. DOI: 10.3389/fmicb.2015.00197.
16. Bushnev D.A., Burdel'naya N.S., Ryabinkin S.V., Kuz'min D.V., Mokeev M.V. Vorkuta district coal: composition of biomarker hydrocarbons, possibilities of obtaining a de-salted con-Centrate. *Vestnik IG Komi NTS URO RAN*. 2017;(9):3–11. DOI: 10.19110/2221-1381-2017-9-3-11. In Russ.
17. Meyers P.A., Ishiwatari R. Lacustrine organic geochemistry — an overview of indicators of organic matter sources and diagenesis in lake sediments. *Organic geochemistry*. 1993;20(7):867–900. DOI: 10.1016/0146-6380(93)90100-P.
18. Affouri H., Sahraoui O. The sedimentary organic matter from a Lake Ichkeul core (far northern Tunisia): Rock-Eval and biomarker approach. *Journal of African Earth Sciences*. 2017;129:248–259. DOI: 10.1016/j.jafrearsci.2017.01.017.
19. Peters K.E., Moldowan J.M. The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. — New Jersey: Prentice Hall, Englewood Cliffs; 1993. 363 p.
20. Petrov A.A. Geochemical typing of oils. *Geochemistry International*. 1994;(6):876–891. In Russ.

21. Kontorovich A.E. Evolution of oil generation in the Earth's history. *Russian Geology and Geophysics*. 2004;45(7):738–754. In Russ.
22. Bushnev D.A., Burdel'naya N.S., Snigirevskii S.M., Beznosov P.A., Kotik O.S., Pronina N.V., Grin'ko A.A. Geologic and geochemical features of the upper devonian coals of the North Timan (the Sula River Coal Field). *Russian Geology and Geophysics*. 2024;65(1):516–524. DOI: 10.15372/GiG2023139.
23. Kontorovich A.E., Bakhturov S.F., Basharin A.K., Belyaev S.Yu., Burshtein L.M., Kontorovich A.A., Krinin V.A., Larichev A.I., Guodu L., Melenevskii V.N., Timoshina I.D., Fradkin G.S., Khomenko A.V. Heterochronous centers of naphthide formation and accumulation in the North-Asian craton. *Russian Geology and Geophysics*. 1999;40(11):1676–1693.
24. Kontorovich A.E., Melenevsky V.N., Ivanova E.N., Fomin A.N. Phenanthrenes, aromatic steranes, and dibenzothiophenes in jurassic deposits of the West Siberian petroleum provin-Ce: implications for organic geochemistry. *Russian Geology and Geophysics*. 2004;45(7):873–883. DOI: 10.15372/GiG20181013. In Russ.
25. Chakhmakhchev V.A., Kartsev A.A., Prasolov E.M. Geochemical indicators of the biogenic nature of naphthides. *Geologiya nefiti i gaza*. 2005;(1):47–52. In Russ.
26. Radke M., Welte D.H., Willsch H. Distribution of alkylated aromatic hydrocarbons and dibenzothiophenes in rocks of the Upper Rhine Graben. *Chemical Geology*. 1991;93(3–4):325–41. DOI: 10.1016/0009-2541(91)90122-8.
27. Chakhmakhchev A.V., Vinogradova T.L., Agafonova Z.G., Gordadze T.I., Chakhmakhchev V.A. Benzothiophenes are high molecular weight indicators of the catagenesis of hydrocarbon systems. *Geologiya nefiti i gaza*. 1995;(7):32–37. In Russ.

Информация об авторах

Тимошина Ирина Дмитриевна

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник

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

630090 Новосибирск, пр-кт Коптюга, д. 3

e-mail: TimoshinaID@ipgg.sbras.ru

ORCID ID: 0000-0002-0338-3866

Фомин Александр Николаевич

Доктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник

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

630090 Новосибирск, пр-кт Коптюга, д. 3

e-mail: FominAN@ipgg.sbras.ru

ORCID ID: 0000-0002-5174-4304

Конторович Алексей Эмильевич

Доктор геолого-минералогических наук,
академик РАН,

главный научный сотрудник

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

630090 Новосибирск, пр-кт Коптюга, д. 3

ORCID ID: 0000-0001-8239-811X

Information about authors

Irina D. Timoshina

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Researcher

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

3, prospekt Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia

e-mail: TimoshinaID@ipgg.sbras.ru

ORCID ID: 0000-0002-0338-3866

Aleksandr N. Fomin

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Department

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

3, prospekt Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia

e-mail: FominAN@ipgg.sbras.ru

ORCID ID: 0000-0002-5174-4304

Aleksei E. Kontorovich

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Member of the RAS,

Chief Researcher

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

3, prospekt Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia

ORCID ID: 0000-0001-8239-811X

УДК 553.98

DOI 10.47148/0016-7894-2024-2-87-104

Глубинное дыхание Земли и нефтегазоносность

© 2024 г. | В.В. Харахинов

Поступила 17.10.2023 г.

Доработана 19.10.2023 г.

Принята к печати 03.11.2023 г.

Ключевые слова: *глубинное дыхание Земли; нефтегазоносность; нефтегазовая геология; рифтогенез; плюмы; осадочные бассейны.*

Аннотация: В статье проанализированы результаты работы импульсной энергетики глубинного дыхания Земли. В эпохи сильнейших импульсов глубинного дыхания планеты — в эпохи рифтогенеза — создаются основы будущих осадочных (нефтегазоносных) бассейнов; реализуется синергетика нефтегазообразования в эндогенных материнских очагах нафтидогенеза; образуются региональные горючесланцевые, глинистые и галогенные флюидопоры, определяющие масштабность нефтегазоаккумуляции; формируется дренажная инфраструктура верхней литосферы, контролирующая зональное и локальное распределение скоплений углеводородов. Подтверждено, что наступило время перехода к рождающейся новой парадигме нефтегазовой геологии.

Для цитирования: Харахинов В.В. Глубинное дыхание Земли и нефтегазоносность // Геология нефти и газа. — 2024. — № 2. — С. 87–104. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-2-87-104.

Abyssal breathing of Earth and hydrocarbon potential

© 2024 | V.V. Kharakhinov

Received 17.10.2023

Revised 19.10.2023

Accepted for publication 03.11.2023

Key words: *Southern Urals; frontal folds; seismic stratigraphy sequences; oil and gas bearing sequences; unconventional reservoir; local exploration targets; oil; gas.*

Abstract: The author has analysed the results of pulsed power work of the Earth abyssal breathing. Times of the strongest abyssal breathing of the planet (the rifting times) are known for the following: grounds for future sedimentary (oil and gas bearing) basins are created; synergetics of oil and gas generation in endogenous naphtidogenesis kitchens is realized; regional kerogenic, argillaceous, and halogen fluidopores determining the scale of oil and gas accumulation are formed; drainage infrastructure of upper lithosphere is formed that control zonal and local distribution of hydrocarbon accumulations. The authors confirm that the time for transition to the nascent new paradigm of petroleum geology has come.

For citation: Kharakhinov V.V. Abyssal breathing of Earth and hydrocarbon potential. *Geologiya nefi i gaza*. 2024;(2):87–104. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-2-87-104. In Russ.

Кто берется за частные вопросы без предварительного решения общих, тот неминуемо будет на каждом шагу бессознательно для себя «натывать» на эти общие вопросы.¹

В.И. Ленин

В последние 30 лет внедрение новых технологий в практику геолого-разведочных работ, мощных обрабатывающих и интерпретационных систем при интегрированном анализе петрологической, геохимической, скважинной и геофизической (в основном сейсмической) информации резко повысило информативность, глубинность и детальность геологических построений, вызвавших во многом переосмысление существующих геологических концепций. Суперкомпьютеры дали возможность сейсмически «просвечивать» Землю. Сейсмотомографические данные подтвердили высказанные ранее предположения о ведущей роли глубинных про-

цессов в создании инфраструктуры литосферного пространства и его минерагенического потенциала, в том числе нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции. В целом в геологии и важнейшем ее разделе — нефтегазовой геологии, произошло кардинальное переосмысление существующих парадигм.

1. Сформировалась плюмтектоническая концепция ([1–3] и др.), являющаяся одной из ключевых для наук о Земле, в том числе для нефтегазовой геологии. Глубинные восходящие мощные флюидные потоки, в которых преобладают газы и летучие компоненты широкого круга элементов, достигающие верхних горизонтов литосферы, получили название «плюмов». Основной причиной формирования плюмов является водородная дегазация ядра. Плюмы, по мнению Ф.А. Летникова [3], формируются на границе ядро-мантия с выбросом газов, находящихся под давлением > 13000 кбар (130 ГПа) и при температуре > 4000 °С, и «прожигают» мантию на пути к поверхности по принципу «газовой горелки». Плюмы, выступающие в роли гипербарических

¹ Ленин В.И. Полное собрание сочинений : в 56 т. — Т. 15. — М. : Изд-во «Политической литературы», 1972. — С. 368.

потоков с громадной энергоемкостью, формируют основные черты ячеисто-блоковой структуры литосферы и минерагенического потенциала.

2. Все разнообразие тектоногеодинамических и нефтегазогеологических результатов плюмтектонических процессов контролируется активностью глубинной дегазации Земли ([4–6] и др.). Понятие о дегазации Земли как глобальном процессе ее естественного развития было сформировано В.И. Вернадским [7] в 1911–1912 гг. под поэтическим названием «Дыхание земли», спустя почти полвека П.Н. Кропоткин [8] выдвинул идею о связи процессов нефтегазонакопления с УВ-ветвью глобальной дегазации Земли. Им было введено очень емкое понятие — образ «трубы дегазации», отражающее пространственно-морфологические и энергетические стороны процессов дегазации [9]. Особая роль П.Н. Кропоткина и его последователя Б.М. Валяева в развитии идей о ведущей роли дегазации Земли в генезисе нефтяных и газовых месторождений заключается в организации международных, всесоюзных и всероссийских конференций по этой проблеме с 1976 по 1991 г. и с 2001 по 2013 г. [10].

Углеродородная ветвь глубинного дыхания Земли (ГДЗ) — это синергетический эффект взаимодействия и концентрирования в определенных физико-химических условиях двух главных элементов — углерода и водорода с образованием УВ-скоплений [11, 12]. Главную роль в формировании углерод-водородных эндогенных систем играет водород. По мнению А.Е. Лукина [12], нафтидогенез связан с резкой импульсной активизацией этими системами разнообразных углеродистых субстратов (черные сланцы, тяжелые нефти и битумы разных генераций, угленосные отложения, кристаллические породы с газово-жидкими включениями, осадочные породы с дисперсным ОВ и др.), возникающей под влиянием сверхглубинных высокоэнергетических флюидных потоков и вызывающей лавинную генерацию УВ. По мнению А.А. и С.А. Маракушевых [13, 14], наиболее благоприятные условия для интенсивной генерации УВ создаются при мощнейшем (рифтогенном) разрушении литосферы, сопровождаемом сверхинтенсивным выщелачиванием кристаллической коры с одновременным формированием крупных дефектов геологического пространства — основы будущих осадочных бассейнов.

Исходя из вышесказанного и на основе новейших результатов нефтегазовой геологии [5, 6, 10–16] можно сделать вывод, что только мощнейшая совместная мобилизация абиогенных и биогенных источников способна создавать уникальные нефтегазоносные бассейны (Персидский, Западно-Сибирский, Мексиканского залива, Венесуэльские и др.) с гигантскими скоплениями УВ, намного превосходящими нефтематеринский потенциал вмещающих пород.

3. Синхронизация важнейших геологических, в том числе нефтегазогеологических, событий на ос-

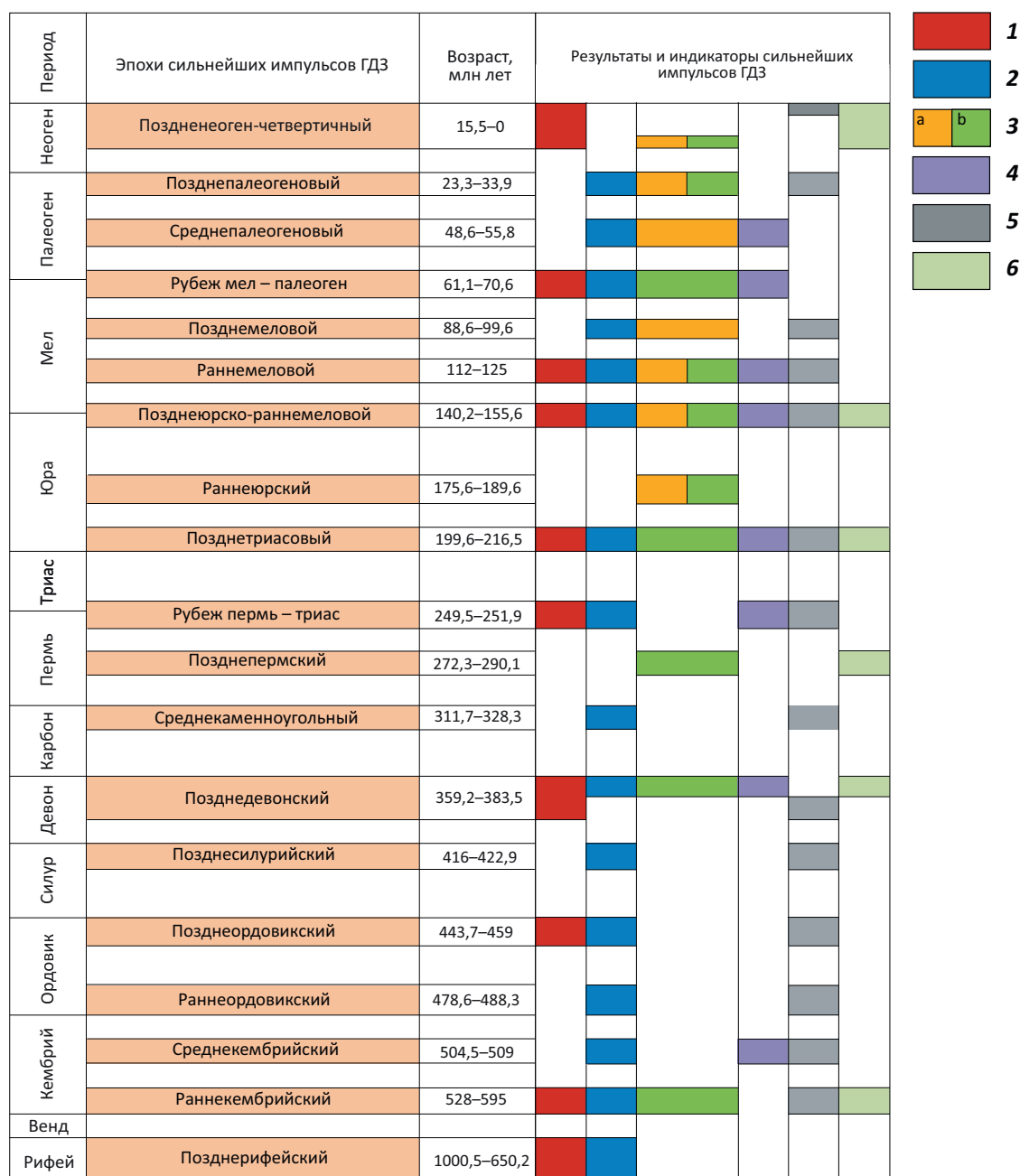
нове анализа обширнейшей литературы, включая справочную и обобщающую ([1–5, 10, 14, 15, 17–21, 25–28, 31–38, 40, 41] и др.), показала их прерывистость, повторяемость, в целом их пульсационную ритмику, контролируемую сильнейшими импульсами ГДЗ. Неравномерная ритмичная дегазация — фундаментальная закономерность природы Земли, отражающаяся в тектоногеодинамических циклах ее развития, формировании рудного и УВ-потенциала. Основные нефтегазогеологические результаты и индикаторы сильнейших импульсов ГДЗ показаны на рис. 1. При этом их ведущая роль конкретизируется и акцентируется на следующих главнейших результатах: а) создании осадочных (нефтегазоносных) бассейнов и их дренажной инфраструктуры; б) формировании основных нефтегазоматеринских толщ; в) появлении региональных флюидоупоров — основных факторов нефтегазонакопления. Синхронизированы важнейшие индикаторы импульсов (пароксизмов) ГДЗ — проявления базальтового вулканизма и биотические кризисы, отражающие важнейшие геологические события в истории развития Земли.

4. Суперплюмы и плюмы, несущие огромные гипербарические потоки глубинной энергии к поверхности Земли, производят коренную перестройку геологического пространства [21]. Позднепротерозойские и фанерозойские суперплюмы, обладая колоссальной энергоемкостью, прокладывают транспортные коридоры для себя и последующих потоков, используя архей-протерозойскую деструктивную сеть [22]. Сокрушительная сила суперплюмов, сосредоточенная в сравнительно узком ($d \approx 200–300$ км) мантийном канале, дробит литосферу, формируя протяженные ($> 1000–1500$ км) полосы горячих точек и рифтов шириной до 300–500 км и соответствующее им дилатантное («разрыхленное») пространство. При этом извергаются на поверхность огромные объемы глубинного материала, исчисляющиеся астрономическими цифрами [23, 24].

Эпохи рифтогенеза (см. рис. 1) — конструкторы крупных нефтегазогеологических объектов Земли: в позднерифейскую — пери- и интракратонные рифты Сибирской платформы; в раннекембрийскую (528–595 млн лет) — основы большинства континентальных бассейнов; в позднеордовикскую (франско-фаменскую) — 383,5–359,2 млн лет) — Центрально-Европейский, Тимано-Печорский, Волго-Уральский, Баренцевоморский, Прикаспийский, Виллюйский, Западно-Канадский, Уиллстон, восточных Скалистых гор, Западный Внутренний, Пермский, Мичиганский, Иллинойский, Предаппалачский бассейны; в пермотриасовые эпохи (индскую — 251,9–249,5 млн лет и рэт-норийскую — 216,5–196,6 млн лет) — бассейны Западно-Сибирский, Североморский, Предкавказский, Южно-Мангышлакский, Амударьинский, Персидский, Сахаро-Восточно-Средиземноморский, северного склона Аляски, Бофорта-Маккензи, Свердруп;

Рис. 1. Ритмика и главные нефтегазгеологические результаты сильнейших импульсов ГДЗ (на основе [1–5, 10, 14, 15, 17–21, 25–28, 31–38, 40, 41] и др.)

Fig. 1. Rhythmics and major geopetroleum results of the strongest ABE pulses (based on [1–5, 10, 14, 15, 17–21, 25–28, 31–38, 40, 41], etc.)



1 — стадии рифтогенеза; **2** — горючие сланцы; **3** — региональные флюидоупоры (a — глинистые покрывающие, b — галогенные флюидоупоры); **4** — траппы; **5** — массовые вымирания; **6** — стадии нафтидогенеза

1 — rifting stages; **2** — oil shales; **3** — regional impermeable beds (a — clay seals, b — halogenic impermeables); **4** — traps; **5** — carnages; **6** — naphtidogenesis stages

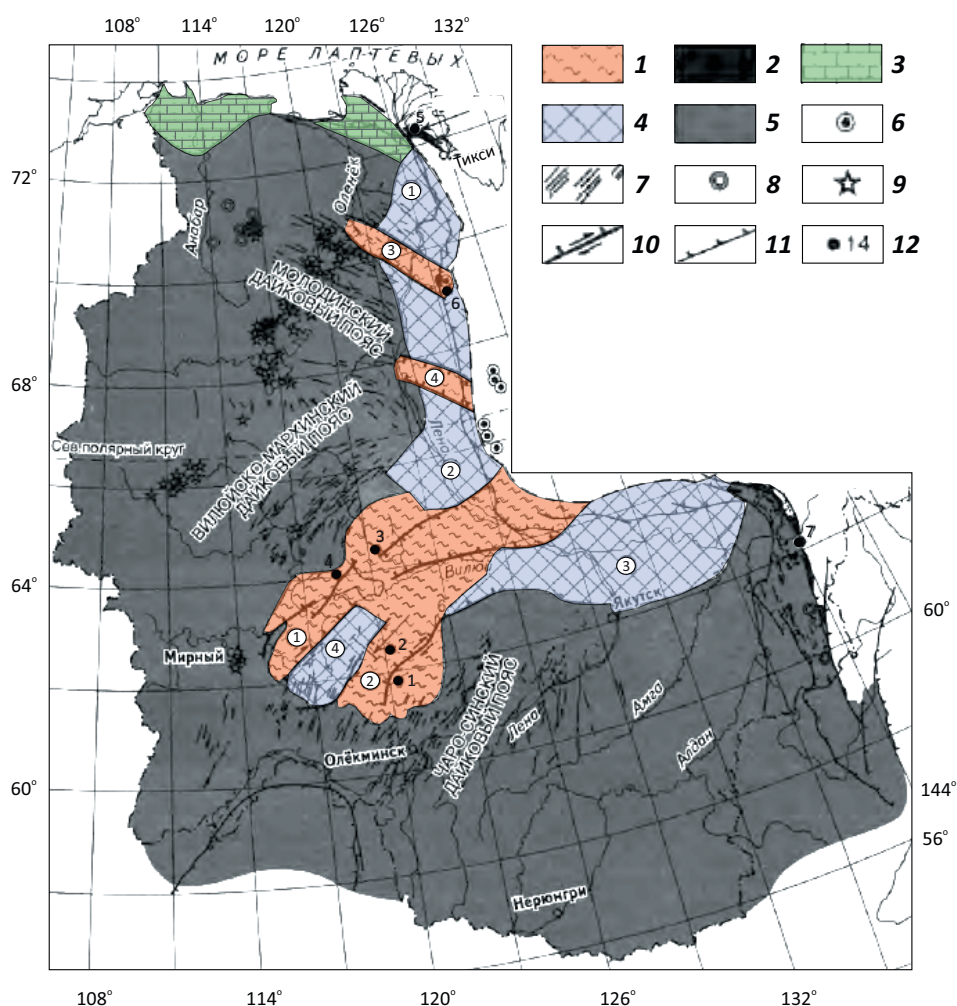
в позднеюрско-раннемеловые эпохи (кимеридж-бериасскую — 155,6–140,2 млн лет и аптскую — 125–112 млн лет) — приатлантические бассейны Мексиканского залива, Карибский, Гвинейского залива, Кванза-Камерунский, Кампус, Сантус, Новой Шотландии и др., коренная перестройка Западно-Сибирского бассейна; в позднемел-раннепалеогеновую (маастрихт-датскую — 70,6–61,1 млн

лет) — кайнозойские бассейны Западно-Тихоокеанского пояса и дальневосточных морей; в позднеоген-четвертичную (позднемиоцен-четвертичную 15–0 млн лет) — эпоху глобальной тектономагматической суперактивности формируют Тихоокеанский и Африканский суперплюмы. Значительные результаты: Тихоокеанское огненное кольцо вулканов и сопутствующих им глубоководных жело-



Рис. 2. Западно-Якутский рифтогенный пояс (среднепалеозойский структурный ярус) [25]

Fig. 2. West Yakutsky rift-related belt (Middle Palaeozoic structural level) [25]



1 — рифты, выполненные красноцветными терригенными галогенными флюидопорами мощностью до 6 км (1 — Ыгыатинский, 2 — Кемпендяйский, 3 — Кютюндинский); **2** — рифтовые образования в пределах Верхоянского складчато-надвигового пояса; **3** — осадочные бассейны с морскими отложениями мощностью до 1,5 км; **4** — участки наиболее крупных поднятий, сопряженные с рифтами (1 — Говорское, 2 — Джарджанское, 3 — Якутское, 4 — Сунтарское); **5** — области отсутствия среднепалеозойских отложений; **6** — диапиры гипсов и ангидритов с обломками девонских базальтов; **7** — дайки; **8** — массивы ультраосновных щелочных пород и карбонатов; **9** — кимберлиты; **10** — сбросы и сбрососдвиги; **11** — фронты фанерозойских орогенных поясов; **12** — положение и номера опорных стратиграфических разрезов

1 — rifts filled with red-coloured terrigenous halogen fluidopores up to 6 km thick (1 — Ygyatinsky, 2 — Kempendyaisky, 3 — Kyutyungdinsky); **2** — rift formations within the Verkhoyansky fold-and-thrust belt; **3** — sedimentary basins with marine deposits up to 1.5 km thick; **4** — areas of largest (highest?) uplifts associated with rifts (1 — Govorsky, 2 — Dzhardzhansky, 3 — Yakutsky, 4 — Suntarsky); **5** — areas of Middle Palaeozoic deposit absence; **6** — gypsum and anhydrite diapirs with Devonian basalt fragments; **7** — dikes; **8** — massifs of ultrabasic alkali rocks and carbonates; **9** — kimberlites; **10** — normal and transensional faults; **11** — fronts of Phanerozoic orogenic belts; **12** — number and location of standard sections

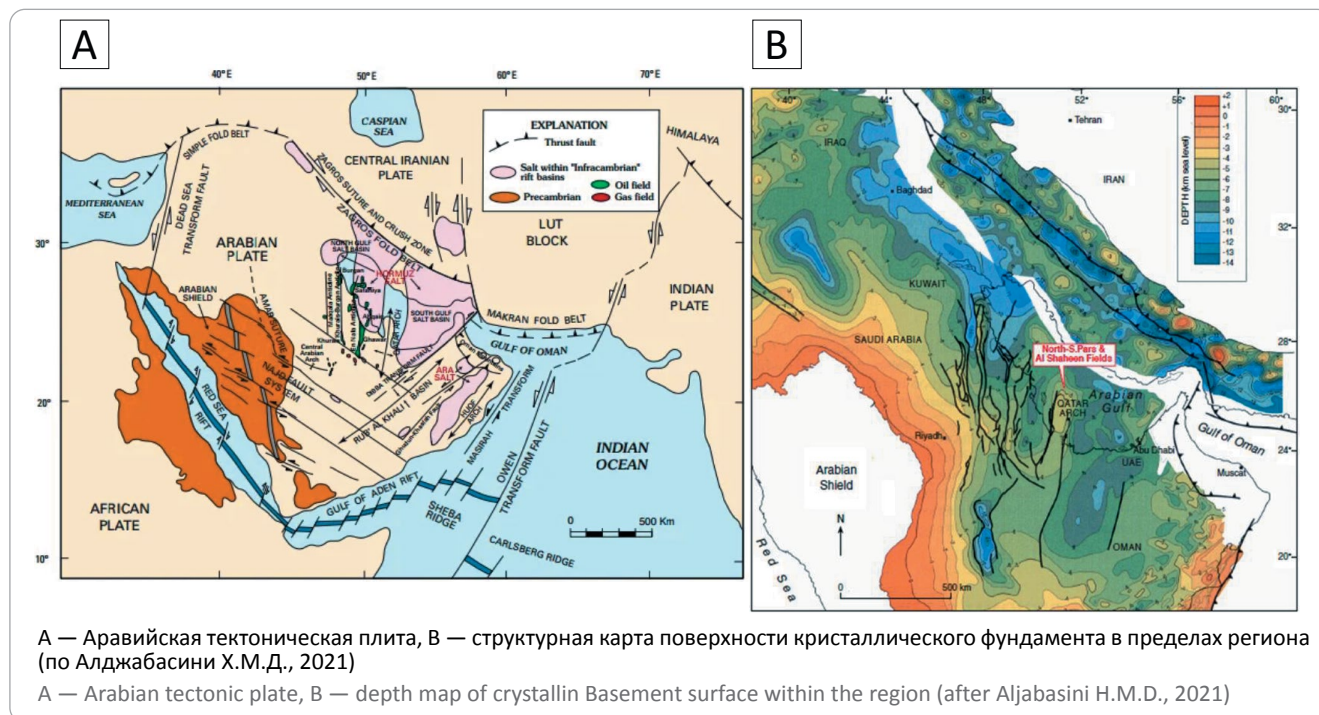
бов; Восточно-Африканская современная рифтовая система из рифтов континентальных и Красного моря и Аденского залива; Тихоокеанский и Средиземно-Трансазиатский пояса современного горообразования. Примером длительного (более 1 млрд лет) активного действия масштабных транспортных мантийных коридоров служит Западно-Якутский рифтогенный пояс (1450 × 1100 км) (рис. 2), включающий [25] рифейские рифты; поздне-рифей-пермские (800–240 млн лет) плутоны щелочно-ультраосновных пород с карбонатитами; ранне-среднекембрийский горючесланцевый бассейн; зоны девонских алмазоносных кимберлитовых

трубок с малодобитными притоками и проявлениями нефти; девонские дайковые пояса базитов; поля раннетриасовых траппов; системы девонских рифтов, включая крупный (800 × 350 км) нефтегазоносный Вилюйский; пермское Оленекское месторождение природных битумов [26]; миоценовая (37,5 млн лет) Попигаевская кольцевая ($d \approx 100$ км) структура, содержащая месторождение мелких алмазов.

5. Разрушительная сила суперплюмов формирует разломно-ячеистую дренажную инфраструктуру рифтогенных поясов. Кумулятивная разрядка импульсно-вихревой энергетики мегабарных

Рис. 3. Нефтегазоносные бассейны Персидского залива

Fig. 3. Oil and gas bearing basins of Arabian Gulf



суперплюмов реализуется в виде кольцевых разномасштабных структур взрыва с диаметрами от нескольких метров до 1–2 тыс. км — центров дегазации. Кинематические особенности формирования мегаконцентриров вызывают радиальное сдвигораздвиговое раскрытие дилатантного пространства рифтогенных поясов на их границах и осевое раскрытие крупных разломных зон с образованием узлов мощнейшей разгрузки глубинной энергии и материала. К числу мегаконцентриров с уникальной УВ-концентрацией относятся Мексиканский, Прикаспийский, Персидский соляно-нафтидные [27], Западно-Сибирский, Карибский, Охотоморский нафтидные реакторы — нефтегазоносные мегабассейны.

Мегабассейн Мексиканского залива ($d \approx 1800$ км) обрамлен с севера поясами тысяч разновеликих нефтяных и газовых месторождений провинции Галфа-Коста, среди которых нефтяные и газовые гиганты США; крупные скопления УВ на сверхглубинах (Тибер — 10,5 км с запасами 550 млн т нефти, Каскад — 9,75 км — 460 млн т нефти и др.); тысячи соляно-купольных штоков ($d \approx 0,8$ –9 км высотой до 10 км); десятки современных асфальтовых вулканов, с юго-запада и с юга — ожерелья мексиканских месторождений УВ, в числе которых супергигант Чиконтепек ($d \approx 120 \times 25$ км — 22,1 млрд т нефти), гиганты Кантарелла ($S \approx 21\,000$ км² — 4,5 млрд т нефти с суточной добычей нефти 330 000 м³), Ку-Малуб Злап (с суточной добычей нефти 250 000 т), эти два гиганта расположены в кратере Чиксулуб ($d \approx 180$ км) — мощнейшем взрывном центре дегазации, относимом многими геологами [17] к импактам.

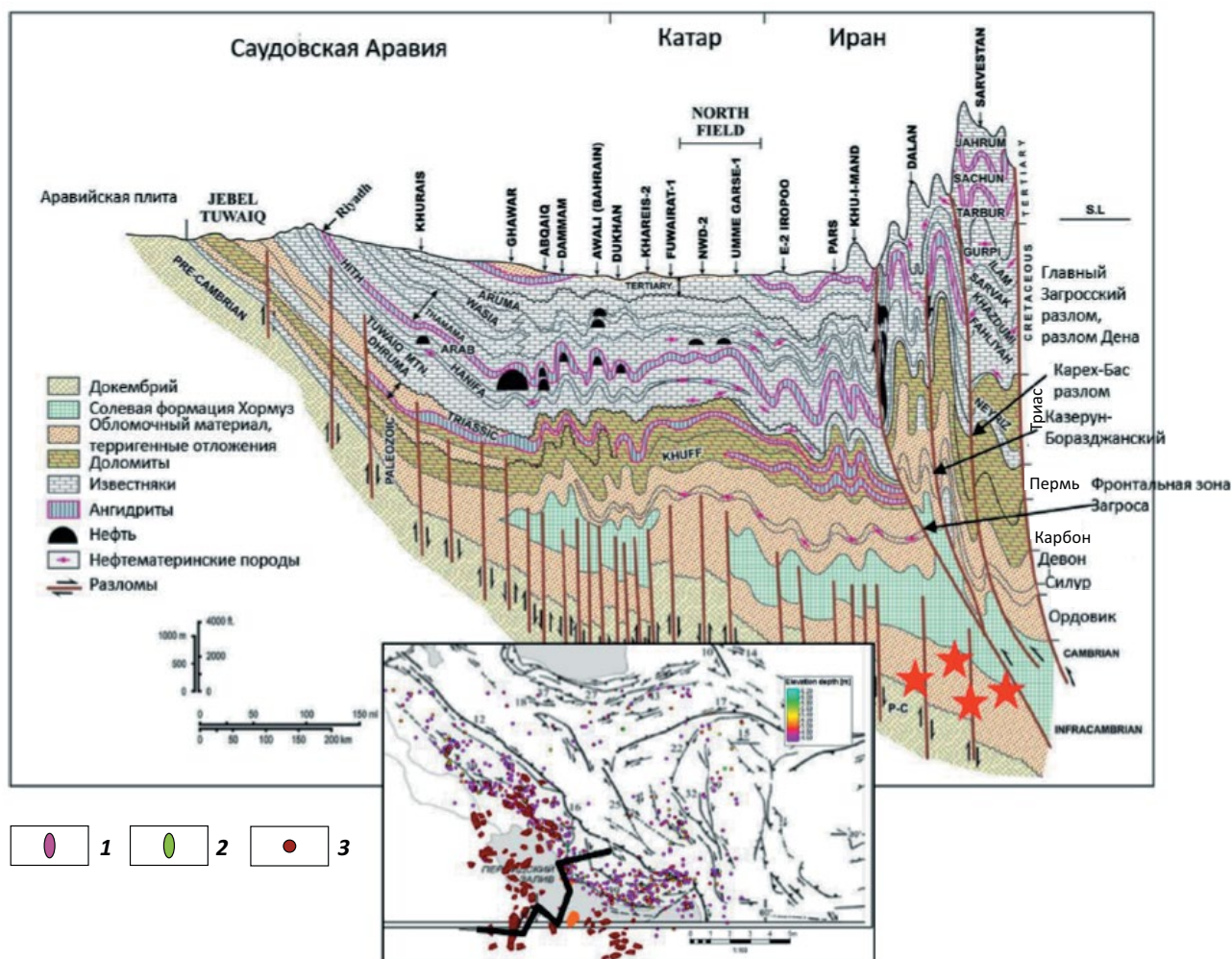
Прикаспийский мегабассейн ($S \approx 800 \times 700$ км) окружен ожерельем крупных нефтяных и газовых месторождений, в том числе рифов-гигантов Тенгиз ($d \approx 25$ км — 3,13 млрд т нефти, 1,8 трлн м³ газа), Кашаган ($S \approx 75 \times 45$ км — 4,8 млрд т нефти, ~1 трлн м³ газа), Карачаганак ($S \approx 30 \times 15$ км — 1,37 трлн м³ газа, 1,125 млрд т нефти), Астраханское ($S \approx 100 \times 40$ км — 6 трлн м³ газа).

Персидский мегабассейн ($S \approx 1400 \times 500$ км) — результат мощнейшей энергии вращения Аравийской плиты (рис. 3, 4) со сдвиговым раскрытием в позднем кайнозое рифтов Красного, Мертвого морей, Аденов залива и интенсивнейшим сдвигораздвиговым разрушением дилатантного пространства северного и восточного обрамлений плиты. В мегабассейне сосредоточено более половины мировых запасов УВ. Нефтяные супергиганты Гхавар (более 10 млрд т), Большой Бурган (более 11 млрд т), Аль-Закум (более 10 млрд т), Сафания (более 4 млрд т) и 15 супергигантов с запасами 1–2,5 млрд т н. э., газовый мегагигант Северный/Южный Парс (до 51 трлн м³ газа), супергигант Киш (18,6 трлн м³ газа) с огромными запасами глубинного гелия (9,2 т/сут жидкого гелия) формируют несколько крупных концентриров ($S \approx 200 \times (300$ –500 км) — (рис. 5). Фантастическое УВ-изобилие Персидского бассейна обязано сверхмощной энергетике Афарского деривата Африканского суперплюма и надежным ангидритовым флюидоупорам. В последние годы огромные приросты газа и конденсата получены в подсолевом комплексе на больших и сверхглубинах (5–10 км). Уникальное газоконденсатное месторождение Чилингар открыто на глубине 10,5 км [28].



Рис. 4. Геологический разрез по линии Аравийская плита – Персидский залив – хр. Загрос с нанесением ключевых землетрясений (по Алджабасини Х.М.Д., 2021)

Fig. 4. Structural cross-section along the line crossing the Arabian plate – Arabian Gulf – Zagros ridge with major earthquakes shown (after Aljabasini H.M.D., 2021)



Месторождения (1, 2): 1 — нефти, 2 — газа; 3 — сейсмичность

Fields (1, 2): 1 — oil, 2 — gas; 3 — seismic activity

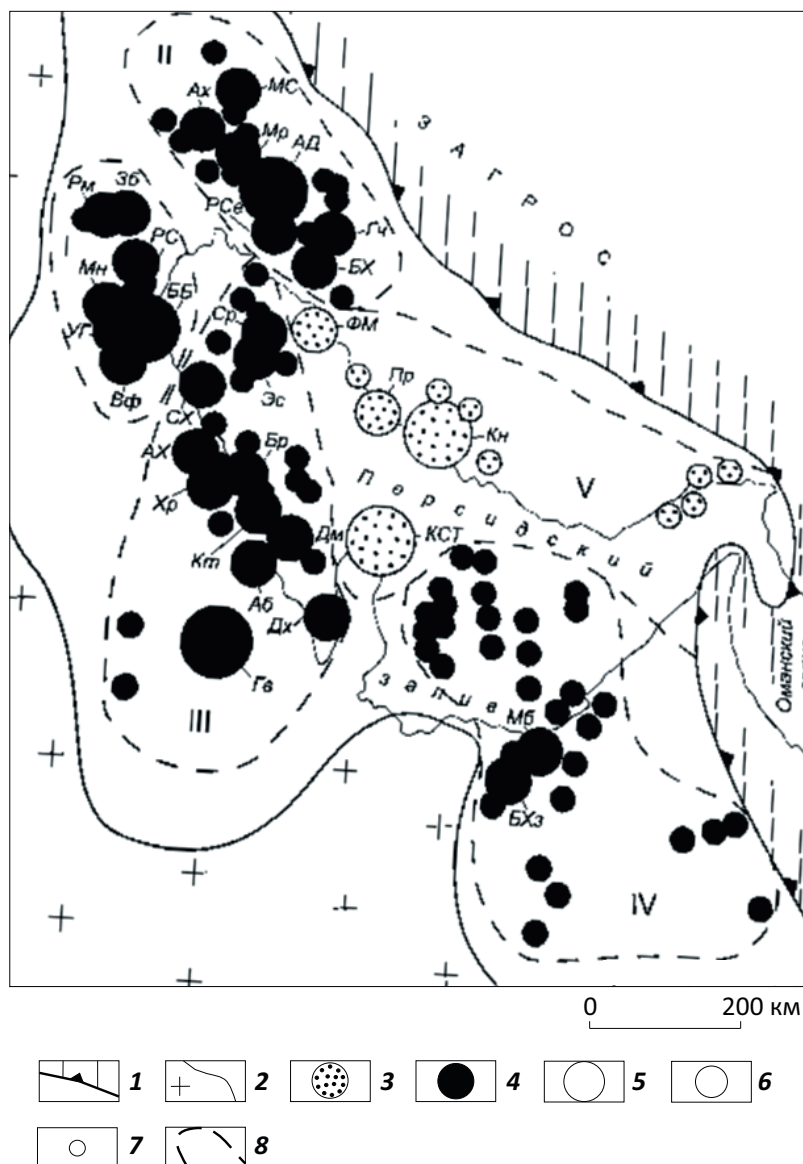
Западно-Сибирский мегабассейн — крупнейший ($S \approx 2000 \times 1750$ км) мегаконцентр планеты. Стержневой структурой мегабассейна служит осевой Обско-Тазовский материнский рифтогенный пояс ($1800 \times (350-500)$ км), позднемезозойское вращение мегаконцентра [29] определяет разделение пояса на крупные концентры: газовые Ямальский ($S \approx 1000 \times 500$ км) и Южно-Карский ($S \approx 450$ км), нефтяные Обский ($S \approx 900 \times 600$ км), Ханты-Мансийский ($d \approx 250$ км) и Нюрольский ($d \approx 250$ км) (рис. 6). В газовых концентраторах пояса сосредоточена максимальная газоносность планеты (~ 350 трлн m^3 газа), в нефтяных — большая часть нефтяного потенциала России. Сдвиговое раскрытие пояса, особенно Колтогорско-Уренгойской системы, в пределах концентров создало гирлянду локальных концентров дегазации (рис. 7). В Ямальском — газовые супергиганты Уренгойский ($S \approx 180 \times 30$ км — более 10 трлн m^3 газа),

Бованенковский ($S \approx 200 \times 50$ км ~ 8 трлн m^3 газа), гиганты Заполярный $\sim 3,2$ трлн m^3 газа, Медвежий $\sim 2,3$ трлн m^3 газа, Харасавэйский ~ 2 трлн m^3 газа, Ямбургский ~ 1 трлн m^3 газа; в Южно-Карском — Ленинградский и Русановский $\sim$ по 4 трлн m^3 газа; в Обском — нефтяной супергигант Самотлор (~ 7 млрд т нефти) и ряд крупных нефтяных месторождений.

Карибский супербассейн (его южное обрамление) образует Венесуэльско-Антильский рифтогенный пояс. Особое место в его пределах занимают: пояс тяжелой нефти Ориноко (650×90 км) с геологическими запасами 170–450 млрд т; Маракайбский концентр ($S \approx 400 \times 300$ км), содержащий 80 нефтяных месторождений, из них 4 крупных с извлекаемыми запасами каждого 100–124 млн т нефти и супергигант Шельф Боливар (8,3 млрд т нефти с извлекаемыми запасами 4,77 млрд т). Удельная

Рис. 5. Распределение нефтегазоносности в бассейне Персидского залива [19]

Fig. 5. Oil and gas occurrence in the Arabian Gulf basin [19]



Границы нефтегазоносных земель (1, 2): 1 — с молодыми складчатыми областями Загроса и Оман; 2 — с платформенной частью бассейна, фундаментом которого перекрыт маломощными осадками; **месторождения (3, 4):** 3 — газовые, 4 — нефтяные; **запасы месторождений, млрд т н. э. (5–7):** 5 — больше 8, 6 — от 0,5 до 3,5, 7 — меньше 0,5; 8 — главные ареалы нефтегазоаккумуляции: I — Басра-Кувейтский, II — Ирано-Иракский, III — Газа, IV — Юго-Восточный, V — Южноиранско-Катарский.

Месторождения Басра-Кувейтского ареала: ББ — Большой Бурган, Рм — Румейла, Зб — Зубайр, РС — Раутада Сабрия, Мн — Минагиш, УГ — Умм Гудайр, Вф — Вофра; Ирано-Иракского ареала: АД — Ага Джари, МС — Месджеде Солейман, Ах — Ахваз, Мр — Марун, РСе — Реги Сефид, Гч — Гечсаран, БХ — Биби Хекем; ареала Газа: Гв — Гхавар, Аб — Абкайк, Дх — Духан, Дм — Дамам, Кт — Катиф, Бр — Берри, Хр — Хурсания, АХ — Абу Хадрия, СХ — Сафания Хафджи, Эс — Эсфендиар, Ср — Сайрук; юго-восточного ареала: Мб — Мурбан, БХз — Бу Хаза; Южноиранско-Катарского ареала: КСТ — северные территории Катар, Кн — Кенган, Пр — Парс, ФМ — Ферейдун Марджан

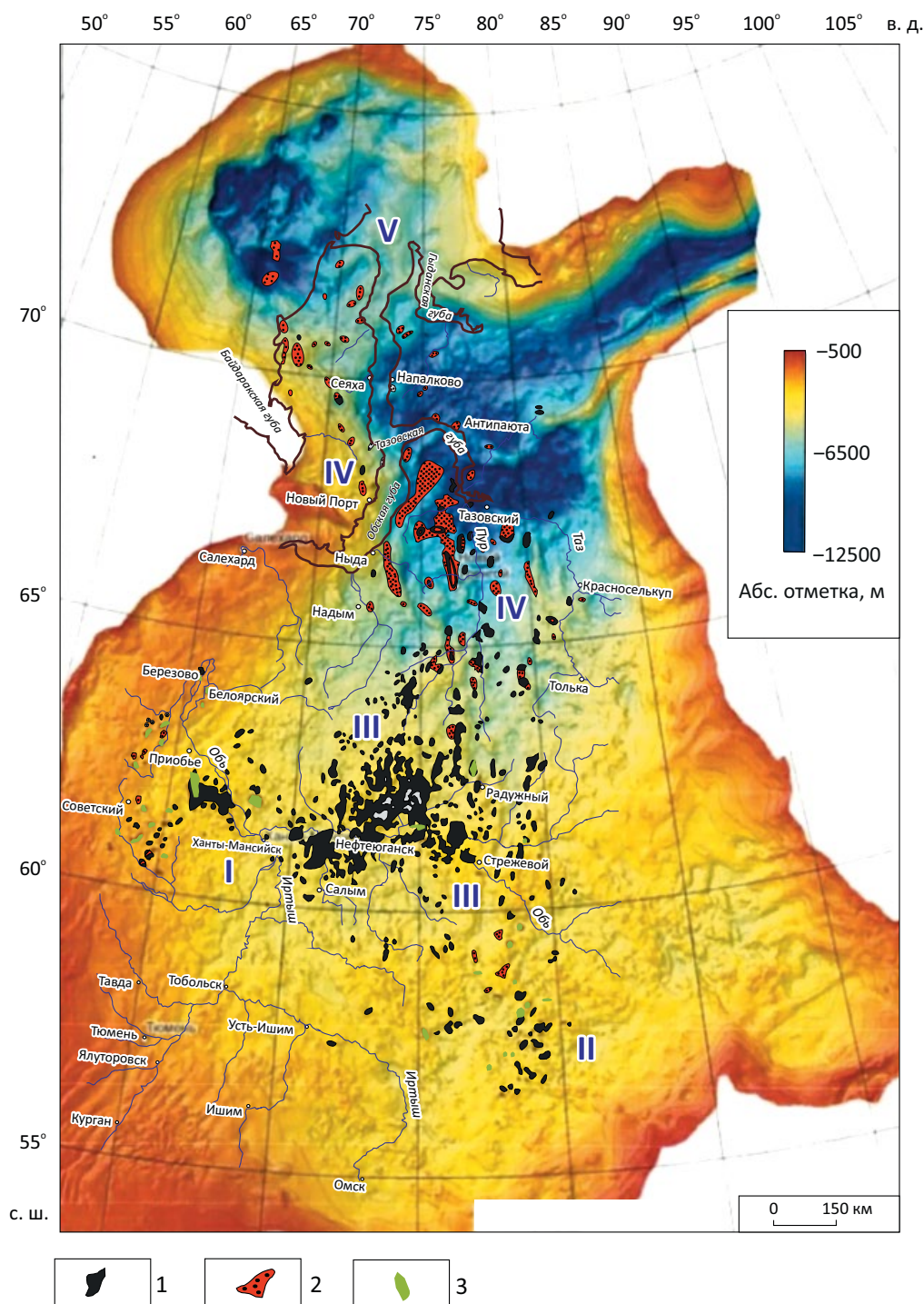
Boundaries of oil and gas bearing lands (1, 2): 1 — with young Zagros and Oman fold belts; 2 — with the platform part of the basin the basement of which is overlapped by thin sediments; **fields (3, 4):** 3 — gas, 4 — oil; **field reserves, BTOE (5–7):** 5 — > 8, 6 — 0.5 to 3.5, 7 — < 0.5; 8 — main oil and gas accumulation geographic ranges: I — Basra-Kuwait, II — Iran-Iraq, III — Gaza, IV — south-eastern, V — South Iran-Qatar.

Fields of Basra-Kuwait geographic range: ББ — Greater Burga, Рм — Rumaila, Зб — Zubair, РС — Rautadan Sabria, Мн — Minagish, УГ — Umm Gudayr, Вф — Wofra; Iran-Iraq geographic range: АД — Agha Jari, МС — Masjed Soleyman, Ах — Ahvaz, Мр — Marun, РСе — Rag-e-Safid, Гч — Gachsaran, БХ — Bibi Hakimeh; Gaza geographic range: Гв — Ghawar, Аб — Abqaiq, Дх — Dukhan, Дм — Dammam, Кт — Qatif, Бр — Berri, Хр — Khursaniyah, АХ — Abu Hadriyah, СХ — Safaniya Hafji, Эс — Esfandiar, Ср — Sairuk; south-eastern geographic range: Мб — Murban, БХз — Bu Haza; South Iran-Qatar geographic range: КСТ — Qatar northern territories, Кн — Kangan, Пр — Pars, ФМ — Feridun Marjan



Рис. 6. Распределение нефтегазоносности в Западно-Сибирском осадочном бассейне на структурной карте по подошве мезозой-кайнозойского чехла (отражающий горизонт А) (по [19] с дополнениями)

Fig. 6. Oil and gas occurrence in West Siberian sedimentary basin shown on the depth map of Mesozoic-Cenozoic cover Bottom (A Reflector) (after [19], complemented)



Месторождения (1, 2): 1 — нефтяные, 2 — газовые и газоконденсатные; 3 — залежи УВ в доюрских отложениях.

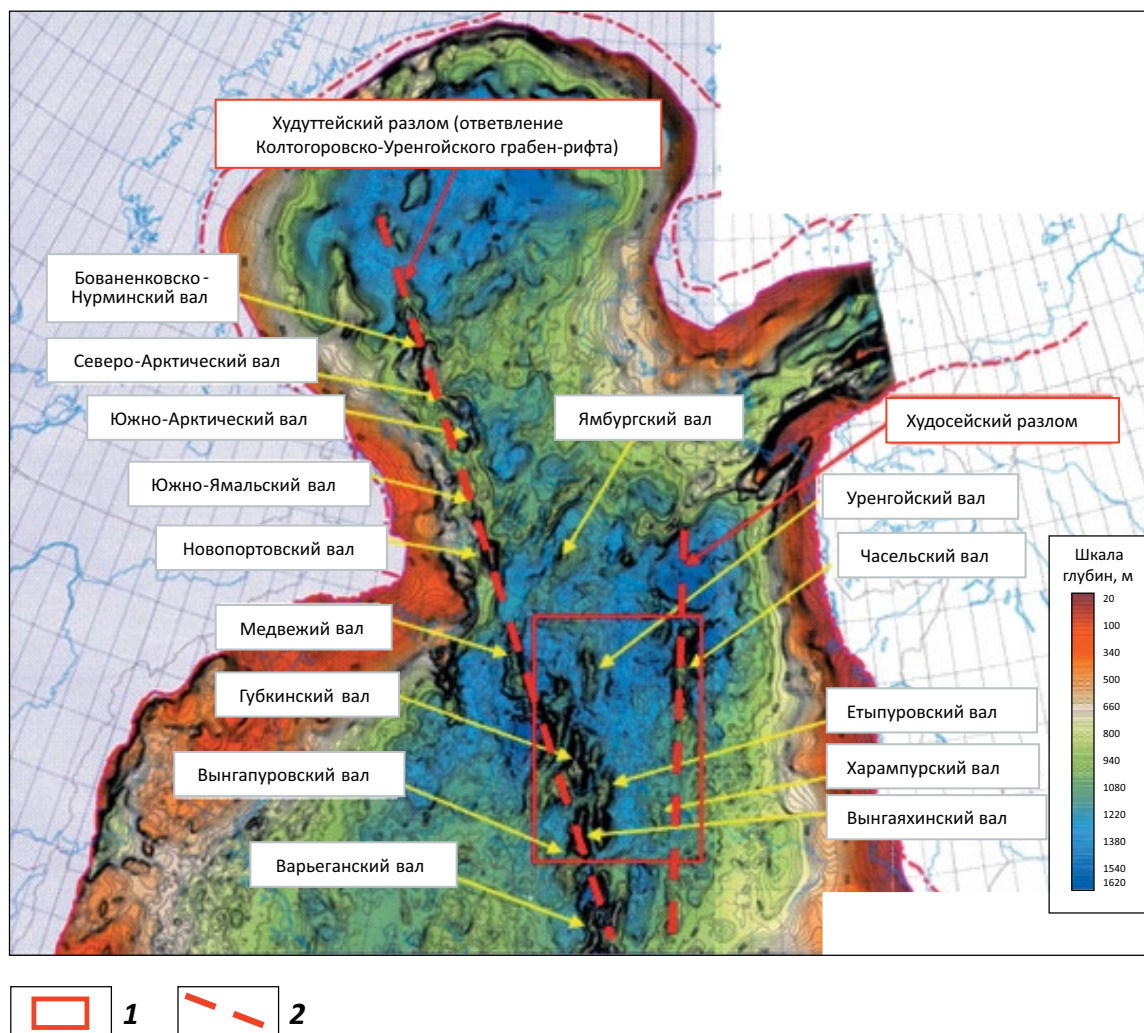
Ареалы нефтегазоаккумуляции: I — Ханты-Мансийский, II — Нюрольский, III — Обский, IV — Ямальский, V — Южно-Карский

Fields (1, 2): 1 — oil, 2 — gas and gas condensate; 3 — HC accumulations in pre-Jurassic deposits.

Geographic ranges of oil and gas accumulation: I — Khanty-Mansiysky, II — Nyurool'sky, III — Obsky, IV — Yamal'sky, V — South Karsky

Рис. 7. Структурная карта Западно-Сибирской геосинеклизы по кровле альб-сеноманского комплекса (по Ермилову О.М., Карогодину Ю.Н., Конторовичу А.Э. и др., 2004 с дополнениями)

Fig. 7. Depth map of West Siberian geosyncline over the Albion-Cenomanian sequence (according to Ermilov O.M., Karogodin Yu.N., Kontorovich A.E. et al., 2004, complemented)



1 — положение площади с доказанными 3D-сейсморазведкой структур горизонтального сдвига на фоне регионального строения территории севера Западной Сибири; **2** — предполагаемые надпорядковые линейные швы, связанные с горизонтальными сдвигами фундамента на теле активизированных на неотектоническом этапе фрагментов (ответвлений) Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта (Худуттейский и Худосейский разломы) [30]

1 — position of the area with structures related to horizontal shift proved by 3D seismic data; the background shows regional structure of West Siberian northern lands; **2** — supposed super-order linear sutures associated with horizontal shifts of the Basement on the body of fragments (branches) of Koltogorsky graben-rift (Khudutteisky and Khudoseisky faults) activated in neotectonic stage [30]

плотность запасов нефти в концентре — 800 000 м³ нефти на 1 км². Нефтяные горизонты вскрыты по всему разрезу кайнозойской толщи и в докембрийском основании. Маракаибский нефтегазоносный бассейн — пример уникального УВ-штока многокилометровой высоты, в котором содержится 56 % всех разведанных запасов УВ Южной Америки.

Охотоморский мегабассейн ($d \approx 1500$ км) обрамлен Сахалино-Охотским (1400 × (250–650) км), Северо-Охотоморским (1500 × 150 км), Западно-Камчатским (820 × (250–650) км) и Курило-Камчатским (1500 × (300–500) км) кайнозойскими рифтогенны-

ми поясами. Высокий УВ-потенциал пока разведан в Сахалино-Охотском поясе, остальные перспективные нефтегазоносные бассейны находятся в стадии слабой буровой изученности [16].

Не менее масштабной является разрядка плюмовой энергии в виде протяженных линейных рифтовых поясов на границах литосферных плит и крупнейших коромантийных геоблоков. К их числу относятся Красноморский, Калифорнийский, Североморский, приатлантические, Восточно-Средиземноморский, Мозамбикского пролива, Черноморско-Южнокаспийский и др. Концентры

дегазации в их пределах отличаются высоконапорной нефтегазоносностью, формируя многоэтажные колонны, растущей с глубиной активностью УВ-систем и часто с масштабной солёноватостью [24]. Яркий тектонотип подобных реакторов — Южно-Каспийский осадочный (нефтегазоносный) бассейн ($d \approx 400$ км). Резкая эрозия (до 10–12 км) консолидированной коры с формированием глубоководной котловины с мощной (до 22 км) мезозой-кайнозойской осадочной толщей — продукт кимеридж-бериасской и, главным образом, верхнемиоцен-четвертичной эпох рифтогенеза. Масштабная нефтегазоносность: среди многочисленных скоплений УВ наиболее крупные: Гюнешли-Чираг-Азери (извлекаемые запасы до 950 млн т нефти), газовый гигант Шах-Дениз ($S \approx 140 \times 60$ км, 1,2 трлн m^3 газа), супергигант Сардар-Джангли (с ожидаемыми запасами 50 трлн m^3 газа). Чрезвычайна и грязевулканическая активность: более 400 грязевых вулканов, из них 40 с нефтью; подводные излияния образуют обширные (площадью до 58 km^2 — Солахай) покровы, достигающие высоты до 400 м и более, с объемом вынесенных брекчий до 16 млрд m^3 (Ахтарма-Пашала). Южно-Каспийский бассейн — мощнейший современный УВ-реактор многокилометровой высоты.

6. Разломно-концентрическая диссипация плюмовой энергии в пределах верхней литосферы рифтогенных поясов определила преимущественную сосредоточенность локальных концентров (труб) дегазации в пределах разломных зон, в основном имеющих сдвиговую природу (см. рис. 7). В Северноморском рифтовом поясе наиболее крупные скопления грабенов (Викинг, Центральный) сосредоточены в зонах крупных сбрососдвигов (великая линия Экофиск, гирлянда Фортиз-Маунтруз и др.) и автономных масштабных грабенов (Тролл — $S = 700$ km^2). Примеры эти можно умножить. Масштабность флюидопроводящих тектоногенов, выраженных в виде антиклинальных, в том числе инверсионных поднятий (рис. 8) (о флюидогенном их происхождении впервые высказался Б.А. Соколов [31]), контролируется размерами проницаемых колонн (рис. 9). Наиболее масштабные нефтегазоносные антиклинали-гиганты — Уренгойская (180×30 км), Ямбургская (170×50 км), Ромашкинская (70×65 км), Самотлор, Штокмановская и др.

Солитонная (в качестве излучателей глубинной энергии) природа локальных концентров отмечена Р.М. Бембелем [32]. Особое место среди локальных концентров занимают разномасштабные взрывные кратеры (рис. 10). Значительную их часть (более 200) относят к астроблемам. Впервые об их эндогенной природе высказались П.Н. Кропоткин с коллегами [33]. Общим для них является достижение близмегабарных давлений. Наиболее известные примеры: Ришат (глаз Сахары, $d \approx 50$ км, 500–600 млн лет, см. рис. 10 А), Маникуаган (глаз Квебека, 214 млн лет, $d \approx 50$ км), Кондер (Хабаровский край, месторождение платины, $d \approx 8$ км, см. рис. 10 В), Попигаи (Якутия, 37,5 млн лет, $d \approx 120$ км), Карский (Западная Си-

бирь, 65 млн лет, $d \approx 140$ км), Чиксулуб (п-ов Юкатан, залив Кампече, 65 млн лет, $d \approx 180$ км, см. рис. 10 D — Юкатанский дериват кратера); к взрывным можно отнести кольцевые основы коралловых атоллов, окруженных ожерельями рифовых построек: Большую голубую дыру ($d \approx 300$ м, см. рис. 10 С) в составе Белизского барьерного рифа; ожерелье нефтегазоносных рифов ($S \approx 300$ –2700 м) Золотого пояса Мексики (180×30 км), самый крупный из них — Аренке с извлекаемыми запасами 140 млн т нефти. Менее масштабны по размерам грязевые вулканы ($d \approx$ от сотен метров до 5–10 км), соляные штоки-диапиры ($d \approx$ до 3 км), алмазоносные трубки кимберлитов Якутии ($d \approx$ до 1000 м) с глубиной происхождения до 300–600 км, «сейсмические гвозди» — локализованные трубы водородной дегазации ($d \approx$ до 10 км, глубина до 100 км).

Яркий пример взрывного импульсно действующего 65 млн лет УВ-реактора — кратер Чиксулуб с огромным нефтяным потенциалом — наличие супергигантских (Кантарелла, Ку-Малуб-Злап) скоплений УВ, продолжающиеся открытия (Сихил — в глубоких горизонтах Кампареллы); современная высокопорная нефтеносность — взрывной выброс 600 тыс т нефти с глубины 5596 м при аварии глубоководной платформы Исток-1 в 1979 г., продолжающийся в настоящее время асфальтовый и нефтяной вулканизм на глубине моря 1500 м [24].

Синхронность взрывных концентров (импактов) с катастрофическими тектоногеодинамическими рубежами заметил В.Е. Хаин [17].

7. Импульсная взрывная синергетика водородного дыхания Земли определяет очаги нефтегазообразования — горючесланцевые бассейны материнских формаций, обеспечивающих весь нефтегазовый потенциал осадочных бассейнов [34]. Формируются они в условиях резкого обрушения морского дна [35], массовой разгрузки глубинных углеродистых флюидных и подвижно-текучих породных масс [24] с высоким содержанием урана [36], редкоземельных элементов [37]. С черными сланцами ассоциируются усиленная металлоносность (ванадий, титан и др.), промышленные месторождения марганцевых руд и фосфоритов [38]. Избыток радиоактивности [36] вызывает расцвет огромных масс планктоногенного ОВ. Такое происхождение материнских формаций — свидетельство их преимущественно эндогенной природы.

Синхронизация эпох сланценакопления и сильнейших импульсов ГДЗ (см. рис. 1) показывает, что наиболее масштабные процессы сланцеобразования связаны с эпохами рифтогенеза. Раннекембрийская (томмотско-атдабанская) рифтогенная эпоха куонамского сланцеобразования существовала в Средней Азии, Сибирской платформе и Китае. Позднедевонская (франско-фаменская) эпоха доманикоидного сланценакопления — в Предуралье, Тимано-Печоре, Днепровско-Донецкой впадине и США (Преаппалачский прогиб). Позднеюрско-раннемеловая (кимеридж-бериасская) эпоха — в За-

Рис. 8. Временной сейсмогеологический разрез по профилю Sh0630 Шантарского бассейна (иллюстрация инверсионных локальных поднятий)

Fig. 8. Geoseismic time section along Sh0630 line, the Shantarsky basin (illustration of local basin inversions)

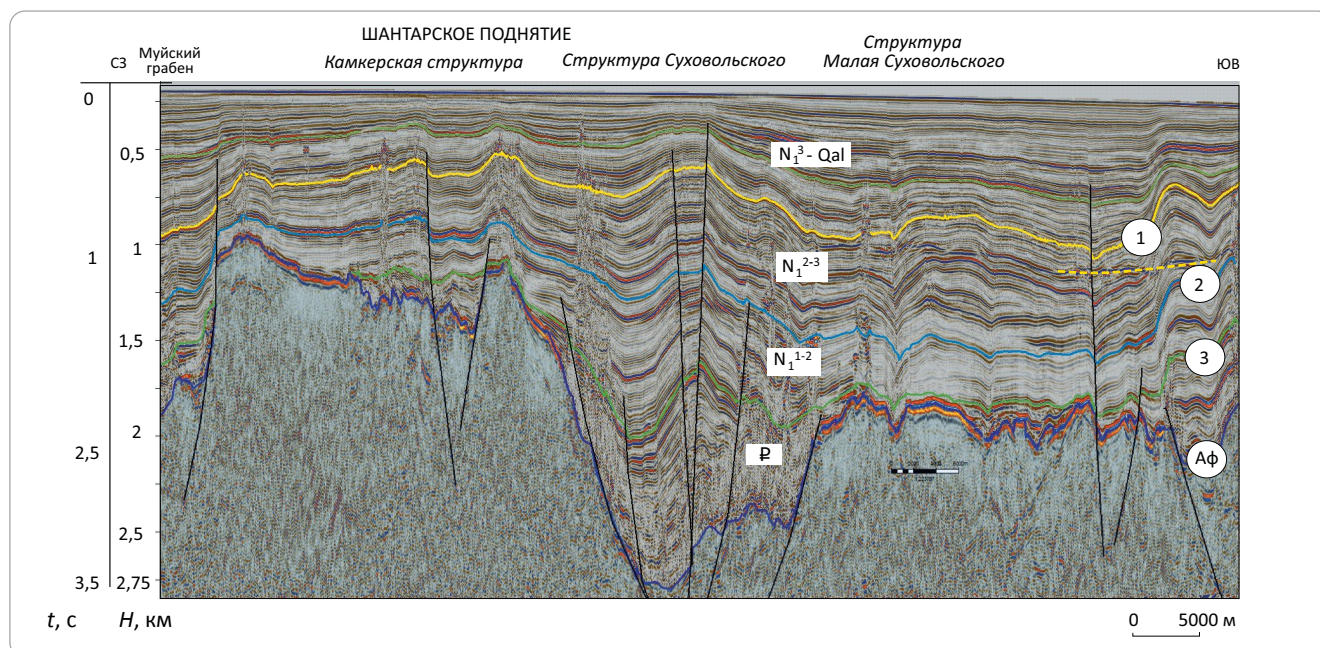


Рис. 9. Восточно-Анадырский прогиб Берингова моря (комбинированный временной разрез поля отраженных волн по сейсмическому профилю 535029)

Fig. 9. East Anadyrsky trough, the Bering Sea (composite seismic time section (reflected waves) along 535029 seismic line)

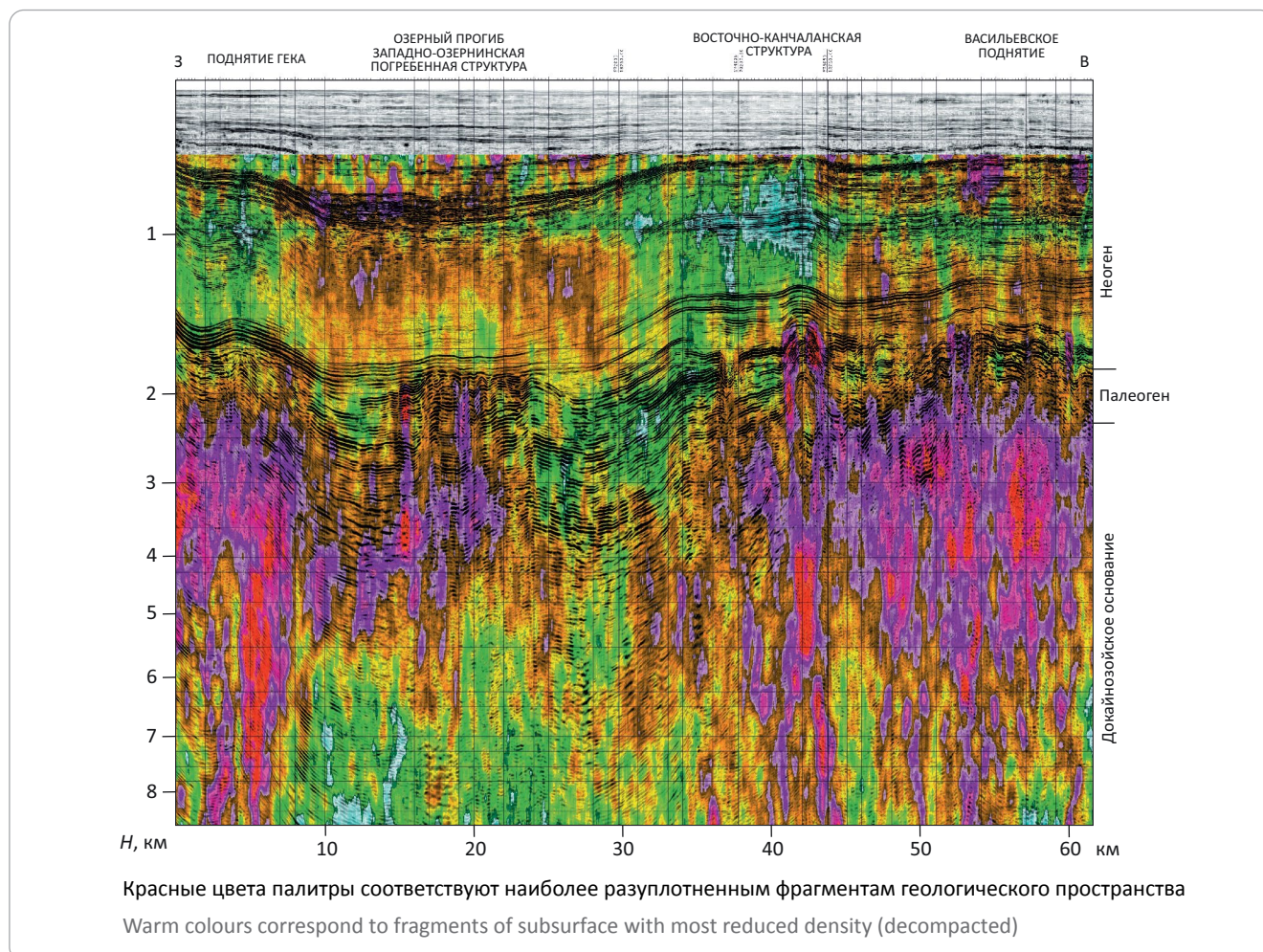
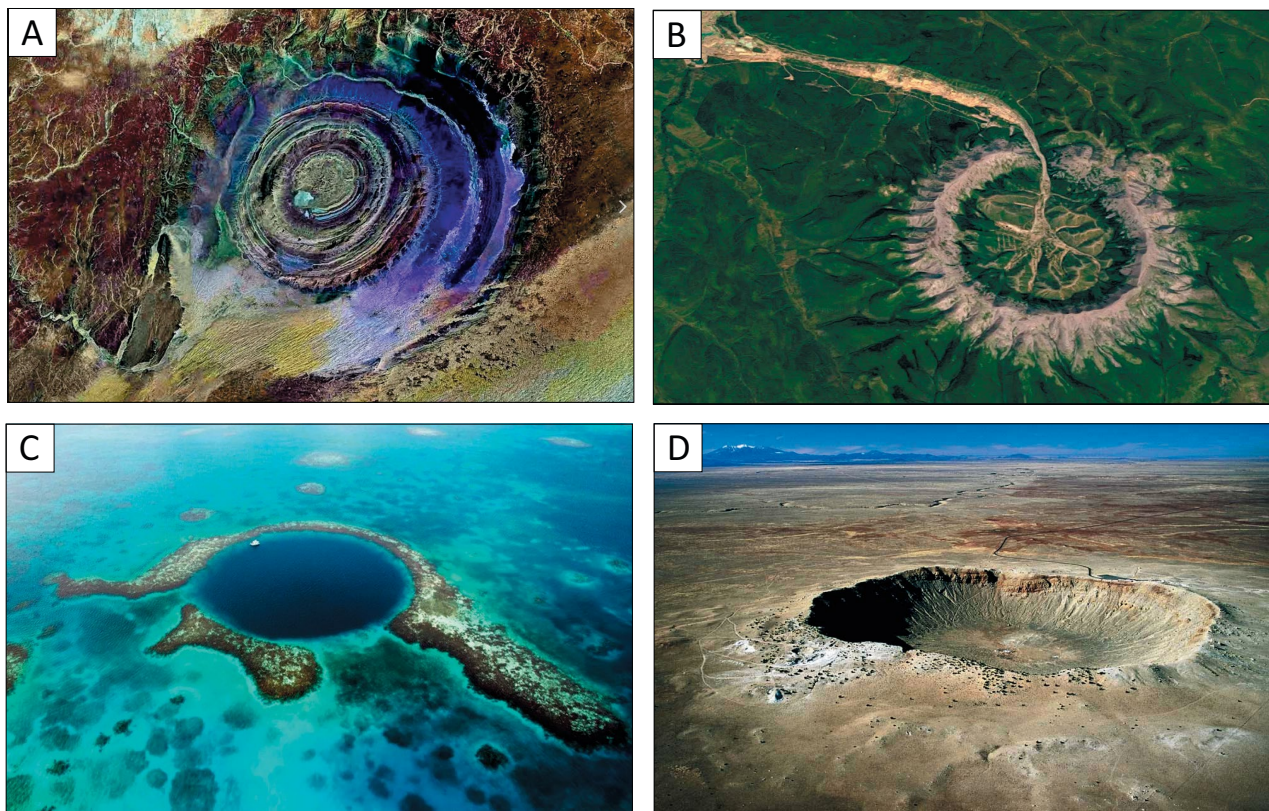




Рис. 10. Примеры кольцевых структур
Fig. 10. Examples of ring structures



A — Ришат (Мавритания), B — месторождение платины Кондер, C — Большая голубая дыра, D — кратер Чиксулуб
 A — Richat (Mauritania), B — Konder platinum field, C — Great Blue Hole, D — Chicxulub crater

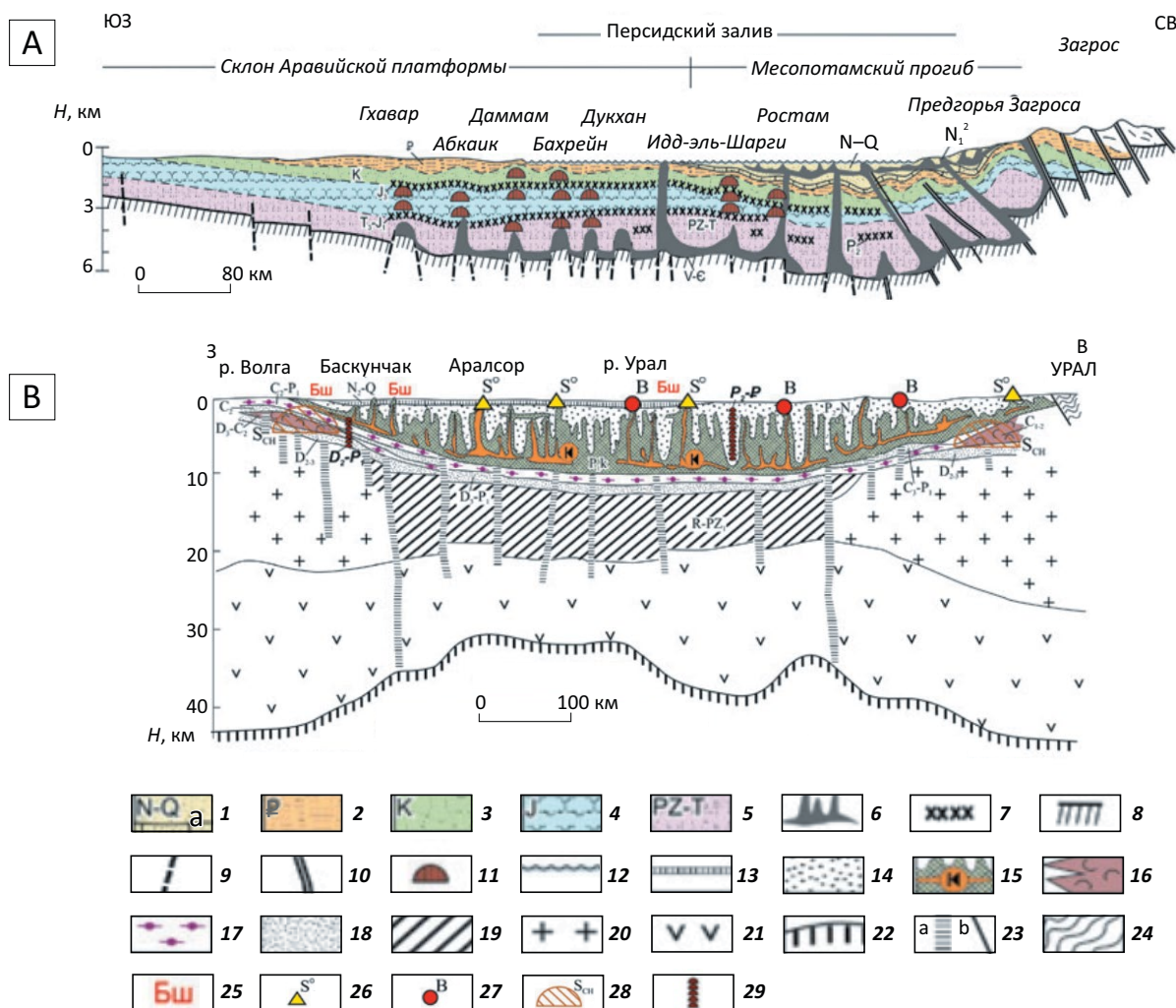
падно-Европейской платформе, Западной Сибири (баженовский комплекс) и приатлантических бассейнах. Сильнейшая стадийная рифтогенная активизация очагов нефтидогенеза вызывает периодическое [40] масштабное формирование гигантских скоплений УВ. Однако из-за потери нефти в результате постоянно действующих процессов диффузии и рассеяния, особенно во время разрушительных тектоногеодинамических перестроек, по расчетам С.Г. Неручева в ловушках УВ сохраняется только 10–15 % нефти и 1–2 % газа — это лишь небольшая часть объемов УВ-потоков, разгружавшихся в верхней литосфере. Только мощнейший процесс взрывной синергетичной активизации очагов генерации в позднеэоцен-четвертичную эпоху рифтогенеза мог компенсировать эти потери и создавать существующий потенциал нефтегазоносных бассейнов с современным возобновлением их запасов [6].

Одним из главных факторов нефтегазоаккумуляции и сохранения УВ-потенциала является наличие региональных флюидоупоров — слабопроницаемых глинистых и галогенных покровов. Синхронизация эпох формирования региональных флюидоупоров и сильнейших импульсов дыхания Земли фиксирует приуроченность первых к эпохам катастрофического обрушения морского дна [18, 35]

с созданием горючесланцевых и глинистых экранов и эпохам рифтогенной деструкции литосферы с объемным выщелачиванием гранитно-гнейсового слоя в виде масштабных галогенных комплексов [13, 14]. Яркий пример регионального глинистого флюидоупора — сеноман-туронская толща кузнецовской свиты Западной Сибири, сохраняющая почти весь ее УВ-потенциал. Галогенные флюидоупоры, сформированные в различные эпохи сильнейших импульсов ГДЗ [18, 27], контролируют значительную часть нефтегазового содержания планеты.

Раннекембрийский соляной флюидоупор мощностью 1,5–2 км и колоссальных (1,5 млн м²) размеров экранирует рифейские и вендские месторождения УВ Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского и Непско-Ботуобинского ареалов нефтегазоаккумуляции, Ковыктинского газового гиганта (1,8 трлн м³). Мощное раннекембрийское галогенное подножие Персидского бассейна, создавая в ходе сильнейших импульсов ГДЗ протяженные каналы выщелачивания, формирует позднепермские, поздне триасовые и позднемеловые солевые флюидоупоры, определившие сохранность огромнейшего потенциала бассейна (рис. 11 А). Позднедевонский пик рифтогенного соленакопления контролирует нефтегазоаккумуляцию Днепровско-Донецко-Припятского и

Рис. 11. Схематический геологический разрез соляно-купольного бассейна Персидского залива (по Беленицкой Г.А., 2014) (А) и геолого-минерогенический профиль через Прикаспийский соляно-купольный бассейн (по Беленицкой Г.А., 2014) (В)
Fig. 11. Schematic geological cross-section of Arabian Gulf salt-dome basin (after Belenitskaya G.A., 2014) (A) and geo-minerogenic section across the Caspian salt-dome basin (after Belenitskaya G.A., 2014) (B)



Комплексы отложений (1–5): 1 — неоген-четвертичных (а — известняки Асмари, P_3-N_1), 2 — палеогеновых, 3 — меловых, 4 — юрских, 5 — палеозой-триасовых; 6 — соли и соляно-купольные образования, основные уровни: венд-кембрийский (V-Є, формация Ормуз) и миоценовый (N_1 , нижний Фарс); 7 — второстепенные уровни сульфато- и соленосности: верхнепермский (P_2), верхнепермь-нижнеюрский (J_3); 8 — докембрийское основание; 9 — разломы; 10 — надвиги; 11 — залежи УВ; 12 — воды Персидского залива; 13 — покровный комплекс (N_2-Q); 14 — надсолевой комплекс терригенный и терригенно-карбонатный отложений (P_2-N_1); 15 — кунгурская галогенная формация сульфатно-калиевого типа (P_1k) с месторождениями и проявлениями каменной и калийных солей; подсолевой верхнепалеозойский (докунгурский, D- P_1) осадочный комплекс, отложения (16–18): 16 — карбонатно-рифогенные, шельфовые, 17 — глинисто-кремнисто-карбонатные доманикового типа, глубоководные, 18 — существенно терригенные; 19 — рифей-нижнепалеозойский доплитный терригенно-карбонатный комплекс повышенной плотности (RF-PZ $_1$); 20 — гранитный слой; 21 — базальтовый (гранулит-базитовый) слой; 22 — верхняя мантия; 23 — глубинные разломы (а) и надвиговые зоны (б); 24 — складчато-надвиговые комплексы Урала; **положение месторождений и проявлений (25–28):** 25 — бишофита, 26 — серы самородной, 27 — боратов, 28 — серы газовой; 29 — обобщенные интервалы нефтегазоносности

Series of deposits (1–5): 1 — Neogene-Quaternary (a — Asmari limestone, P_3-N_1), 2 — Paleogene, 3 — Cretaceous, 4 — Jurassic, 5 — Palaeozoic-Triassic; 6 — salt and salt-dome formations, main levels: Vendian-Cambrian (V-Є, Ormuz formation) and Miocene (N_1 , lower Fars); 7 — minor levels, sulphate- and salt-bearing: Upper Permian (P_2), Upper Permian-Lower Jurassic (J_3); 8 — Precambrian Basement; 9 — faults; 10 — thrusts; 11 — HC pools; 12 — Arabian Gulf waters; 13 — blanket series (N_2-Q); 14 — suprasalt sequence of terrigenous and terrigenous-carbonate deposits (P_2-N_1); 15 — Kungurian halogenic formation of sulphate-potassium type (P_1k) with fields and occurrences of salt rock and potassium salt; subsalt Upper Palaeozoic (pre-Kungurian, D- P_1) sedimentary sequence, **deposits (16–18):** 16 — reef-carbonate, shelf, 17 — Domanik-type argillaceous-siliceous-carbonate, deepwater, 18 — essentially terrigenous; 19 — Riphean-Lower Palaeozoic pre-plate carbonate-terrigenous sequence having higher density (RF-PZ $_1$); 20 — granite layer; 21 — basalt (granulite-basalt) layer; 22 — upper mantle; 23 — deep-seated faults (a) and thrust zones (b); 24 — Urals fold-and-thrust sequences; **location of fields and occurrences (25–28):** 25 — bishofite, 26 — native sulfur, 27 — borates, 28 — sulphur gas; 29 — integrated intervals of oil and gas occurrence



Вилейского нефтегазоносных бассейнов. С позд-недевонской эпохой рифтогенеза связано и начало интенсивного действия Прикаспийского центра дегазации с резкого обрушения (до 2 км) поверхности литосферы и последующее в позднепермский (кунгурский) этап усиления ГДЗ образование крупнейшего галогенного флюидоупора, сохраняющего богатейший нефтегазовый потенциал одноименного бассейна (см. рис. 11 В). Одновозрастной цехштейн контролирует газовые месторождения Среднеевропейского бассейна, в том числе газовый гигант Гронинген (2,7 трлн м³). Позднетриасовые солевые покровы удерживают алжирские месторождения (нефтяное Хасси-Мессауд, газовый гигант Хасс Р'Мейли и др.). Позднеюрско-ранне-меловые (кимеридж-бериасские и аптский) эпохи рифтогенеза — конструкторы мощнейшего Мексиканского соляно-нафтидного реактора (рис. 12) [27]. Надежность флюидоупоров этой эпохи подтверждают крупнейшие открытия последних лет в ряде бассейнов: Амударьинском (Галкыныш — 2006 г. — 27,4 трлн м³ газа на глубине 5100 м), Сантус (бразильский шельф, на глубинах 4–5 км — Кариока-Сугар Лоаф — 11 млрд т нефти (2008 г.), Либра (8–12 млрд т нефти (2010 г.)

Для Персидского, Прикаспийского, Мексиканского активно действующих соляно-нафтидных реакторов характерны аномальные (мощностью

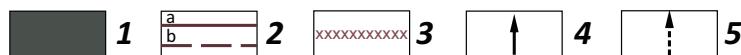
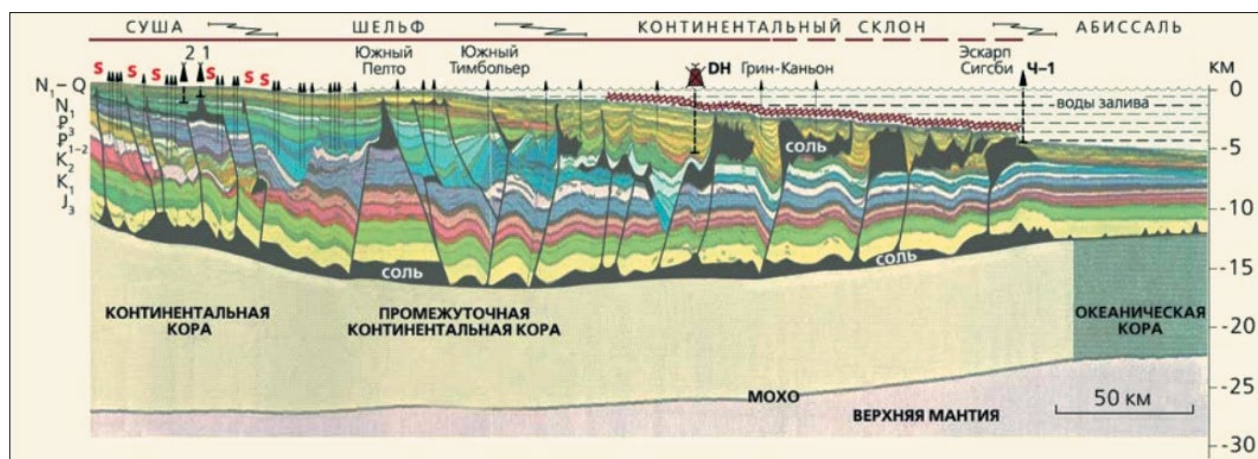
до 15–22 км) объемы осадочного и УВ- (до конца нераскрытого) содержания. Тесная взаимосвязь солевой и нафтидной генетики с сильнейшими импульсами ГДЗ выглядит очевидной. С последними связаны и крупнейшие эндогенные разгрузки, расцвет и массовое вымирание биоты.

8. Синхронизация эпох катастрофических Великих вымираний [17], расцвета биоты, грандиозных базальтовых разгрузок с эпохами сильнейших импульсов ГДЗ (см. рис. 1) свидетельствует об их прямой связи с эпохами рифтогенеза.

Раннекембрийский «взрыв» зарождения жизни, породивший многочисленных и прямых предшественников организмов, затем эволюционировавших в течение фанерозоя, синхронен исчезновению эдиакарской биоты [17]. В позднеордовикскую и позднедевонскую эпохи рифтогенеза Великие вымирания обязаны сильнейшим аноксическим событиям. На рубеже перми и триаса произошла глобальная катастрофа — исчезновение 85 % морской биоты, планета лишилась лесов на 10 млн лет, жизнь на планете оказалась на краю гибели. Рифтогенное разрушение сопровождалось крупнейшим излиянием сибирских траппов с объемом лавы 1,5 млн м³. В конце триаса, в рэт-норийскую эпоху рифтогенеза, исчезли ранние рептилии, начался расцвет фауны динозавров. Происходят мощнейшие базальтовые раз-

Рис. 12. Субмеридиональный профиль через северную часть Мексиканского залива (от Луизианы до впадины Сигсби по Беленицкой Г.А., 2011)

Fig. 12. Roughly NS trending section across the northern part of the Gulf of Mexico (from Louisiana to Sigsbee Escarpment, after Belenitskaya G.A., 2011)



1 — соли (в основании осадочного разреза — юрские Лоанн, в верхней части в составе неоген-четвертичных отложений — аллохтонные соляные покровы); 2 — область установленной нефтегазоносности (a — подтвержденной бурением, b — предполагаемая); 3 — область современного развития восходящих разгрузок нефтей, газов, рассолов и др.; 4 — скважины; 5 — ориентировочные проекции на профиль скважин: DH — аварийной Deepwater Horizon (2010), Ч-1 — Челленджер-1 (1968)

1 — salt (in basal part of sedimentary section — Jurassic Louann, in the upper part within Neogene-Quaternary deposits — allochthonous salt blankets); 2 — area of known oil and gas occurrence (a — supported by drilling, b — predicted); 3 — area of modern ascending discharge of oil, gas, brine, etc.; 4 — wells; 5 — approximate well projection on the section: DH — junked Deepwater Horizon (2010), Ч-1 — Challenger-1 (1968)

грузки Центрально-Атлантической магматической провинции с объемом лавы до 6 млн м³. В ранне-меловую эпоху — сильнейшие трапповые излияния, связанные с раскрытием Мирового океана — Тихоокеанские плато Онтонг-Джава, Хикуранги, Микхоахи (120 млн лет) с общим объемом лавы 80 млн м³; индийские плато Кергелен, Реюньон, Маскарен (120–137 млн лет), Раджмахал (118 млн лет); Атлантические Парана (Южная Америка) и Етендеки (Намибия) — 137 млн лет, сильнейшие аноксические аптские события (125 млн лет) [41]. Маастрихт-датская эпоха рифтогенеза — массовая гибель динозавров, 70 % всех видов биоты, в том числе аммонитов, белемнитов, иноцерамов, 90 % простейших организмов и водорослей; началось засилье млекопитающих; широкое развитие трапповых разгрузок (траппы Декана — 65 млн лет), Северо-Атлантической магматической провинции — 62 млн лет. Позднечетвертичная эпоха рифтогенеза — в плейстоцен-голоценовое время вымирание мамонтов, мастодонтов, пещерных ленинцев, крупных сумчатых Австралии, гигантских лемуринов на Мадагаскаре — Великая органическая революция. Извержение вулкана Тоба (Индонезия) 70 тыс. лет назад поставило на грань выживания человечество (сохранилось до 10 тыс. жителей планеты).

Заключение

Проведенный анализ «работы» дегазационной машины Земли в фанерозое свидетельствует, что тектоногеодинамическое строительство литосферы и синергетическое формирование УВ-содержания планеты в основном представляют собой результаты деятельности периодических сильнейших взрывных импульсов (пароксизмов) рифтогенной энергии ГДЗ. В межрифтовые эпохи происходит инкубационное накопление потенциала,

необходимого для разрушительного рифтогенного «прорыва» литосферы. В эпохи рифтогенеза формируются основы осадочных (нефтегазоносных) бассейнов, эндогенные материнские очаги нефтегазообразования, региональные флюидоупоры для масштабного нефтегазонакопления, дренажная разломно-ячеистая инфраструктура верхней литосферы, контролирующая зональное и локальное распределение скоплений УВ; реализуется синергетика нефтегазообразования. В целом рифтогенез — это энергия разрушения старого и синергия созидания качественно нового.

Разрушительная сила периодических импульсов ГДЗ уничтожает значительную часть накопленных в предыдущие эпохи гигантских объемов УВ. Основной объем современного нефтегазового содержания планеты с периодическим возобновлением его запасов «производит» синергетическая машина позднечетвертичного рифтогенеза.

Важнейшим итогом проведенного анализа можно считать развитие пионерских идей и разработок В.И. Вернадского, П.Н. Кропоткина, Ф.А. Летникова, А.Е. Лукина, А.А. Маракушева, С.Г. Неручева, Б.А. Соколова и их последователей. Конструктивное осмысление итогов их работы и огромного объема новой геолого-геофизической информации, особенно последних лет, кардинально меняет существующие устоявшиеся нефтегазогеологические представления и является основой для рождения новой парадигмы нефтегазовой геологии.

Необходимо разработать новые критерии нефтегазоносности с учетом эндогенной составляющей нафтидогенеза.

Литература

1. Добрецов Н.Л., Кирдяшкин А.Г., Кирдяшкин А.А. Глубинная геодинамика. — Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2001. — 409 с.
2. Добрецов Н.Л. Глобальная геодинамическая эволюция Земли и глобальные геодинамические модели // Геология и геофизика. — 2010. — Т. 51. — № 6. — С. 761–784.
3. Летников Ф.А. Сверхглубинные флюидные системы Земли и проблемы рифтогенеза // Геология рудных месторождений. — 2001. — Т. 43. — № 4. — С. 291–307.
4. Лукин А.Е., Шестопалов В.М. От новой геологической парадигмы к задачам региональных геолого-геофизических исследований // Геофизический журнал. — 2018. — Т. 40. — № 4. — С. 3–72. DOI: 10.24028/gzh.0203-3100.v40i4.2018.140610.
5. Шестопалов В.М., Лукин А.Е., Згоник В.А., Макаренко А.Н., Ларин Н.В., Богуславский А.С. Очерки дегазации Земли. — Киев : БАДДА Интек сервис, 2018. — 632 с.
6. Муслимов Р.Х., Трофимов В.А., Плотникова И.Н. Роль глубинной дегазации Земли и кристаллического фундамента в формировании и вещественном восполнении запасов нефтяных и газовых месторождений. — Казань : ФЭН, 2019. — 422 с.
7. Вернадский В.И. Очерки геохимии. — М. : Наука, 1983. — 422 с.
8. Кропоткин П.Н. Проблемы происхождения нефти // Советская геология — 1955. — № 47. — С. 104–125.
9. Кропоткин П.Н., Валяев Б.М. Тектонический контроль процессов дегазации Земли и генезис УВ // Труды XVII Международного геологического конгресса «Месторождения нефти и газа». — М. : Наука, 1984. — Т. 13. — С. 13–25.
10. Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений (к 100-летию со дня рождения академика П.Н. Кропоткина). — М. : Геос, 2011. — 504 с.

11. Летников Ф.А. Углеводородная ветвь глубинной дегазации // Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды, нефть и газ, УВ и жизнь. – М. : Геос, 2010. – С. 8–9.
12. Лукин А.Е. О происхождении нефти и газа (геосинергетическая концепция природных УВ-генерационных систем) // Геологический журнал. – 1999. – № 1. – С. 30–42.
13. Маракушев А.А., Маракушев С.А. Образование нефтяных и газовых месторождений // Литология и полезные ископаемые. – 2008. – № 5. – С. 505–521.
14. Маракушев А.А., Маракушев С.А. Водородное дыхание Земли — его происхождение, геологические и биологические следствия // Альтернативная энергетика и экология. – 2008. – Т. 57. – № 1. – С. 156–174.
15. Харахинов В.В. Нефтегазовая геодинамика. – М. : Научный мир, 2019. – 124 с.
16. Харахинов В.В. Охотоморская нефтегазовая провинция (нефтегазовая геология и УВ потенциал). – М. : Научный мир, 2022. – 388 с.
17. Хаин В.Е. Основные проблемы современной геологии. – М. : Научный мир, 2003. – 348 с.
18. Басков Е.А., Беленицкая Г.А., Волков В.И. и др. Литогеодинамика и минерагения осадочных бассейнов. – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ. – 1998. – 480 с.
19. Аплонов С.В., Лебедев Б.А. Нафтидогенез: пространственные и временные соотношения гигантских месторождений. – М. : Научный мир, 2010. – 224 с.
20. Планета Земля. Энциклопедический справочник. Том «Тектоника и геодинамика». – СПб. : Изд-во ВСЕГЕИ, 2004. – 652 с.
21. Добрецов Н.А. Мантийные суперплюмы как причина главной геологической периодичности и глобальных перестроек // Доклады РАН. – 1997. – Т. 357. – № 6. – С. 777–780.
22. Шерман С.И. Деструкция литосферы: разломно-блоковая делимость и ее тектонофизические закономерности // Геодинамика и тектонофизика. – 2012. – Т. 3. – № 4. – С. 315–344.
23. Аникеев К.А. Аномально высокие давления в нефтяных и газовых месторождениях. – Л. : Недра, 1965. – Вып. 233. – 168 с.
24. Беленицкая Г.А. Роль глубинных флюидов в осадочном поро- и рудообразовании // Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений (к 100-летию со дня рождения академика П.Н. Кропоткина). – М. : Геос, 2011. – С.143–188.
25. Прокопьев А.В., Козьмин Б.М., Смелов А.П. и др. Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия) / Под ред. Л.М. Парфенова, М.И. Кузьмина. – М. : Маик «Наука/Интерпериодика», 2001. – 571 с.
26. Каширцев В.А., Конторович А.Э., Иванов В.Л., Сафронов А.Ф. Месторождения природных битумов на северо-востоке Сибирской платформы (российский сектор Арктики) // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 1. – С. 93–105.
27. Беленицкая Г.А. Соли и нафтиды: глобальные пространственные и кинетические взаимосвязи // Региональная геология и металлогения. – 2014. – № 59. – С. 97–111.
28. Лукин А.Е. Углеводородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения в Украине // Геофизический журнал. – 2014. – Т. 36. – № 4. – С. 3–21.
29. Метелкин Д.В., Верниковский В.А., Казанский А.Ю. Тектоническая эволюция Сибирского палеоконтинента от неопротерозоя до позднего мезозоя: палеомагнитная запись и реконструкции // Геология и геофизика. – 2012. – Т. 53. – № 7. – С. 883–899.
30. Тимурзиев А.И., Гогоненков Г.Н. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: от нефтегазогеологического районирования до технологии поисков и разведки глубоко залегающих месторождений УВ // Проблемы обеспечения газодобывающих районов России до 2020 г. – М. : Газпром ВНИИГаз, 2012. – Т. 26. – С. 65–85.
31. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа: Учебник. – 3-е изд. перераб. и доп. – М. : Изд-во Московского университета, 2012. – 432 с.
32. Бембель Р.М., Мегеря В.М., Бембель С.Р. Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений УВ. – Тюмень : Изд-во Вектор Бук, 2003. – 344 с.
33. Ваганов В.И., Иванкин П.Ф., Кропоткин П.Н. и др. Взрывные кольцевые структуры щитов и платформ. – М. : Недра, 1985. – 200 с.
34. Неручев С.Г., Rogozina E.A., Парпарова Г.М., Зеличенко И.А., Силина Н.П. и др. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа. – Л. : Наука, 1986. – 248 с.
35. Haq В.У., Hardenbol J. and Vail P.R. Chronology of Fluctuating Sea Levels Since the Triassic // Science. – 1987. – Т. 235. – С. 1156–1167.
36. Неручев С.Г. Уран и жизнь в истории Земли. – Л. : Недра, 1982. – 207 с.
37. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. Геохимические признаки гео- и флюидодинамических обстановок нефтегазоаккумуляции // Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений (к 100-летию со дня рождения академика П.Н. Кропоткина). – М. : Геос, 2011. – С. 115–142.
38. Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Геохимия черных сланцев. – Л. : Наука, 1988. – 272 с.
39. Валяев Б.М. О темпах формирования и восполнения залежей нефти и газа // Актуальные проблемы геологии нефти и газа. М. : Нефть и газ. – 2005. – С. 100–116.
40. Конторович А.Э., Вышемирский В.С. Неравномерность нефтегазообразования в истории Земли как результат циклического развития земной коры // ДАН. – 1997. – Т. 356. – № 6. – С. 704–707.
41. Конюхов А.И. Океанские аноксические события мелового периода и их роль в формировании нефтематеринских отношений на окраинах материков // Георесурсы. – 2017. – Спецвыпуск Ч. 1. – С. 43–55.

References

1. Dobretsov N.L., Kirdyashkin A.G., Kirdyashkin A.A. Glubinnaya geodinamika [Deep Geodynamics]. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN; 2001. 409 p. In Russ.
2. Dobretsov N.L. Global geodynamic evolution of the Earth and global geodynamic models. *Russian geology and geophysics*. 2010;51(6):592–610. In Russ.
3. Letnikov F.A. Sverkhglubinnye flyuidnye sistemy Zemli i problemy riftogeneza [Ultra-deep fluid systems of the Earth and problems of rifting]. *Geologiya rudnykh mestorozhdenii*. 2001;43(4):291–307. In Russ.
4. Lukin A.E., Shestopalov V.M. From new geological paradigm to the problems of regional geological-geophysical survey. *Geofizicheskii zhurnal*. 2018;40(4):3–72. In Russ.
5. Shestopalov V.M., Lukin A.E., Zgonik V.A., Makarenko A.N., Larin N.V., Boguslavskii A.S. Ocherki degazatsii Zemli [Essays on Earth degassing]. Kiev: BADATA Intek servis; 2018. 632 p. In Russ.
6. Muslimov R.Kh., Trofimov V.A., Plotnikova I.N. Rol' glubinnoi degazatsii Zemli i kristallicheskogo fundamenta v formirovanii i veshchestvennom vospolnenii zapasov neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii [Role of deep degasation of Earth and crystalline Basement in formation and reserves compositional recovery in oil and gas fields]. Kazan': FEN; 2019. 422 p. In Russ.
7. Vernadskii V.I. Ocherki geokhimii [Essays on Geochemistry]. Moscow: Nauka; 1983. 422 p. In Russ.
8. Kropotkin P.N. Problemy proiskhozhdeniya nefti [Problems of oil origin]. *Sovetskaya geologiya* 1955;(47):104–125. In Russ.
9. Kropotkin P.N., Valyaev B.M. Tektonicheskii kontrol' protsessov degazatsii Zemli i genezis uglevodorodov [Tectonic control of Earth degassing processes and hydrocarbon genesis]. Trudy XVII Mezhdunarodnogo geologicheskogo kongressa «Mestorozhdeniya nefi i gaza». Moscow: Nauka, 1984. V. 13. pp. 13–25. In Russ.
10. Degassing of the Earth and the Genesis of Oil and Gas Fields (k 100-letiyu so dnya rozhdeniya akademika P.N. Kropotkina) [Degasation of Earth and genesis of oil and gas fields (on the centenary of the birth of P.N. Kropotkin, member of the Academy)]. Moscow: GEOS; 2011. 504 p. In Russ.
11. Letnikov F.A. Uglevodorodnaya vetv' glubinnoi degazatsii [Hydrocarbon branch of deep degasification]. Degazatsiya Zemli: geotektonika, geodinamika, geoflyuidy, nef' i gaz, uglevodorody i zhizn'. Moscow: Geos; 2010. pp. 8–9. In Russ.
12. Lukin A.E. O proiskhozhdenii nefi i gaza (geosinergeticheskaya kontseptsiya prirodnkh uglevodorodno-generatsionnykh sistem [On the origin of oil and gas (geosynergetic concept of natural hydrocarbon generation systems)]. *Geologicheskii zhurnal*. 1999;(1):30–42. In Russ.
13. Marakushev A.A., Marakushev S.A. Obrazovanie neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii [Formation of oil and gas fields]. *Litologiya i poleznye iskopaemye*. 2008;(5):505–521. In Russ.
14. Marakushev A.A., Marakushev S.A. Vodorodnoe dykhanie Zemli — ego proiskhozhdenie, geologicheskie i biologicheskie sledstviya [Hydrogen breathing of the Earth - its origin, geological and biological consequences]. *Alternativnaya energetika i ekologiya*. 2008;57(1):156–174. In Russ.
15. Kharakhinov V.V. Neftegazovaya geodinamika [Oil and gas geodynamics]. Moscow: Nauchnyi mir; 2019. 124 p. In Russ.
16. Kharakhinov V.V. Okhotomorskaya neftegazovaya provintsia (neftegazovaya geologiya i uglevodorodnyi potentsial) [Okhotsk Sea oil and gas province (oil and gas geology and hydrocarbon potential)]. Moscow: Nauchnyi mir; 2022. 388 p. In Russ.
17. Khain V.E. Osnovnye problemy sovremennoi geologii [Major problems of modern geology]. Moscow: Nauchnyi mir; 2003. 348 p. In Russ.
18. Baskov E.A., Belenitskaya G.A., Volkov V.I. et al. Lithogeodynamics and minerageny of sedimentary basins. Saint Petersburg.: Izd-vo VSEGEI; 1998. 480 p. In Russ.
19. Aplonov S.V., Lebedev B.A. Naftidogenez: prostranstvennye i vremennye sootnosheniya gigantskikh mestorozhdenii [Naftidogenesis: spatial and temporal relationships of giant deposits]. Moscow: Nauchnyi mir; 2010. 224 p. In Russ.
20. Planeta Zemlya. Entsiklopedicheskii spravochnik. Tom «Tektonika i geodinamika» [Encyclopedic guide. Volume "Tectonics and Geodynamics"]. Saint Petersburg: Izd-vo VSEGEI; 2004. 652 p. In Russ.
21. Dobretsov N.A. Mantiinye superplyumy kak prichina glavnoi geologicheskoi periodichnosti i global'nykh perestroek [Mantle superplumes as a cause of major geological recurrence and global restructuring]. *Doklady RAN*. 1997;357(6):777–780. In Russ.
22. Sherman S.I. Destruction of the lithosphere: fault-block divisibility and its tectonophysical regularities. *Geodynamics & Tectonophysics*. 2012;3(4):315–344. In Russ.
23. Anikeev K.A. Anomal'no vysokie davleniya v neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniyakh [Abnormally high pressures in oil and gas fields]. Leningrad: Nedra; 1965. V. 233. 168 p. In Russ.
24. Belenitskaya G.A. Rol' glubinnnykh flyuidov v osadochnom porodo- i rudoobrazovanii [Role of deep fluids in sedimentary rock and ore formation]. Degazatsiya Zemli i genezis neftegazovykh mestorozhdenii (k 100-letiyu so dnya rozhdeniya akademika P.N. Kropotkina). Moscow: Geos; 2011. pp. 143–188. In Russ.
25. Prokop'ev A.V., Koz'min B.M., Smelov A.P. et al. Tektonika, geodinamika i metallogeniya territorii respubliki Sakha (Yakutiya) [Tectonics, geodynamics and metallogeny of the Republic of Sakha (Yakutia)]. In: L.M. Parfenov, M.I. Kuz'min, eds. Moscow: MAIK «Nauka/Interperiodika»; 2001. 571 p. In Russ.
26. Kashirtsev V.A., Kontorovich A.Eh., Ivanov V.L., Safronov A.F. Natural bitumen fields in the northeast of the Siberian Platform (Russian Arctic sector). *Russian Geology and Geophysics*. 2010;51(1):72–82. DOI:10.1016/j.rgg.2009.12.007. In Russ.
27. Belenitskaya G.A. Soli i naftidy: global'nye prostranstvennye i kineticheskie vzaimosvyazi [Salts and naphthides: global spatial and kinetic relationships]. *Regional'naya geologiya i metallogeniya*. 2014;(59):97–111. In Russ.

28. Lukin A.E. Uglevodorodnyi potentsial bol'shikh glubin i perspektivy ego osvoeniya v Ukraine [Hydrocarbon potential of great depths and prospects for its development in Ukraine]. *Geofizicheskii zhurnal*. 2014;36(4):3–21. DOI: 10.1016/j.rgg.2012.05.006.
29. Metelkin D.V., Vernikovskiy V.A., Kazansky A.Yu. Tectonic evolution of the Siberian paleocontinent from the Neoproterozoic to the Late Mesozoic: Paleomagnetic record and reconstructions. *Russian geology and geophysics*. 2012;53(7):675–688. In Russ.
30. Timurziev A.I., Gogonenkov G.N. Noveishaya sdvigovaya tektonika osadochnykh basseinov: ot neftegazogeologicheskogo raionirovaniya do tekhnologii poiskov i razvedki gluboko zalegayushchikh mestorozhdenii uglevodorodov [Latest strike-slip tectonics in sedimentary basins: from geopetroleum zoning to the technology for exploration and prospecting of deep-seated hydrocarbon fields]. *Problemy obespecheniya gazodobyvayushchikh raionov Rossii do 2020 g.* Moscow: Gazprom VNIIGaz; 2012;(26):65–85. In Russ.
31. Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A., Khain V.E. Geologiya i geokhimiya nefti i gaza: Uchebnik. 3-e izd. pererab. i dop [Oil and gas geology and geochemistry: Textbook]. Moscow: Izd-vo Moskovskogo universiteta; 2012. 432 p. In Russ.
32. Bembel' R.M., Megerya V.M., Bembel' S.R. Geosolitons: Earth's functional system, the concept of hydrocarbon fields exploration and development. Tyumen': Izd-vo Vektor Buk; 2003. 344 p. In Russ.
33. Vaganov V.I., Ivankin P.F., Kropotkin P.N. et al. Vzryvnye kol'tsevye struktury shchitov i platform [Explosive ring structures of shields and platforms]. Moscow: Nedra; 1985. 200 p. In Russ.
34. Neruchev S.G., Rogozina E.A., Parparova G.M., Zelichenko I.A., Silina N.P. et al. Oil and gas formation in deposits of the Domanik type. Leningrad: Nauka; 1986. 248 p. In Russ.
35. Haq B.U., Hardenbol J. and Vail P.R. Chronology of Fluctuating Sea Levels Since the Triassic. *Science*. 1987;(235):1156–1167. In Russ.
36. Neruchev S.G. Uran i zhizn' v istorii Zemli. Leningrad: Nedra; 1982. 207 p.
37. Gottikh R.P., Pisotskii B.I. Geokhimicheskie priznaki geo- i flyuidodinamicheskikh obstanovok neftegazonakopleniya [Geochemical signs of geo- and fluid-dynamic environments of oil and gas accumulation]. *Degazatsiya Zemli i genezis neftegazovykh mestorozhdenii (k 100-letiyu so dnya rozhdeniya akademika P.N. Kropotkina)*. Moscow: Geos; 2011. pp. 115–142. In Russ.
38. Yudovich Ya.E., Ketris M.P. Geochemistry of black shale [Geokhimiya chernykh slantsev]. Leningrad: Nauka; 1988. 272 p. In Russ.
39. Valyaev B.M. O tempakh formirovaniya i vospolneniya zalezhei nefti i gaza [On the rate of formation and replenishment of oil and gas deposits]. *Aktual'nye problemy geologii nefti i gaza*. Moscow: Neft' i gaz; 2005. pp. 100–116. In Russ.
40. Kontorovich A.E., Vyshemirskii V.S. Neravnomernost' neftegazoobrazovaniya v istorii Zemli kak rezul'tat tsiklichnogo razvitiya zemnoi kory [Irregularity of oil and gas generation in the Earth history as a result of cyclic evolution of Earth's crust]. *DAN*. 1997;356(6):704–707. In Russ.
41. Konyukhov A.I. Okeanskije anoksicheskie sobytiya melovogo perioda i ikh rol' v formirovanii neftematerinskih otnoshenii na okrainakh materikov [Oceanic anoxic events of the Cretaceous period and their role in the formation of oil source relations on continental margins]. *Georesursy*. 2017. 2017;(Spetsvypusk Part 1):43–55. In Russ.

Информация об авторе

Харахинов Валерий Владимирович

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор
e-mail: v.kharakhinov@yandex.ru

Information about author

Valerii V. Kharakhinov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Professor
e-mail: v.kharakhinov@yandex.ru

КАЛЕНДАРЬ 2024
НЕФТЕГАЗОВЫХ КОНФЕРЕНЦИЙ1-6
апреля
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.

3-8
июня
2024 / Сочи

12-я Международная научно-практическая конференция

Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от пласта до магистральной трубы.

23-28
сентября
2024 / Сочи

19-я Международная научно-практическая конференция

Современные технологии строительства и капитального ремонта скважин. Перспективные методы увеличения нефтеотдачи пластов.

21-26
октября
2024 / Сочи

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

ПАРНЕР ПРОЕКТА

ОРГАНИЗАТОР ПРОЕКТА

Государственная дума
ФСРФСОЮЗ
НЕФТЕГАЗОВЫХ ИНЖЕНЕРОВ
РОССИИТоргово-промышленная
палата РФМинистерство ТЭК и ЖКХ
Краснодарского края

ВолгоградНИПИнефть



ООО «НПФ «Нитпо»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



+7 (861) 212 85 85



info@oilgasconference.ru



oilgasconference.ru



НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

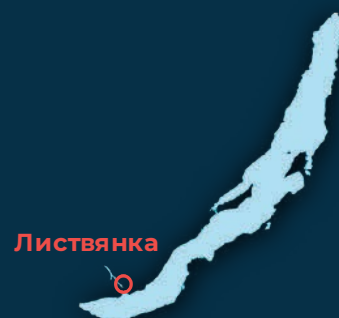


www.rcgh.ru

РОССИЙСКАЯ ГАЗОГИДРАТНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

РГК-2024

26 - 31 августа 2024 г. поселок
Листвянка, Байкал



Впервые на одной площадке соберутся представители организаций, подведомственных Федеральному агентству по недропользованию (Роснедра), Росгеологии, организаций-недропользователей, академических институтов РАН, ведущих университетов и Федеральных научных и образовательных центров, сервисных и технологических компании и компаний, занимающихся разработкой и производством геологического, газового и лабораторного оборудования, ученые руководители научных организаций из дружественных стран.



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

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

2. Статья может быть доставлена в редакцию:

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

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

- рекомендуемое количество рисунков в статье — не более 10.

4. Переданные материалы должны содержать:

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

5. Правила оформления текста.

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

6. Правила написания математических формул.

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

7. Правила оформления рисунков и таблиц.

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

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

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

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

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

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

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

- **Фактический размер рисунка не должен превышать формат A4 (книжная ориентация, 210×297 мм).**

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

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

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

8. Правила рецензирования и опубликования.

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

- Плата за публикацию статьи с авторов не взимается.

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

10. Правила оформления списка литературы.

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

GUIDELINES FOR AUTHORS

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

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

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

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

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

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

4. The materials submitted should include:

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

5. Text formatting rules:

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

6. Rules for mathematical formulas presentation:

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

7. Figures and Tables formatting rules:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

8. Review and publication rules:

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

- Publication of article is free for authors.

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

10. References formatting rules:

- Provide the references at the end of the article.
- References to the sources mentioned or somehow used in writing the articles are mandatory; enclose them in square brackets.
- References to theses, reports, and unpublished works are formed enclosed in round brackets within text of the article without mentioning in references.
- References should include at least 10 sources (recent, not more than 10 years old). References to the topical foreign researches on the subject are desirable.
- Reference formatting should comply with GOST R 7.0.5-2008.
- Number the sources in the order they are mentioned in the article.

КОНТАКТЫ

Заместитель главного редактора

Виктор Иосифович *Петерсилье*
+7(916) 656-77-93, vipetersilie@mail.ru

Редакция

Зав. редакцией *В.В. Виноградова*
+7(495) 954-52-47, vinogradova@vnigni.ru
Выпускающий редактор *В.В. Виноградова*
Научный редактор *О.И. Будянская*
Дизайн, верстка *Д.А. Потатюев*
Корректор, веб-мастер *П.Д. Шматченко*

Адрес учредителя, издателя и редакции

105118 Москва, ш. Энтузиастов, 36
Тел. 8(495) 954-52-47
info@oilandgasgeology.ru

Сайт журнала «Геология нефти и газа»

www.oilandgasgeology.ru

Индекс в каталоге «Урал-Пресс» — 43299
Индекс в Объединенном каталоге «Пресса России» — 43299
Индекс в онлайн-каталоге «Почта России» — П4631

CONTACT INFORMATION

Deputy Editor in Chief

Viktor Petersilye
+7(916) 656-77-93, vipetersilie@mail.ru

Editorial office

Managing editor V.V. Vinogradova
+7(495) 954-52-47, vinogradova@vnigni.ru
Executive editor V.V. Vinogradova
Science editor O.I. Budyanskaya
Design, layout D.A. Potatuev
Proofreader, website P.D. Shmatchenko

Adress

36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118
Tel. 8(495) 954-52-47
info@oilandgasgeology.ru

Website

www.oilandgasgeology.ru

Catalogue "The Ural-Press Agency" Index — 43299
Unified catalogue "Russian Press" Index — 43299
Online catalogue "Russian Post" Index — П4631

Цена свободная

Подписано в печать 14.05.2024. Тираж 400 экз. Бумага мелованная, гарнитура PT Serif, Calibri
Отпечатано в ООО «Радугапринт»
117105, Москва, Варшавское шоссе, д. 28А.

Open price

Signed to print 14.05.2024. Circulation 400 copies. Coated paper, typeface PT Serif, Calibri
Printed by ООО "Radugaprint"
117105, 28A, Varshavskoe shosse, Moscow, Russia
