

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



ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

6 2022

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА

Геолого-тектонические особенности и перспективы нефтегазоносности Северного Устья (стр. 29)

Коллекторские свойства нижневендских песчаников Непского свода (Восточная Сибирь) (стр. 57)

Перспективы наращивания ресурсной базы УВ в центральной части Южно-Татарского свода (стр. 67)



RUSSIAN

OIL AND GAS GEOLOGY

Geologiya nefi i gaza

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

SINCE 1957

Соучредители
Co-founders

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



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



ПАО «Газпром»
PAO "Gazprom"



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



6

2022

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

RUSSIAN
OIL AND GAS
GEOLOGY

Geologiya nefti i gaza



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

2022

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

Журнал основан в 1957 г. МИНГЕО СССР

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

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

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

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

Периодичность 6 выпусков в год.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор

Варламов А.И.

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

Зам. главного редактора

Петерсилье В.И.

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

Грунис Е.Б.

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

Дахнова М.В.

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

Конторович А.Э.

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

Мельников П.Н.

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

Соловьев А.В.

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

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

Элов М.И.

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

Бабашева М.Н. (Казахстан)

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

Восков Д. (Нидерланды)

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

Ужкенов Б.С. (Казахстан)

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

Ульмишек Г. (США)

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

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

Journal was initiated by MINGEO USSR in 1957

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

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

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

Publication frequency 6 issues per year.

EDITORIAL BOARD

Editor in Chief

Aleksey I. Varlamov,

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

Deputy Editor in Chief

Viktor I. Petersilye,

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

Aleksandr P. Afanasev,

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

Vasily I. Bogoyavlensky,

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

Marina V. Dakhnova,

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

Mikhail I. Epov,

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

Natalia K. Fortunatova,

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

Grigoriy A. Gabrielyants,

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

Georgiy N. Gogonenkov,

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

Mikhail N. Grigoryev,

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

Evgeniy B. Grunis,

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

Aleksey E. Kontorovich,

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

Pavel N. Melnikov,

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

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

Antonina V. Stoupakova,

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

Vladimir I. Vysotskiy,

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

Mansiya Babasheva (Kazakhstan),

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

Gregory Ulmishak (USA),

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

Bulat Uzhkenov (Kazakhstan),

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

Denis Voskov (Netherlands),

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



СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
И РЕЗУЛЬТАТЫ ГРП

5

Маракова И.А., Вельтистова О.М., Мотрюк Е.Н., Сабельников М.Ю. Геодинамические аспекты размещения нефтегазоперспективных структурных форм в доманиково-турнейском карбонатном комплексе Верхнепечорской впадины Предуральяского краевого прогиба

19

Яковлев Ю.А., Кожевникова Е.Е., Башкова С.Е. Гидрогеохимические особенности девонского терригенного нефтегазоносного комплекса на территории Среднего Приуралья

29

Ажгалиев Д.К., Бабашева М.Н., Нурсултанова С.Н. Геолого-тектонические особенности строения и перспективы нефтегазоносности Северного Устья

45

Никитина М.В., Филимончиков А.А. Закономерности заполнения ловушек углеводородов на территории Ножовского выступа Пермского края

КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА

57

Балагуров М.Д. Коллекторские свойства и обстановки накопления нижневендских песчаников на юго-западном склоне Непского свода (Восточная Сибирь)

ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ
И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ УВ

67

Афлятунов Р.Р., Бачков А.П., Веденина Н.Г., Войтович С.Е., Чернышова Н.Г., Фортунатова Н.К., Канев А.С., Дахнова М.В., Петерсилье В.И., Можегова С.В. Высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые отложения доманикового типа как объект наращивания ресурсной базы углеводородов в центральной части Южно-Татарского свода

85

Салахидинова Г.Т., Кульков М.Г., Вторушина Э.А. Повышение достоверности оценки степени катагенеза органического вещества баженовской свиты путем комплексирования пиролитических и молекулярных параметров (северо-западная часть территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры)

101

**СПИСОК СТАТЕЙ, ОПУБЛИКОВАННЫХ
В ЖУРНАЛЕ «ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА»
В 2022 г.**

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

5

Marakova I.A., Veltistova O.M., Motryuk E.N., Sabelnikov M.Yu. Domanik-Tournaisian carbonate sequence in Verkhnepechorsky depression of Urals Foredeep: geodynamic aspects of oil and gas promising structural form occurrence

19

Yakovlev Yu.A., Kozhevnikova E.E., Bashkova S.E. Hydrogeochemical features of terrigenous Devonian Play in Middle Urals

29

Azhgaliev D.K., Babasheva M.N., Nursultanova S.N. Geotectonic features of structure and petroleum potential of Northern Ustyurt

45

Nikitina M.V., Filimonchikov A.A. Patterns of hydrocarbon trap filling in Nozhovsky Salient territory of Perm Krai

OIL AND GAS RESERVOIRS

57

Balagurov M.D. Lower Vendian sandstones on the south-western slope of Nepsky Arch (Eastern Siberia): reservoir properties and depositional settings

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

67

Aflyatunov R.R., Bachkov A.P., Vedenina N.G., Voitovich S.E., Chernyshova N.G., Fortunatova N.K., Kanev A.S., Dakhnova M.V., Petersil'e V.I., Mozhegova S.V. High-carbon carbonate-siliceous domanik-type deposits: object of hydrocarbon resource base development in central part of South Tatarsky Arch

85

Salakhidinova G.T., Kul'kov M.G., Vtorushina E.A. Combining pyrolysis and molecular parameters to improve reliability of assessment of Organic Matter maturity level in Bazhenov Formation (north-western part of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra)

101

THE LIST OF ARTICLES, PUBLISHED IN SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL GEOLOGIYA NEFTI I GAZA (RUSSIAN OIL AND GAS GEOLOGY) IN 2022

УДК 550.8.05:550.83(551.24)

DOI 10.31087/0016-7894-2022-6-5-18

Геодинамические аспекты размещения нефтегазоперспективных структурных форм в доманиково-турнейском карбонатном комплексе Верхнепечорской впадины Предуральского краевого прогиба

© 2022 г. | И.А. Маракова, О.М. Вельтистова, Е.Н. Мотрюк, М.Ю. Сабельников

ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет», Ухта, Россия; oveltistova@ugtu.net; miss.marakova@mail.ru; kmotryuk@yandex.ru; tawio@yandex.ru

Поступила 22.08.2022 г.

Доработана 12.09.2022 г.

Принята к печати 16.09.2022 г.

Ключевые слова: *Предуральский краевой прогиб; Верхнепечорская впадина; тектонодинамические факторы; катагенез; рифы; магнитное поле; гравитационное поле; геоплотностная модель.*

Аннотация: Статья посвящена комплексному изучению геодинамических факторов, оказывающих влияние на размещение структурных форм в осадочном чехле, которые отображаются в магнитном, гравитационном и сейсмическом полях. В исходных данных приводится местоположение Верхнепечорской впадины, ее тектоническое строение, границы. Целью статьи является установление геодинамических зависимостей размещения нефтегазоперспективных структурных форм в доманиково-турнейском карбонатном комплексе Верхнепечорской впадины Предуральского краевого прогиба. По трем критериям обоснована перспективность исследуемой территории Верхнепечорской впадины на нефть и газ. На основании анализа геолого-геофизических материалов установлено, что в результате тектонических движений и при различной дислоцированности впадины проявляется унаследованность локальных структур от форм рельефа кристаллического фундамента. Исходя из этого, в структурном плане по верхнедевонским отложениям выделены литолого-фациальные зоны, отражающие последовательность формирования одиночных, барьерных рифов, карбонатных банок и доманикитов. По результатам анализа геохимических данных установлено, что большая часть Верхнепечорской впадины характеризуется стадиями катагенеза МК₄–МК₅. В ходе работы с геофизическими материалами проведено общее сопоставление структурно-тектонических форм изучаемой территории Верхнепечорской впадины с геологической поверхностью фундамента, магнитным и гравитационным полями. Для более детального анализа было проведено геоплотностное моделирование с применением методики построения плотностных моделей для сложнопостроенных и слабоизученных сред с использованием программных продуктов PlayGround, EvDynInversion, GeoVip, Surfer. Построены три геоплотностные модели, которые отражают строение литолого-фациальных зон и размещение предполагаемых объектов в зависимости от блоковой тектоники.

Для цитирования: Маракова И.А., Вельтистова О.М., Мотрюк Е.Н., Сабельников М.Ю. Геодинамические аспекты размещения нефтегазоперспективных структурных форм в доманиково-турнейском карбонатном комплексе Верхнепечорской впадины Предуральского краевого прогиба // Геология нефти и газа. – 2022. – № 6. – С. 5–18. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-6-5-18.

Domanik-Tournaisian carbonate sequence in Verkhnepechorsky depression of Urals Foredeep: geodynamic aspects of oil and gas promising structural form occurrence

© 2022 | I.A. Marakova, O.M. Veltistova, E.N. Motryuk, M.Yu. Sabelnikov

Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia; oveltistova@ugtu.net; miss.marakova@mail.ru; kmotryuk@yandex.ru; tawio@yandex.ru

Received 22.08.2022

Revised 12.09.2022

Accepted for publication 16.09.2022

Key words: *Urals Foredeep; Verkhnepechorsky depression; tectonodynamic factors; catagenesis; reef; magnetic field; gravity field; geodensity model.*

Abstract: The paper discusses integrated studies of geodynamic factors influencing the occurrence of structural forms in the sedimentary cover, which can be seen in magnetic, gravity, and seismic fields. The initial information includes the location of Verkhnepechorsky depression, its tectonic framework, and boundaries. The purpose of the work was to reveal geodynamic aspects of oil and gas promising structural form occurrence within the Domanik-Tournaisian carbonate sequence of Verkhnepechorsky depression (Urals Foredeep). The authors use three criteria to substantiate oil and gas potential of the study area within the Verkhnepechorsky depression. Based on the analysis of geological and geophysical data, it was found that as a result of tectonic movements and at different dislocation degree of the depression, the inheritance of local structures from the topographical forms of crystalline basement becomes apparent. Proceeding from this, lithofacies zones

were identified in the structural geometry of the Upper Devonian deposits, reflecting the sequence of individual barrier reefs, carbonate banks, and Domanikites formation. According to the results of geochemical data analysis, it was found that the majority of the Verkhnepechorsky depression is characterized by MK_4 – MK_5 catagenesis stages. A general correlation of structural and tectonic forms of the studied Verkhnepechorsky depression with the geological basement surface, magnetic and gravity fields was carried out when working with geophysical materials. For a more detailed analysis, geodensity modelling was conducted applying the methodology of building density models for structurally complicated and underexplored formations with the use of PlayGround, EvDynInversion, GeoVip, and Surfer software products. Three geodensity models were created showing architecture of lithofacies zones and position of the expected objects depending on block tectonics. In conclusion, the authors analyse the results obtained in the studies and present their conclusions.

For citation: Marakova I.A., Veltistova O.M., Motryuk E.N., Sabelnikov M.Yu. Domanik-Tournaisian carbonate sequence in Verkhnepechorsky depression of Urals Foredeep: geodynamic aspects of oil and gas promising structural form occurrence. Geologiya nefi i gaza. 2022;(6):5–18. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-6-5-18. In Russ.

Введение

Истощение ресурсной базы старых нефтегазоносных провинций, открытие мелких и средних по размеру месторождений [1–3] требуют активизации и разработки рационального комплекса дополнительных геолого-разведочных и исследовательских работ в таких сложнопостроенных районах, как Верхнепечорская впадина.

Прогноз нефтегазоносности изучаемых территорий основан на понимании тектонических процессов, происходивших в земной коре в разные периоды ее становления [4–8]. Особенности глубинного строения и геодинамические процессы формирования земной коры напрямую связаны с образованием месторождений УВ. Построение достоверных моделей геологического строения сложных тектонических зон, основанное на различных аспектах развития нефтегазоносных бассейнов и с учетом комплексной интерпретации геолого-геофизических данных, позволит повысить прогнозируемость исследуемых территорий и определить участки, перспективные на УВ.

Исходные данные

Верхнепечорская впадина расположена в южной части Предуральяского краевого прогиба. Изучением геологического строения впадины занимались многие исследователи: Б.Я. Вассерман, А.М. Груздев, В.И. Богацкий, В.И. Сливкова, В.И. Пучков, Л.Т. Белякова, В.А. Стенина, Т.Г. Гринько, Б.И. Тарбаев, Ф.Н. Снисарь, А.А. Иванова, Т.И. Гончаренко и др. [9, 10].

Верхнепечорская впадина включает в себя структуры II порядка: Печоро-Ильчскую моноклинал, Югид-Вуктыльскую депрессию, Вуктыльскую тектоническую пластину, Сарьюдинскую складчато-чешуйчатую зону, Курьинскую антиклинальную зону, Патраковскую складчато-покровную зону, Говорухинско-Немыдскую складчатую зону [11]. Границы впадины на северо-востоке проходят по Печоро-Кожвинской зоне разломов, которая ограничивает с юго-запада Печоро-Кожвинский мегавал. Западная граница впадины проводится условно: на севере впадины по зоне малоамплитудных мичаю-пашнинских дислокаций, далее вдоль границы резкого увеличения мощностей раннепермских (артинско-кунгурских) терриген-

ных молассовых отложений. Южным ограничением Верхнепечорской впадины является Полюдово-Колчимская структурная зона. Восточная граница проходит по главному Западно-Уральскому надвигу, выделяющемуся в виде серии кулисообразно расположенных нарушений (рис. 1).

История изучения Верхнепечорской впадины геофизическими методами показывает, что территория слабо изучена сейсморазведкой. Площадь исследований покрыта равномерно редкой сетью профилей МОГТ-2D. Плотность этой сети составляет $0,812 \text{ км}^2/\text{км}^2$. На территории Верхнепечорской впадины пробурено 303 скважины различного назначения, изученность бурением составляет $89,5 \text{ км}^2/\text{скв}$. В пределах этой впадины открыто 8 месторождений: Козлаюское (газовая залежь возраста C_{1v}), Вуктыльское (нефтегазоконденсатные залежи возраста D_3fm_3 , C_{1v} , C_{2b} , C_{2m} , C_3-P_1), Мишпарминское (газоконденсатная массивная залежь возраста $C_{2m}-C_3$), Юрвож-Большелягское (газоконденсатная залежь возраста D_3), Рассохинское (газовые залежи возраста P_{1ar} , $C_3 + P_{1a} + P_{1s} + P_{1ar}$), Курьинское (газовая залежь возраста P_{1k}), Патраковское (газовая залежь возраста C_{1bb}), Анельское (газовая залежь возраста $C_3-P_{1s} + P_{1ar}$).

Цель исследований

Целью исследований является установление геодинамических зависимостей размещения нефтегазоперспективных структурных форм в доманиково-гурнейском карбонатном комплексе Верхнепечорской впадины Предуральяского краевого прогиба.

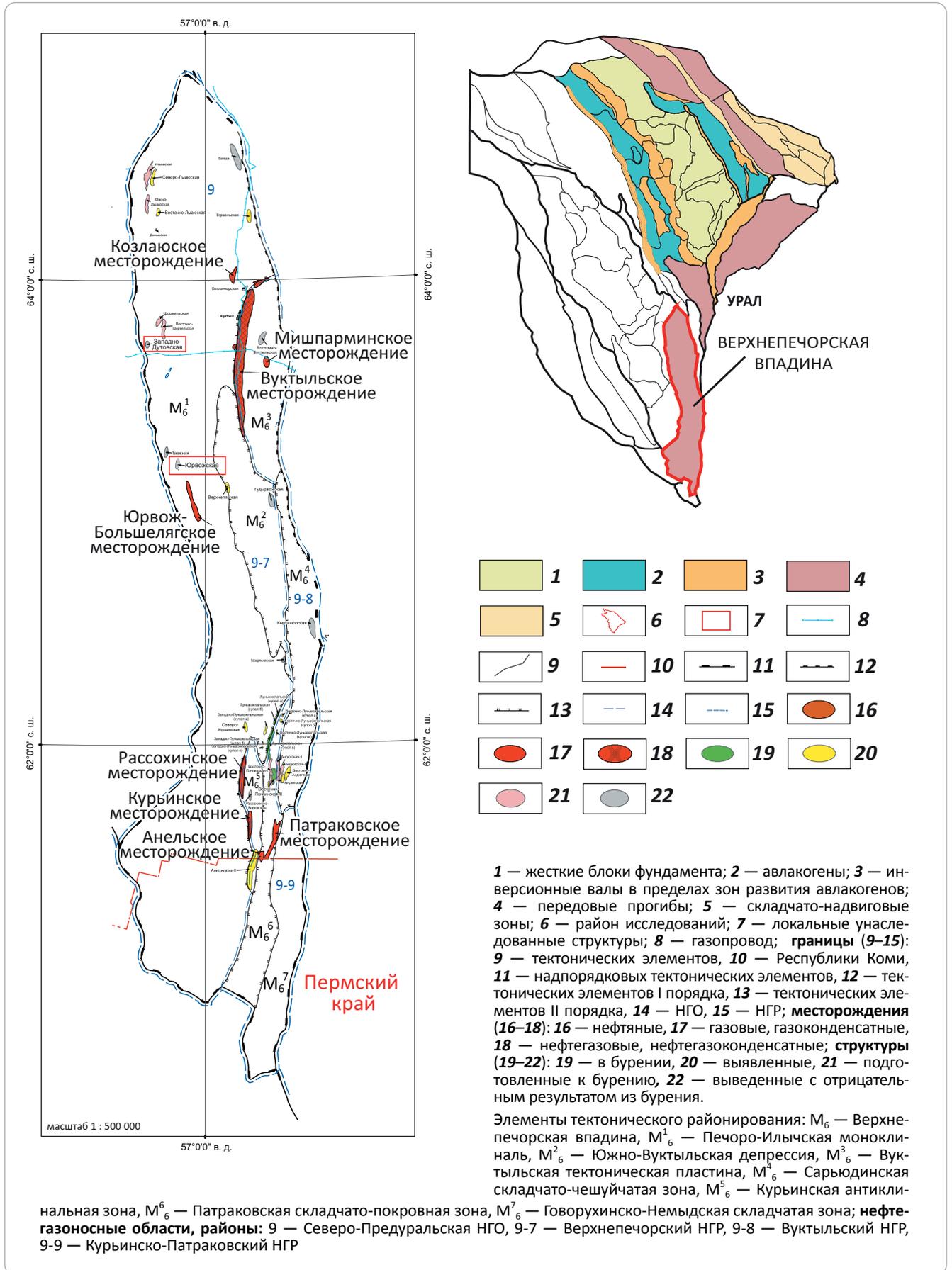
Методы исследований

Использование информационной базы данных геофизических, геохимических исследований, а также глубокого бурения позволило изучить влияние морфологии и дизъюнктивной тектоники кристаллического фундамента на формирование и размещение различных структурных форм в осадочном чехле и их флюидонасыщение в интервале карбонатных отложений позднедевонского возраста.

Результаты исследований

В тектоническом плане Верхнепечорская впадина приурочена к краевой части Тимано-Печорской плиты. По морфологии локальных структур

Рис. 1. Обзорная карта исследуемого района (составила И.А. Маракова по материалам ООО «ТП НИЦ») / Fig. 1. Location map of the study area (created by I.A. Marakova using data from ООО TP NITs)



Усл. обозначения к рис. 1, окончание
Legend for Fig. 1, end.

1 — rigid block of the Basement; 2 — aulacogen; 3 — inversion swell within the zone of aulacogen development; 4 — foredeep; 5 — fold and thrust zone; 6 — study area; 7 — inherited local structures; 8 — gas main; **boundaries (9–15):** 9 — tectonic elements, 10 — the Komi Republic, 11 — super-order tectonic elements, 12 — I-st order tectonic elements, 13 — II-nd order tectonic elements, 14 — Petroleum Area, 15 — Petroleum District; **fields (16–18):** 16 — oil, 17 — gas, gas condensate, 18 — oil and gas, and oil, gas and condensate; **structures (19–20):** 19 — drilling at the time of publication, 22 — identified, 21 — prepared to drilling, 22 — decommissioned with negative result.

Elements of tectonic zoning: M_6 — Verkhnepechorsky depression, M_6^1 — Pechoro-Ilychsky monocline, M_6^2 — South Vuktyl'sky depression, M_6^3 — Vuktyl'sky tectonic plate, M_6^4 — Sar'yudinsky sheet-folded zone, M_6^5 — Kur'insky anticline zone, M_6^6 — Patrakovsky blanket-folded zone, M_6^7 — Govorukhinsky-Nemydsky folded zone; **petroleum areas, districts:** 9 — North-Urals Petroleum Region, 9-7 — Verkhnepechorsky Petroleum District, 9-8 — Vuktyl'sky Petroleum District, 9-9 — Kur'insko-Patrakovsky Petroleum District

впадина делится на внешнюю, осевую и внутреннюю зоны, отличающиеся разной степенью влияния уральского складкообразования.

Западная (внешняя) зона Верхнепечорской впадины выделяется как Печоро-Ильчская моноклиналь — структура II порядка. В осевой зоне впадины выделена Южно-Вуктыльская синклинали.

Внутренняя приуральская зона Верхнепечорской впадины осложнена серией высокоамплитудных надвигов и характеризуется чешуйчато-надвиговым строением. Складки и надвиги внутренней зоны впадины в плане образуют линейную систему дислокаций, выпуклую к западу. К внутренней части Верхнепечорской впадины относятся Вуктыльская тектоническая пластина, Сарьюдинская складчато-чешуйчатая зона, Курьинская антиклинальная зона, Патраковская складчато-покровная зона, Говорухинско-Немыдская складчатая зона. Эти крупные антиклинально-чешуйчатые структуры представляют собой головные части отдельных тектонических пластин, погружающихся к востоку под надвиговые дислокации главного Западно-Уральского надвига.

В результате анализа данных были выделены основные критерии нефтегазоносности Верхнепечорской впадины: структурно-тектонический, литолого-фациальный и геохимический.

Важным является изучение орогенеза, включая влияние интрузивного магматизма на метаморфизацию пород осадочного чехла, прилегающих к геосинклинальным областям, на структурообразование, где могла быть реализована геодинамическая модель нефтегазообразования, допускающая полигенный генезис УВ [12]. На современном этапе развития программных средств, технологии и методов исследований значительно расширились возможности изучения условий формирования УВ-залежи. Широкое развитие получили подходы, отражающие влияние энергетических, флюидодинамических процессов на формирование залежей нефти и газа. В исследуемом районе предполагается такой механизм обогащения УВ осадочных толщ.

На территории Верхнепечорской впадины фундамент, согласно схематической структурно-тектонической карте поверхности фундамента, погружается с запада на восток от 4,5 до 10,5 км. Осадочный

чехол Верхнепечорской впадины имеет четкую структурно-формационную зональность, которая меняется как латерально, вкрест простирания основных структурных элементов, так и вертикально, по разрезу. Эти изменения вызваны стадиями тектонического развития рассматриваемого региона.

Стадийность структурообразующих подвижек, их взаимоотношения, динамизм и направленность в пределах исследуемого тектонического элемента определяли развитие локальных объектов в течение палеозоя — раннего мезозоя. Установлены зоны с объектами, которые развивались непрерывно. Объекты такого типа обычно прослеживаются по всем структурным этажам осадочного чехла. Сопоставление карты фундамента и структурной карты по подошве доманикового горизонта показало, что все локальные структуры унаследованы (рис. 2).

В пределах исследуемого интервала отложений изучено несколько литолого-фациальных зон:

- барьерные рифы;
- одиночные рифы;
- карбонатные рифовые банки;
- доманикиты.

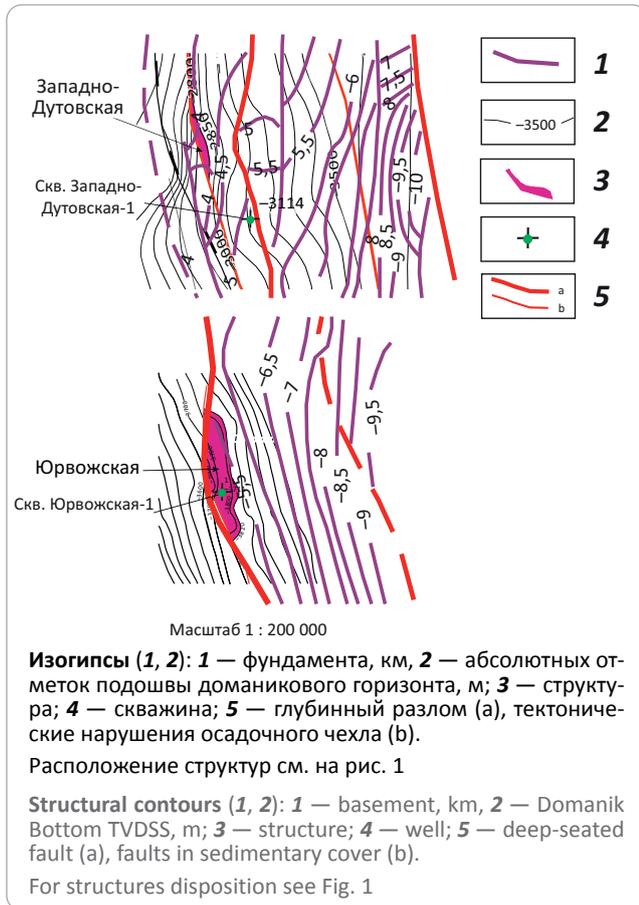
Рифогенные отложения задонского горизонта (аналоги карбонатных пачек Φ_0 и Φ_n) нарастают на верхнефранских рифогенных породах в разрезах одиночных органогенных построек. Сложены они известняками и доломитами. Известняки серые и светло-серые с коричневым оттенком, биогермно-водорослевые, ступково-комковатые, часто узорчатые, прослоями кавернозно-пористые (скважины Динъюская-1, Ронаельская-1 и др.).

Верхнезадонская (лемъюская) толща заполнения, сформированная в глубоководной предрифовой зоне задонского барьерного рифа, распространена вокруг Верхнепечорской карбонатной банки. Лемъюская толща заполнения сложена мергелями и аргиллитами с прослоями глинистых известняков.

В районе скважин Западно-Дутовская-1 и Белая-2 предполагается развитие барьерного рифа, сформированного на бровке лемъюской (верхнезадонской) толщи заполнения. Мощность барьерных рифов составляет 120–190 м и более.

В разрезах одиночных органогенных построек рифогенные раннеелецкие отложения нарастава-

Рис. 2. Локальные унаследованные структуры Верхнепечорской впадины (составила И.А. Маракова)
Fig. 2. Inherited local structures of the Verkhnepechorsky depression (created by I.A. Marakova)



ются на доманиково-задонских рифогенных породах (Юрвож-Кылымьельский атолл), а верхнеелецкие рифогенные отложения наращиваются на раннеелецких рифогенных породах (Юрвож-Кылымьельский атолл). Они сложены известняками органогенно-обломочными, доломитизированными и известковистыми доломитами, серыми и коричневатыми, тонко-крупнозернистыми, пятнами сульфатизированными, реликтово-сгустково-комковатыми, прослоями органогенно-обломочными и биогермно-водорослевыми [13].

Анализ истории развития изучаемой территории показывает, что морфология фундамента и орогенические процессы оказывали прямое влияние на обстановки осадконакопления и последующие условия формирования нефтегазоперспективных зон. Режим пассивной окраины на рассматриваемой территории сохранялся в течение становления среднедевон-турнейского структурного этажа [2]. В его строении примечательны грабеновые прогибы, контролируемые разломами северо-западного «тиманского» простирания, и относительно глубоководная впадина континентального шельфа с линейной системой рифогенных образований.

Структурно-тектонические процессы, менявшие облик Верхнепечорской впадины, сопровож-

дались и обусловлены эндогенными процессами. Подвижки блоков фундамента происходили на различных этапах тектогенеза и приводили не только к появлению разломов, но и обеспечивали протекание как флюидодинамических процессов, так и миграцию в молодых нефтеобразующих системах. Что касается геохимической характеристики, то большая часть Верхнепечорской впадины характеризуется стадиями катагенеза МК₄–МК₅ и только на крайнем востоке впадины — АК₁₋₂ (R₀ составляла 1,15–2 % и более). Самая северная и самая южная части впадины остались наименее прогретыми, и здесь катагенез завершился на стадии МК₃. По результатам исследований можно заключить, что повышенные содержания ОВ в доманикитах могут быть приурочены к зонам проявления магматизма, что также тесно связано с историей становления земной коры региона (рис. 3).

Анализ морфологии гравитационного и магнитного полей подчеркивает структурно-тектонические особенности строения фундамента и осадочного чехла. На всех этапах геологического изучения разреза при ограниченности сейсморазведочных исследований гравиразведка всегда оправдана, а комплексный анализ этих данных повышает достоверность выводов.

Источником сведений о петрофизических свойствах горных пород, слагающих осадочный чехол и фундамент, являются результаты изучения керн глубоких скважин и отчетные геолого-геофизические данные.

Приуральская зона охватывает территорию Косью-Роговской, Большесынинской и Верхнепечорскую впадину Предуральского прогиба и представляет собой полосу отрицательных значений гравитационного поля. Большое влияние на снижение напряженности поля оказывает мощность верхнего терригенного комплекса, который представлен отложениями верхней перми, имеющими плотность от 2,5 г/см³ в западной части прогиба до 2,6–2,65 г/см³ в наиболее прогнутой его части.

Подстилающие породы карбонатного комплекса, включающие отложения нижней перми, карбона, верхнего девона, имеют большой разброс значений плотности — от 2,65 до 2,76 г/см³, вследствие принадлежности к различным литолого-фациальным зонам и разной глубине залегания. Аномальная плотность (0,12–0,15 г/см³) на границе терригенного и карбонатного комплексов будет влиять на формирование локальных аномалий гравитационного поля. Большую роль оказывает и поведение кровли фундамента. Перепад плотности между осадочным чехлом и фундаментом может варьировать от 0,1 до 0,18 г/см³, а с учетом вулканогенных интрузий, даже больше.

На рис. 4 показан фрагмент гравитационного поля Верхнепечорской впадины. В пределах западного борта наблюдаются вытянутые максимумы поля силы тяжести значительной интенсивности,

Рис. 3. Карта отражательной способности витринита по подошве доманиковых отложений (составлена авторами статьи по материалам ООО «ТП НИЦ»)

Fig. 3. Map of vitrinite reflectance over the Domanik Bottom (created by the authors using materials from ООО TP NITs)

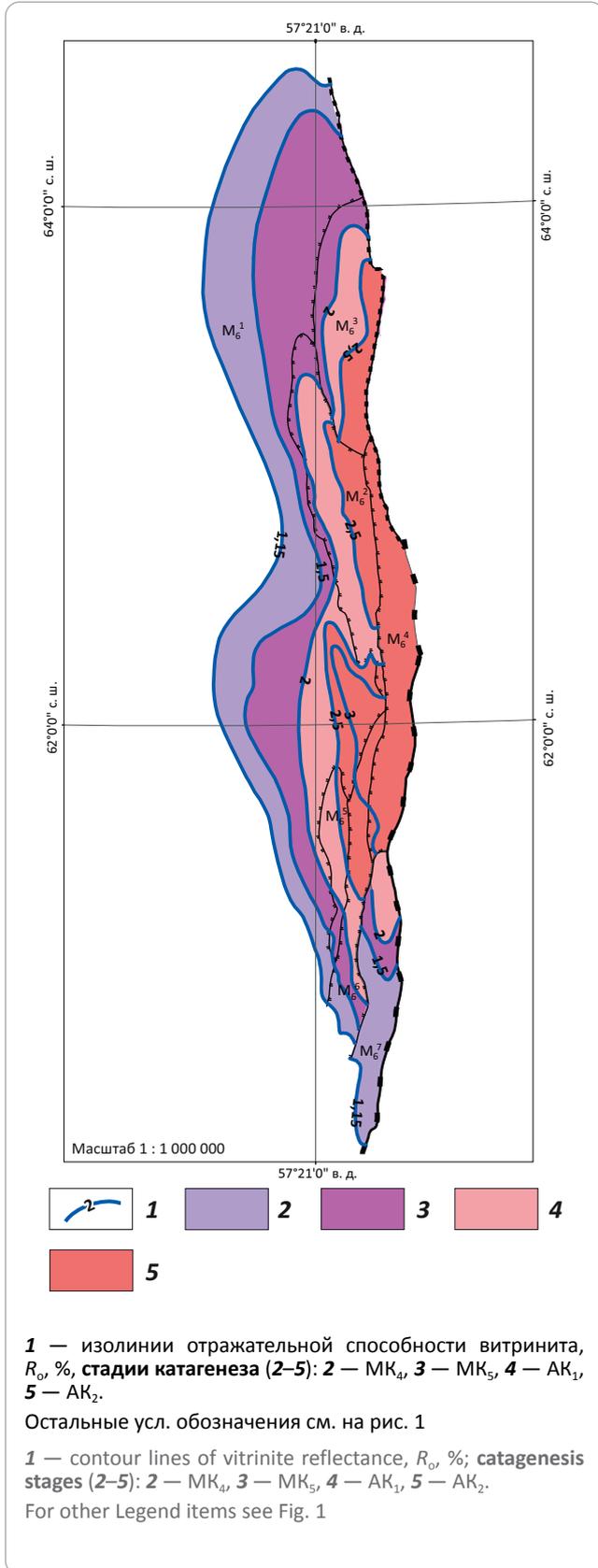
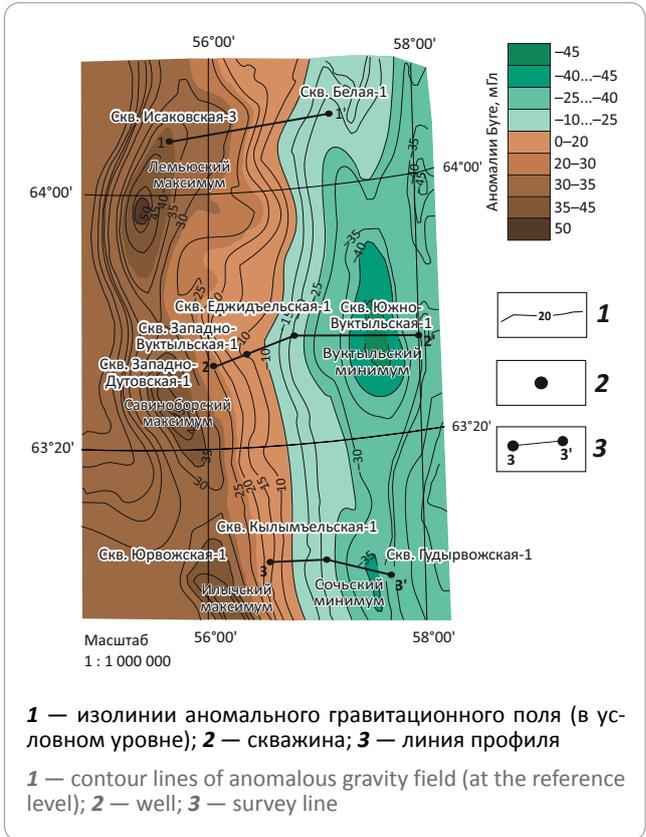


Рис. 4. Фрагмент гравитационного поля Верхнепечорской впадины (составили И.А. Маракова, М.Ю. Сабельников)
Fig. 4. Fragment of Bouguer gravity field, Verkhnepechorsky depression (created by I.A. Marakova, M.Yu. Sabelnikov)

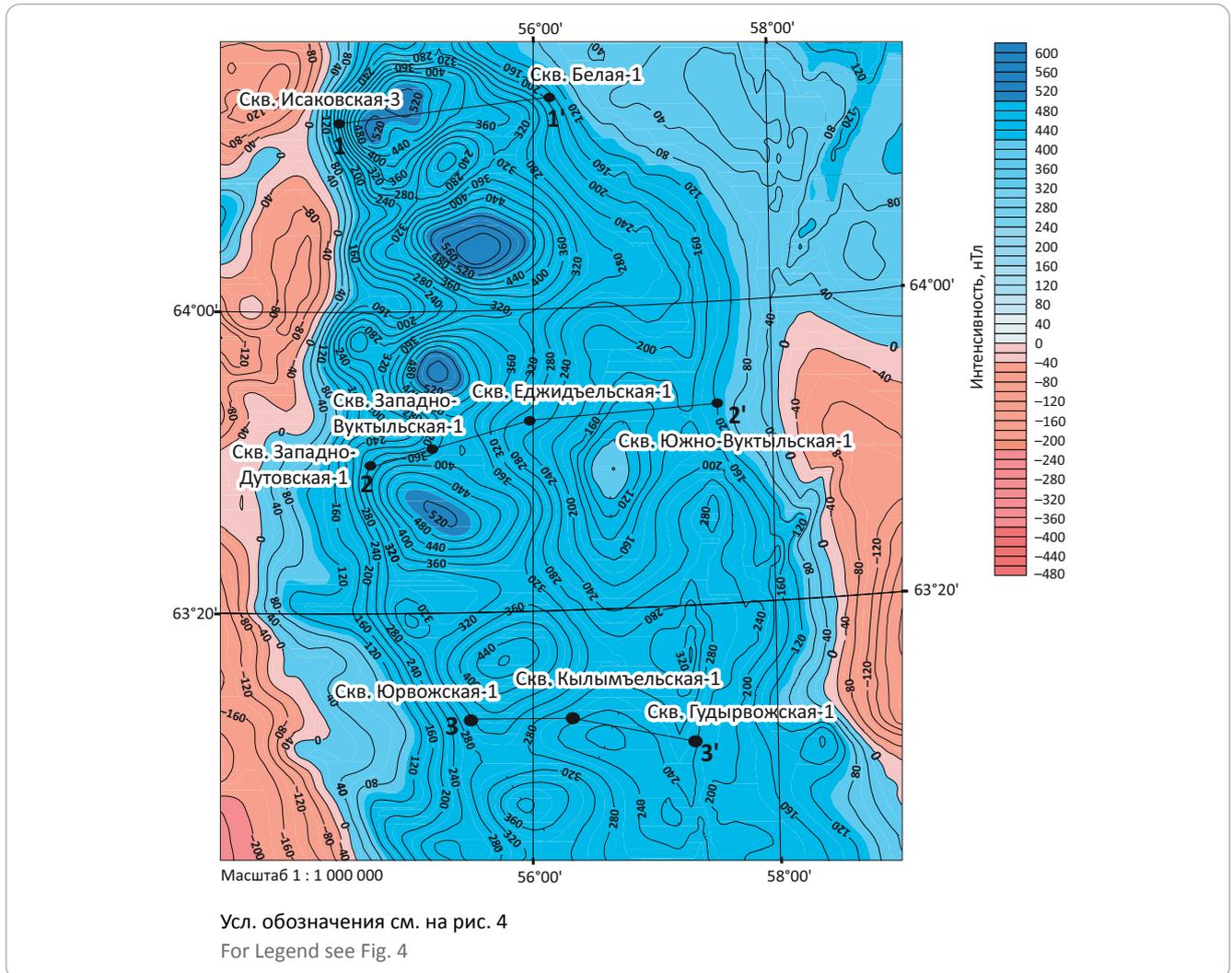


приуроченные к Илыч-Чикшинской зоне разломов. Восточнее выделяется градиентная зона, характеризующая убывание силы тяжести в восточном направлении с максимальным градиентом до 2 мГал. Такой градиент может быть обусловлен региональным наклоном фундамента с запада на восток от 3500 до 10 000 м и тектоническими контактами пород разной плотности внутри фундамента.

Восточный борт впадины характеризуется полосой региональных минимумов, имеющих уральское простираение. Полоса отрицательных аномалий гравитационного поля в плане совпадает с Вуктыльской тектонической пластиной и Южно-Вуктыльской депрессией. Гравитационные минимумы сопровождаются линейными магнитными максимумами (рис. 5). Серия магнитных аномалий округлой формы и большой интенсивности (до 600 нТл) связана, по-видимому, с влиянием интрузивных и эффузивных образований. Исследования керна в скв. Западно-Дутовская-1 показали, что породы представлены метабазальтами, обладают высокой намагниченностью — до $2900 \cdot 10^{-6}$ ед. СГС, а в среднем — до $1500 \cdot 10^{-6}$ ед. СГС. Аномалии могут создавать подводящие каналы, по которым происходило излияние эффузивов.

На карте магнитных аномалий на территории исследований выделяются локальные положитель-

Рис. 5. Фрагмент карты магнитных аномалий (ООО «ТП НИЦ») / Fig. 5. Fragment of anomalous magnetic field (ООО TP NITs)



ные аномалии, которые могут быть связаны с интрузивными образованиями (см. рис. 5).

Смещение гравитационных и магнитных максимумов относительно друг друга в плане может свидетельствовать об их различном геологическом происхождении. Серию региональных магнитных аномалий, приуроченную к зоне высокого градиента поля силы тяжести, можно интерпретировать как зону разломов глубокого заложения.

Построение достоверных физико-геологических моделей сред изучаемых регионов является основой эффективного принятия решений о перспективах нефтегазоносности. При проведении работ использовалась методика построения плотностной модели сложнопостроенных и слабоизученных сред с заданной степенью точности, удовлетворяющей наблюдаемому гравитационному полю [14–16]. Методика предназначена для нахождения параметров плотностных моделей вдоль заданных профилей, пространственная интерполяция которых создает поля в сечениях по профилям, совпадающие с наблюдаемыми. Основным методическим приемом является упрощение вычислительных схем объем-

ного моделирования за счет использования более наглядных и легких, приближенных методов профильной интерпретации.

Для построения начального приближения была использована программа PlayGround. Решение обратной плотностной задачи гравirazведки по разрезу проводилось с использованием программного средства EvDynInversion. Для каждого из выделенных слоев подбирались параметры критерия оптимальности [17, 18]. Интерпретация полученных результатов и вывод полученной объемной структурно-плотностной модели проводились в программе GeoVIP, для лучшего графического представления моделей использовался Surfer [14–18].

Моделирование геологической среды осуществлялось с учетом сейсмических данных, результатов бурения и плотностных характеристик пород. Для исследований были выбраны три профиля, пересекающие Верхнепечорскую впадину с запада на восток (рис. 6–8).

На рис. 6 представлена геоплотностная модель по линии скважин Исаковская-3 – Белая-1. Профиль



Рис. 6. Геоплотностная модель по профилю 1–1' (составили Е.Н. Мотрюк, И.А. Маракова, О.М. Вельтистова)
Fig. 6. Geodensity model along 1–1' Line (created by E.N. Motryuk, I.A. Marakova, O.M. Veltistova)

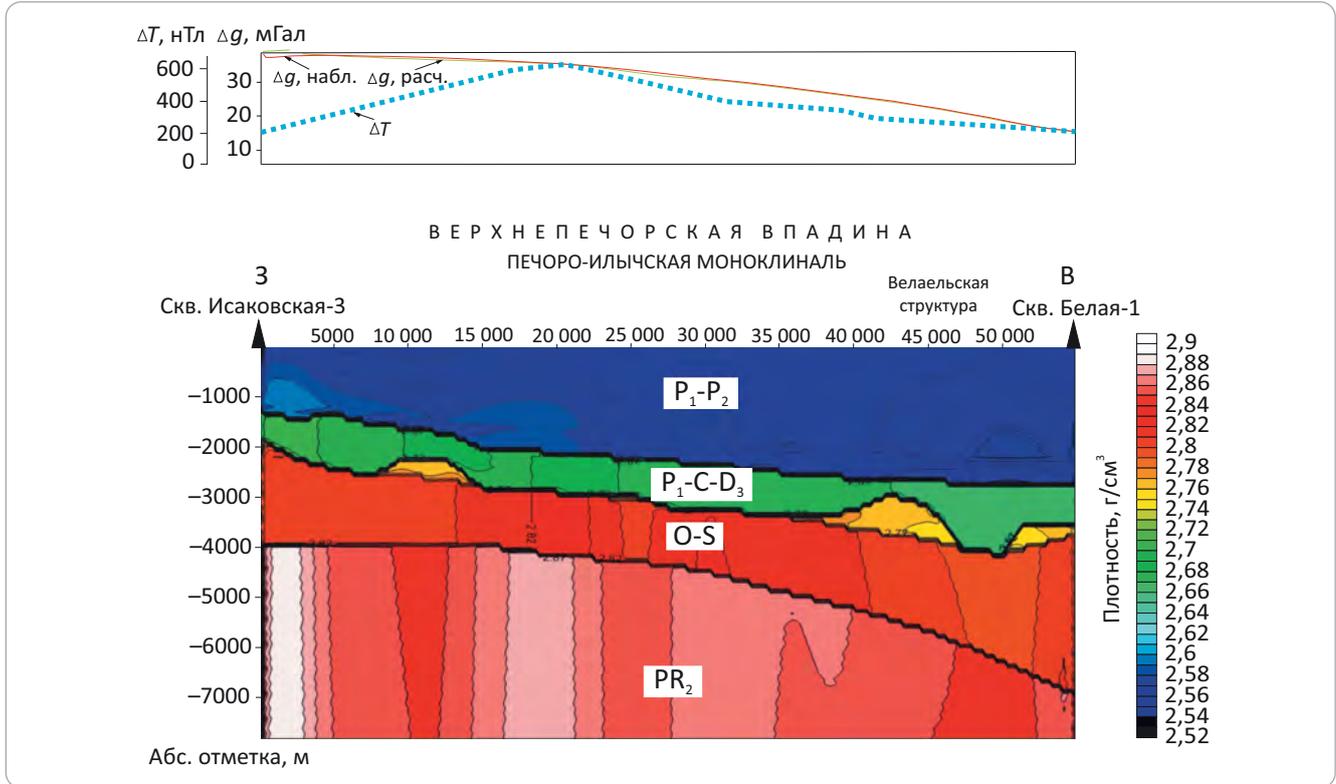
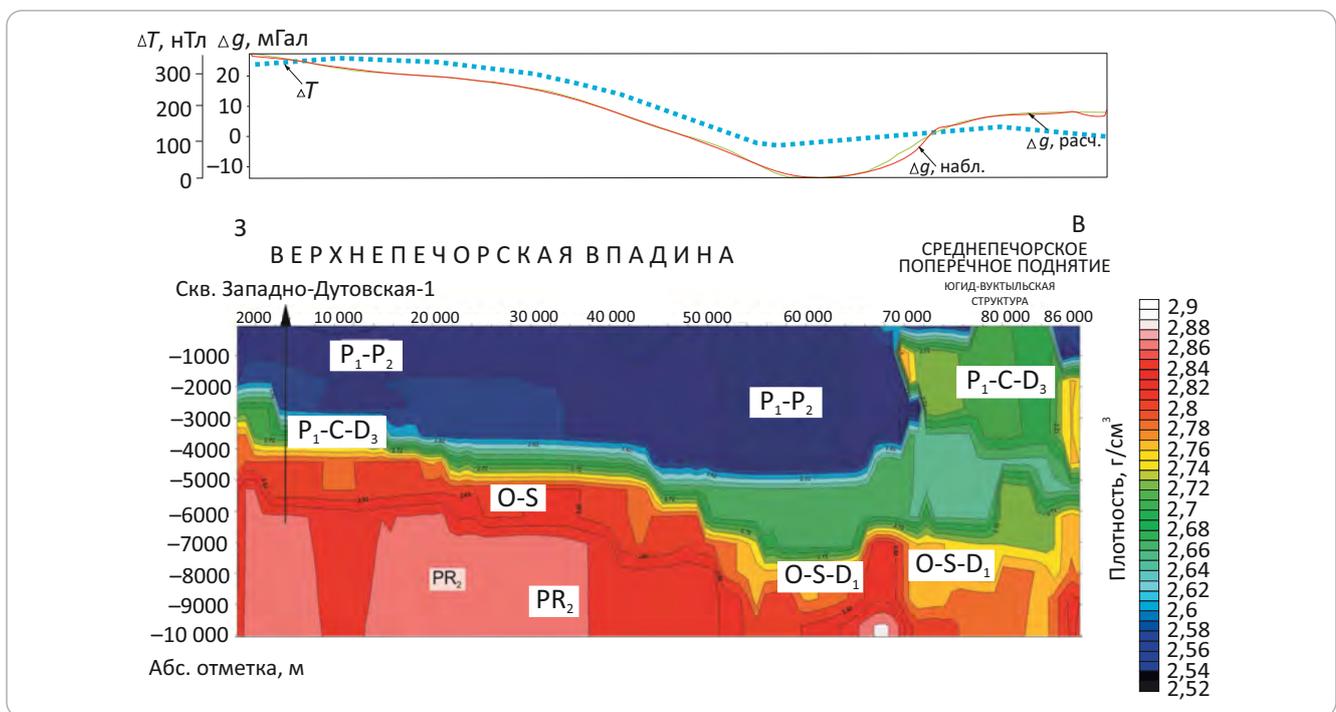


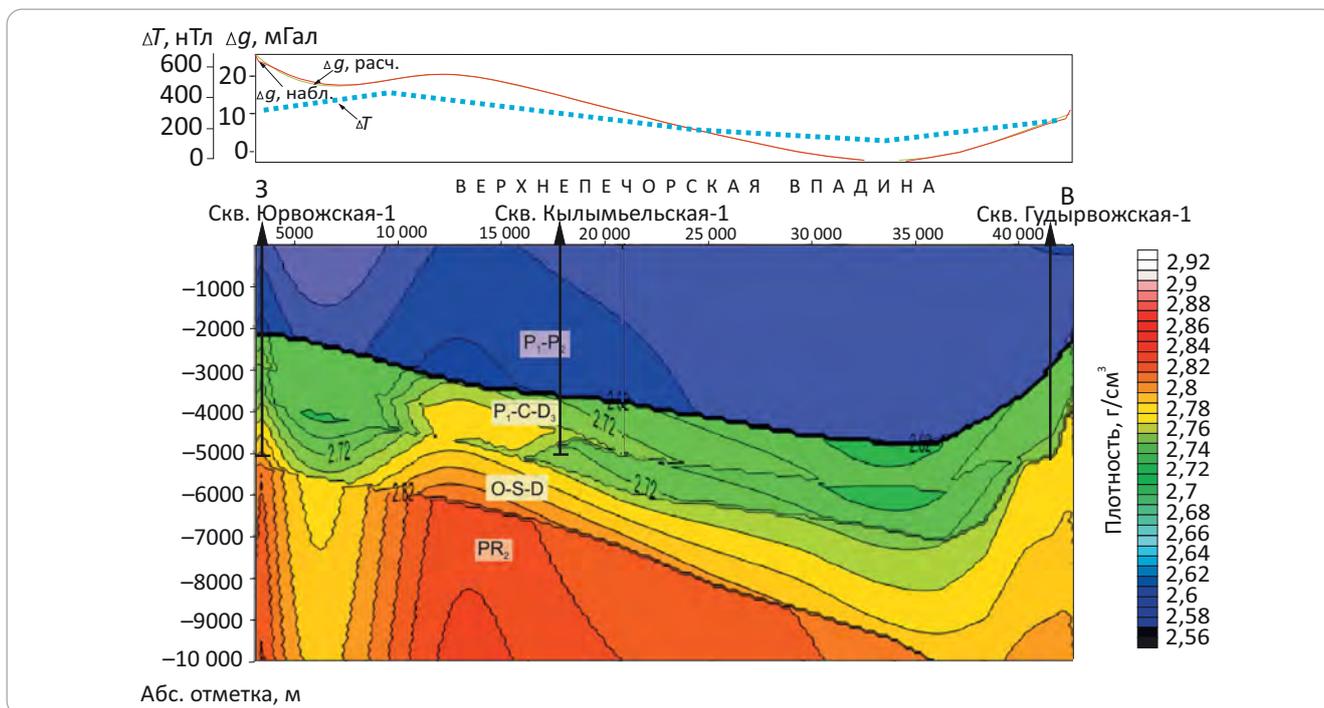
Рис. 7. Геоплотностная модель по профилю 2–2' (составили Е.Н. Мотрюк, И.А. Маракова, О.М. Вельтистова)
Fig. 7. Geodensity model along 2–2' Line (created by E.N. Motryuk, I.A. Marakova, O.M. Veltistova)



расположен в северной части Верхнепечорской впадины и пересекает Печоро-Ильчскую моноклинал, где в доманиково-турнейском комплексе она выделена по материалам сейсморазведочных работ и подтверждена бурением карбонатная банка.

На модели в осадочном чехле наблюдается четкое распределение пород выделенных комплексов по плотности: верхний — терригенный, представлен породами верхней перми и частично нижней, средний — карбонатный, сложен отложениями

Рис. 8. Геоплотностная модель по профилю 3–3' (составили Е.Н. Мотрюк, И.А. Маракова, О.М. Вельтистова)
Fig. 8. Geodensity model along 3–3' Line (created by E.N. Motryuk, I.A. Marakova, O.M. Veltistova)



нижней перми, карбона и верхнего девона, нижний — терригенно-карбонатный, включает породы силурийского и ордовикского возраста. Рифогенные постройки, выделенные в карбонатном комплексе Печоро-Илычской моноклинали, согласно расчетным данным, характеризуются плотностями от 2,74 до 2,78 г/см³, депрессионные отложения — 2,68–2,66 г/см³.

Фундамент исследуемой территории Верхнепечорской впадины имеет блоковое строение и отличается большим разбросом значений плотности. Верхнепротерозойский метаморфический комплекс локально перекрыт образованиями молассовой формации — красноцветными и сероцветными ритмично-слоистыми терригенными и туфотерригенными отложениями, сформировавшимися за счет размыва вулканогенных пород и метаморфических сланцев. Плотность пород верхнего протерозоя южной части Верхнепечорской впадины по определением зерна составляет для сланцев, гранитов — 2,65 г/см³, диоритов, вулканогенных пород скв. Западно-Дутовская-1 — 2,75–2,85 г/см³.

Результаты детальной магнитометрической съемки масштаба 1: 50 000 и данные бурения показывают, что для этого региона характерны интрузии основного и ультраосновного состава. Дайка диабазов вскрыта скв. Исаковская-4 внутри карбонатов верхнего девона плотностью 2,9 г/см³.

В западной части профиля расположена Исаковская рифогенная структура, входящая в состав Мичаю-Пашнинского вала, имеющего инверсионную природу и расположенного над Илыч-Чикшинской системой разломов. Этой области отвечают

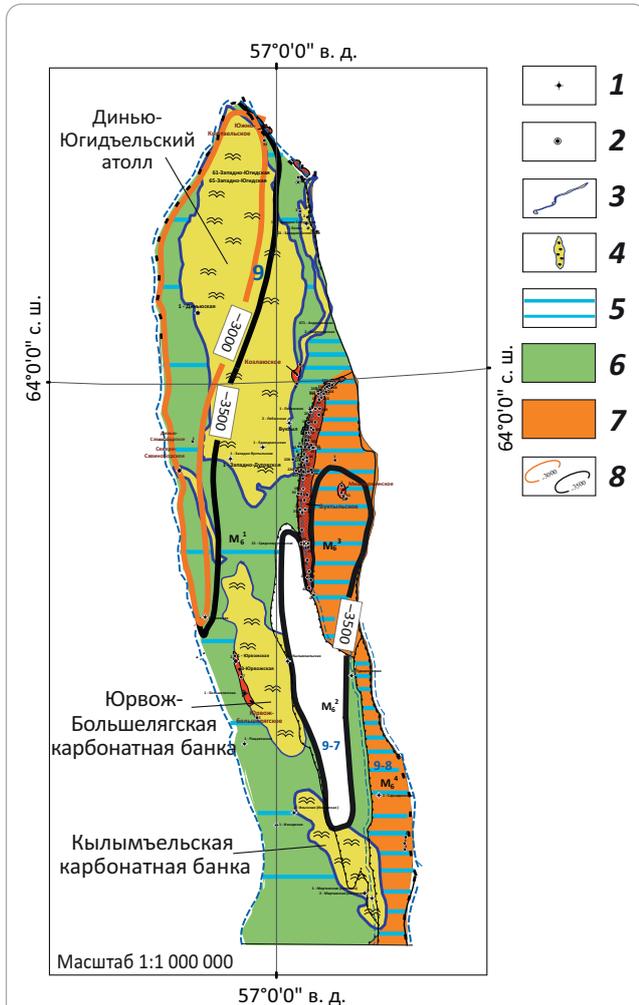
гравитационный максимум и минимум магнитного поля. Породы фундамента, имеющие высокие плотности, относятся к слабомагнитным. Магнитный максимум отмечается в центральной части профиля, где прослежена градиентная зона поля силы тяжести, соответствующая серии глубинных нарушений. Восточнее гравитационное поле соответствует поведению кровли фундамента, т. е. понижению с запада на восток, что типично и для магнитного поля, вследствие изменения магнитных свойств пород.

Анализ геолого-геофизического материала показывает, что рифы определенного типа часто формируются в зонах блоков, осложненных тектоническими нарушениями, с основными и ультраосновными интрузиями. По зонам тектонических нарушений проходил тепловой поток, способствовавший нефтегазообразованию. На образование ловушек УВ, наряду с тектоническим фактором, оказывал влияние и теплообмен.

Геоплотностной разрез по профилю 2-2' составлен по линии скважин Западно-Дутовская-1 — Западный Вуктыл-1 — Югид-Вуктыл-1 (см. рис. 7). Анализ карт и графиков потенциальных полей показывает, что на формирование современного структурного плана основных плотностных комплексов большое влияние оказывают глубинные факторы.

На графике гравитационного поля в центральной части профиля (пикеты 5200–6400) выделяется региональный вуктыльский минимум значительной интенсивности, который относится к зоне отрицательных значений Верхнепечорской впадины

Рис. 10. Карта-схема прогнозных зон нефтегазонакопления и развития разнотипных коллекторов в Верхнепечорской впадине
Fig. 10. Schematic map of the predicted oil and gas accumulation zones and occurrence of different reservoir types in the Verkhnepechorsky depression



Скважины (1, 2): 1 — параметрические, 2 — опорные; **рифогенные образования (3, 4):** 3 — барьерные, 4 — атолл, карбонатная банка; 5 — зона газоносности, **зоны развития разнотипных коллекторов (6, 7):** 6 — порово-кавернозных седиментационного и гипергенного генезиса, 7 — кавернозно-трещинных гипергенного и тектонодинамического генезиса; 8 — границы выходов отложений доманиково-турнейского комплекса под геоплотностные срезы на гипсометрических уровнях, м.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

Wells (1, 2): 1 — stratigraphic well, 2 — key well; **reef buildups (3, 4):** 3 — barrier, 4 — atoll, carbonate bank; 5 — gas bearing zone, **zones of different reservoir type occurrence (6, 7):** 6 — porous-vegy of sedimentary and supergene genesis, 7 — fractured-vegy of supergene and tectonodynamic genesis; 8 — boundaries of the deposits of Domanik-Tournaisian sequence outcropping below geodensity slices at altitude levels, m.

For other Legend items see Fig. 1

На геоплотностной модели этого профиля в карбонатном комплексе выделяются верхнедевонские рифы Юрвожского месторождения и Кылымьельской атолловодной постройки с плотностями от 2,76 до 2,78 г/см³, которые разделены низкоплот-

ностными породами толщи заполнения от 2,67 до 2,7 г/см³. Это является обоснованием перспектив нефтегазоносности Кылымьельской площади, которые подтверждены результатами бурения скв. Кылымьельская-1. В восточной части профиля отмечается увеличение мощности терригенной толщи и понижение кровли фундамента. В гравитационном поле на пикетах 32 000–35 000 наблюдается минимум поля силы тяжести. Фундамент на расчетной модели характеризуется разбросом плотностей от 2,77 до 2,79 г/см³ на пикетах 5000–7000 в западной части профиля, до 2,82–2,84 г/см³ — на пикетах 12 000–14 000.

Результатом исследований является схема прогноза нефтегазоносности. На рис. 10 показаны прогнозные зоны нефтегазонакопления и развития разнотипных коллекторов в Верхнепечорской впадине. Анализ геолого-геофизического материала свидетельствует о том, что значительный потенциал открытия крупных газовых скоплений имеется во внутренней и центральной зонах Верхнепечорской впадины.

Рифовые постройки в доманиково-турнейском нефтегазоносном комплексе, выраженные в геоплотностных моделях, хорошо коррелируются с данными сейсморазведки и бурения. Для оценки перспектив таких рифогенных систем следует рассматривать их как единый поисковый объект, включая рифовые, депрессионные и шельфовые отложения, перекрытые единой визейской покрывкой.

Закключение

Анализ геоплотностных моделей, построенных по серии профилей в пределах центральной части Верхнепечорской впадины, показывает приуроченность рифогенных построек к выступам фундамента, зонам внедрения интрузий, контролируемым тектоническими нарушениями.

Смещение гравитационных и магнитных максимумов относительно друг друга указывает на различное геологическое происхождение. Особенности пространственной связи аномалий Δg и ΔT , вероятно, можно проанализировать, исходя из теории изостазии. Учитывая равновесное состояние земной коры, в состав приподнятых блоков фундамента входят породы пониженной плотности — 2,72–2,76 г/см³, а погруженным — отвечают более плотные породы со значениями плотности 2,8–2,9 г/см³. Зоны тектонических нарушений, по которым происходили подвижки земной коры, представляют собой ослабленные участки, которые обеспечивали проникновение газообразных компонентов, способствующих формированию УВ [19]. Восточным ограничением Верхнепечорской впадины является Ильич-Чикшинская зона разломов. По мнению геологов, эта зона высокой проницаемости отражает в фундаменте области базитовых комплексов, подобные которым имеются в зоне главного Уральского глубинного разлома, где они выходят на поверхность.

Проведенные исследования позволяют сделать следующие выводы:

– доказано влияние разломно-блокового строения фундамента на доманиковые отложения, имеющие унаследованный характер структурных планов и тектонических нарушений;

– морфология аномального гравитационного поля отражает поведение фундамента;

– природа магнитного поля исследуемой территории Верхнепечорской впадины тесно связана с влиянием эффузивных и интрузивных пород, входящих в состав фундамента;

– геоплотностное моделирование подчеркивает литолого-фациальную зональность в пределах комплексов осадочного чехла;

– выделенные рифогенные постройки контролируются выступами фундамента;

– дифференциация плотностей фундамента, вертикальные зоны разуплотнения указывают на связь глубинных процессов с формированием залежей УВ.

Геоплотностное моделирование, выполненное по региональным профилям, показывает возможность проведения комплексной интерпретации для прогноза перспективных площадей с учетом повышения детальности разведки. Кроме того, дальнейшие научные исследования требуют анализа влияния теплового поля региона на нефтегазообразование.

Литература

1. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Лившиц В.Р., Рыжкова С.В. Главные направления развития нефтяного комплекса России в первой половине XXI века // Вестник Российской академии наук. – 2019. – Т. 89. – № 11. – С. 1095–1104. DOI: 10.31857/S0869-587389111095-1104.
2. Грунис Е.Б., Маракова И.А. Перспективы открытия новых месторождений в Тимано-Печорской провинции и арктическом шельфе // Геология нефти и газа. – 2019. – № 5. – С. 5–13. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-5-5-13.
3. Ростовщиков В.Б., Маракова И.А., Колоколова И.В. Перспективы открытия новых месторождений УВ в Тимано-Печорской провинции // Геология и минеральные ресурсы Европейского Северо-Востока России : мат-лы XVII Геологического съезда Республики Коми. Т. III (Сыктывкар, 16–18 апреля 2017 г.). – Сыктывкар : ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2019. – С. 142–149.
4. Малышев Н.А., Шипилов Э.В. Геодинамическая эволюция Европейского Северо-Востока в девоне // Вестник института геологии Коми НЦ УрО РАН. – 2002. – № 11. – С. 2–4.
5. Юдин В.В. Происхождение Предуральского краевого прогиба // Тектоника северо-востока Европейской платформы: Тр. Ин-та геологии Коми НЦ УрО АН СССР. – Вып. 68. – Сыктывкар, 1998. – С. 90–97.
6. Соборнов К.О., Ростовщиков В.Б. Новые направления поисков нефти и газа в поясе надвигов Северного Урала [Электронный ресурс] // Геология нефти и газа. – 1995. – № 6. – Режим доступа: <http://www.geolib.ru/OilGasGeo/1995/06/Stat/stat05.html> (дата обращения 16.05.2022).
7. Соборнов К.О. Структура складчатых поясов и перспектива открытия крупных месторождений в складчатом Предуралье [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10. – № 1. – http://www.ngtp.ru/rub/4/6_2015.pdf. (дата обращения 16.05.2022). DOI: 10.17353/2070-5379/6_2015.
8. Никонов Н.И., Куранов А.В. Перспективные направления геологоразведочных работ на нефть и газ в Предуральском прогибе [Электронный ресурс] // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2017. – № 4(19). – С. 1–7. – Режим доступа: http://oilgasjournal.ru/issue_19/nikonov.pdf (дата обращения 16.05.2022). DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2017-19.art4.
9. Богацкий В.И., Войтович А.К. Тектоническое строение и перспективы нефтегазоносности Верхнепечорской впадины // Проблемы нефтегазоносности Тимано-Печорской провинции : сб. науч. тр. – М. : Изд-во ЦНИИТЭнефтегаз, 1964. – С. 3–23.
10. Пучков В.И. Геология Урала и Приуралья (актуальные вопросы стратиграфии, тектоники, геодинамики и металлогении) – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2010. – 280 с.
11. Прищеп О.М., Богацкий В.И., Макаревич В.Н., Чумакова О.В., Никонов Н.И., Куранов А.В., Богданов М.М. Новые представления о тектоническом и нефтегазогеологическом районировании Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 4. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf (дата обращения 16.05.2022).
12. Маракова И.А. Прогноз скоплений углеводородов во внутренней зоне Предуральского краевого предгорного прогиба // Геология нефти и газа. – 2021. – № 4. – С. 95–101. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-95-101.
13. Теплов Е.Л. Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции. – СПб. : ООО «Реноме», 2011. – 286 с.
14. Вельтистова О.М., Мотрюк Е.Н. Моделирование геологической среды Вуктыльской площади при помощи современных компьютерных технологий // Успехи современного естествознания. – 2018. – № 7. – С. 95–101.
15. Мотрюк Е.Н. Технология и методика объемной реконструкции геоплотностных моделей. – Кишинев : LAP LAMBERT Academic Publishing, 2014. – 128 с.
16. Вельтистова О.М., Мотрюк Е.Н. Изучение геологического строения надвиговых зон комплексом геофизических методов // Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ : сб. материалов II Международной научной конференции. – Пермь : Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2019. – С. 241–246.
17. Мотрюк Е.Н., Вельтистова О.М. Выбор оптимальных параметров решения обратных задач гравиразведки на основе критериального подхода для площадей Тимано-Печорской провинции // Современные наукоемкие технологии. – 2020. – № 5. – С. 70–78. DOI: 10.17513/snt.38034.

18. Кобрунов А.И. Математические основы теории интерпретации геофизических данных: учеб. пособие. – М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 288 с.
19. Бембель Р.М., Бембель С.Р. Геосолитонная концепция месторождений углеводородов в районе Среднего Приобья // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2008. – № 19. – С. 23–28.

References

1. Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Livshits V.R., Ryzhkova S.V. Main directions of development of the oil complex of Russia in the first half of the twenty-first century. *Herald Of The Russian Academy Of Sciences*. 2019;89(6):558–566. DOI: 10.31857/S0869-587389111095-1104. In Russ.
2. Grunis E.B., Marakova I.A. Prospects for new fields discovery in Timan-Pechora Province and Arctic Shelf. *Geologiya nefi i gaza*. 2019;(5): 5–13. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-5-5-13. In Russ.
3. Rostovshchikov V.B., Marakova I.V., Kolokolova I.A. Perspektivy otkrytiya novykh mestorozhdenii uglevodorodov v Timano-Pechorskoi provintsii [Prospects for new hydrocarbon fields in the Timan-Pechora province]. In: *Geologiya i mineral'nye resursy Evropeiskogo Severo-Vostoka Rossii: materialy XVII Geologicheskogo s"ezda Respubliki Komi*. V. III. Syktyvkar: IG Komi NTS URO RAN; 2019. pp. 142–149. In Russ.
4. Malyshev N.A., Shipilov E.V. Geodinamicheskaya ehvolyutsiya Evropeiskogo Severo-Vostoka v devone [Geodynamic evolution of the European North-East in the Devonian]. *Vestnik instituta geologii Komi NTS URO RAN*. 2002;(11):2–4. In Russ.
5. Yudin V.V. Proiskhozhdenie Predural'skogo kraevogo progiba [Origin of Urals Foredeep]. In: *Tektonika severo-vostoka Evropeiskoi platformy: tr. In-ta geologii Komi NTs UrO AN SSSR*. Issue 68. Syktyvkar, 1998. pp. 90–97. In Russ.
6. Sobornov K.O., Rostovshchikov V.B. New targets for petroleum exploration for oil and gas in the North Urals thrust belt. *Geologiya nefi i gaza*. 1995;(6). Available at: <http://www.geolib.ru/OilGasGeo/1995/06/Stat/stat05.html>. (accessed 16.05.2022). In Russ.
7. Sobornov K.O. Structure of fold belts and prospects of discovery of large deposits in folded Pre-Urals. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*. 2015;10(1). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/6_2015.pdf (accessed 16.05.2022). DOI: 10.17353/2070-5379/6_2015. In Russ.
8. Nikonov N.I., Kuranov A.V. Prospective directions of oil and gas exploration in the pre- Ural foredeep. *Aktual'nye problemy nefi i gaza*. 2017;4(19):1–7. Available at: http://oilgasjournal.ru/issue_19/nikonov.pdf (accessed 16.05.2022). DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2017-19.art4. In Russ.
9. Bogatskii V.I., Voitovich A.K. Tektonicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti Verkhnepechorskoi vpadiny [Tectonic framework and petroleum potential of the Verkhnepechorsky depression]. In: *Problemy neftegazonosnosti Timano-Pechorskoi provintsii*. Moscow: Izd-vo TSNITEhneftegaz; 1964. pp. 3–23. In Russ.
10. Puchkov V.N. Geology of the Urals and Cis-Urals (actual problems of stratigraphy, tectonics, geodynamics and metallogeny). Ufa: DesignPoligraphService; 2010. 280 p. In Russ.
11. Prishchepa O.M., Bogatskii V.I., Makarevich V.N., Chumakova O.V., Nikonov N.I., Kuranov A.V., Bogdanov M.M. The Timan-Pechora oil-bearing province — new tectonical insight. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2011;6(4). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf (accessed 16.05.2022). In Russ.
12. Marakova I.A. Prediction of hydrocarbon accumulations in the Pre-Urals foreland basin interior zone. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(4):95–101. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-95-101. In Russ.
13. Teplov E.L. Prirodnye rezervuary neftegazonosnykh kompleksov Timano-Pechorskoy provintsii [Natural reservoirs of hydrocarbon plays in the Timan-Pechora Province]. In: E.L. Teplov, P.K. Kostygova, eds. Saint Petersburg : OOO "Renome", 2011. 286 p. In Russ.
14. Vel'tistova O.M., Motryuk E.N. Modeling of the geological environment of Vuktylskaya square using modern computer technologies. *Advances in current natural sciences*. 2018;(7):95–101. In Russ.
15. Motryuk E.N. Tekhnologiya i metodika ob'emnoi rekonstruktsii geoplotnostnykh modelei [Spatial reconstruction of geodensity models: technology and methodology]. Chisinau: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2014. 128 p. In Russ.
16. Vel'tistova O.M., Motryuk E.N. Izuchenie geologicheskogo stroeniya nadvigovykh zon kompleksom geofizicheskikh metodov In: *Novye napravleniya neftegazovoi geologii i geokhimii. Razvitie geologorazvedochnykh rabot* [Geological structure of thrust zones: multidiscipline geophysical studies]. Perm': Permskii gosudarstvennyi natsional'nyi issledovatel'skii universitet. 2019. pp. 241–246. In Russ.
17. Motryuk E.N., Vel'tistova O.M. Selection of optimal parameters for solving the inverse problems of gravographic exploration on the basis of a criterial approach for areas of the Timan-Pechora province. *Modern high technologies*. 2020;(5):70–78. DOI: 10.17513/snt.38034. In Russ.
18. Kobrunov A.I. Matematicheskie osnovy teorii interpretatsii geofizicheskikh dannykh [Mathematical basis of theory of geophysical data interpretation]. Moscow: TsentrLiTNeftEGaz; 2008. 288 p. In Russ.
19. Bembel R.M., Bembel S.R. Geosolitonnaya kontseptsiya mestorozhdenii uglevodorodov v raione Srednego Priob'ya [Geosoliton idea of hydrocarbon fields in Middle Ob region]. *Vestnik nedropol'zovatelya Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga*. 2008;(19):23–28. In Russ.

Информация об авторах

Маракова Инна Андреевна

Кандидат геолого-минералогических наук,
доцент

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет,
169300 Ухта, ул. Первомайская, д. 13

e-mail: miss.marakova@mail.ru

ORCID ID: 0000-0003-0542-1675

Information about authors

Inna A. Marakova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Associate Professor

Ukhta State Technical University,
13, ul. Pervomaiskaya, Ukhta, 169300, Russia

e-mail: miss.marakova@mail.ru

ORCID ID: 0000-0003-0542-1675

Вельтистова Ольга Михайловна

Кандидат геолого-минералогических наук,
доцент
ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет,
169300 Ухта, ул. Первомайская, д. 13
e-mail: oveltistova@ugtu.net
ORCID ID: 0000-0002-3471-5085

Мотрюк Екатерина Николаевна

Кандидат технических наук,
заведующая кафедрой высшей математики
ФГБОУ ВО Ухтинский государственный
технический университет,
169300 Ухта, ул. Сенюкова, д. 13
e-mail: kmotryuk@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0002-5003-495X

Сабельников Максим Юрьевич

Аспирант
ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет,
169300 Ухта, ул. Первомайская, д. 13
e-mail: tawio@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0002-3381-2289

Olga M. Vel'tistova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Assistant professor
Ukhta State Technical University,
13, ul. Pervomaiskaya, Ukhta, 169300, Russia
e-mail: oveltistova@ugtu.net
ORCID ID: 0000-0002-3471-5085

Ekaterina N. Motryuk

Candidate of Technical Sciences,
Head of Chair
The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
13, ul. Senyukova, Ukhta, 169300, Russia
e-mail: kmotryuk@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0002-5003-495X

Maksim Y. Sabel'nikov

Postgraduate
Ukhta State Technical University,
13, ul. Pervomaiskaya, Ukhta, 169300, Russia
e-mail: tawio@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0002-3381-2289

УДК 550.845

DOI 10.31087/0016-7894-2022-6-19-27

Гидрогеохимические особенности девонского терригенного нефтегазонасного комплекса на территории Среднего Приуралья

© 2022 г. | Ю.А. Яковлев, Е.Е. Кожевникова, С.Е. Башкова

ФГАОУ ВО «Пермский государственный национальный исследовательский университет», Пермь, Россия;
yyakovlev@yandex.ru; eekozhevnikova@bk.ru; sbashkova@mail.ru

Поступила 17.08.2022 г.

Доработана 22.09.2022 г.

Принята к печати 26.09.2022 г.

Ключевые слова: *терригенные отложения девона; нефтегазонасный комплекс; пластовые воды; рассолы; минерализация; метаморфизация; сульфатность; гидрогеохимические зоны; формирование нефтегазонасности.*

Аннотация: Рассмотрены гидрогеохимические условия девонского терригенного нефтегазонасного комплекса — одного из основных нефтегазонасных комплексов Среднего Приуралья. Охарактеризовано его геофильтрационное строение, выделены седиментационно-трещинный и седиментационно-поровый типы геофильтрационных сред. Показано распределение геофильтрационных условий по изучаемой территории. На основе 195 представительных проб пластовых рассолов установлены диапазоны гидрохимических показателей. В качестве наиболее информативных характеристик использованы минерализация, метаморфизация, содержание кальция и брома, коэффициенты сульфатности и закрытости недр. Представлены гидрогеохимические карты, отражающие основные закономерности пространственного распределения показателей. На основе кластерного анализа в палеозойском разрезе для девонского терригенного комплекса установлена особая гидрохимическая группа — «реликтовые рассолы высокой метаморфизации», которая образует обширный ареал в южной части региона. Северная часть характеризуется преимущественно «фоновыми платформенными рассолами». В итоге выделены две гидрогеохимические зоны — южная и северная. Южная зона соответствует условиям изолированного бассейна с низкой латеральной водопроницаемостью. Она содержит высокометаморфизованные рассолы с высокими содержаниями кальция и брома, а также низкой сульфатностью и четко соответствует современному ареалу нефтегазонасности. Северная зона рассматривается как менее перспективная, поскольку здесь существовали условия более активного водообмена.

Для цитирования: Яковлев Ю.А., Кожевникова Е.Е., Башкова С.Е. Гидрогеохимические особенности девонского терригенного нефтегазонасного комплекса на территории Среднего Приуралья // Геология нефти и газа. – 2022. – № 6. – С. 19–27. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-6-19-27.

Hydrogeochemical features of terrigenous Devonian Play in Middle Urals

© 2022 | Yu.A. Yakovlev, E.E. Kozhevnikova, S.E. Bashkova

Perm State National Research University, Perm, Russia; yyakovlev@yandex.ru; eekozhevnikova@bk.ru; sbashkova@mail.ru

Received 17.08.2022

Revised 22.09.2022

Accepted for publication 26.09.2022

Key words: *terrigenous Devonian deposits; play; formation water; brine; salinity; metamorphization; sulphate content; hydrogeochemical zone; formation of petroleum potential.*

Abstract: The authors discuss hydrogeochemical features of terrigenous Devonian Play in Middle Urals, which is the main play of the Middle Urals. Characteristics of its geofiltration structure are presented, fractured-sedimentary and porous-sedimentary types of geofiltration media are identified. Distribution of geofiltration settings in the study area is demonstrated. Ranges of hydrochemical indicators are determined using 195 representative samples of formation brines. Salinity, metamorphization, calcium and bromine content, sulphate content and subsurface isolation are used as the most significant characteristics. The paper presents the hydrogeochemical maps illustrative of main common factors of spatial distribution of the indicators. Cluster analysis was used to reveal the special hydrochemical group in terrigenous Devonian series of Palaeozoic section, namely, “highly metamorphized connate brines” that form a vast areal in the southern part of the region. The northern part mainly contains the “background platform-type brines”. As a result of the work, two hydrogeochemical zones (southern and northern) are delineated. The southern zone corresponds to the environment of the separate basin with poor lateral water transmissibility. This zone contains highly metamorphized brines with high calcium and bromine content and low sulphate content; the zone clearly conforms with the present-day areal of oil and gas occurrence. The northern zone is considered to be a less promising since conditions for more active water exchange existed here.

For citation: Yakovlev Yu.A., Kozhevnikova E.E., Bashkova S.E. Hydrogeochemical features of terrigenous Devonian Play in Middle Urals. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(6):19–27. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-6-19-27. In Russ.

Введение

Девонский терригенный (эмско-нижефранский) нефтегазоносный (газонефтеводоносный) комплекс на территории Среднего Приуралья (Пермский край) представлен отложениями эмского, эйфельского и раннефранского возраста и объединяет интервал разреза от кровли вендских отложений до кровли терригенной части тиманского горизонта. Следует отметить повышенный в последние годы интерес к изучению комплекса как одного из приоритетных направлений геолого-разведочных работ [1, 2].

Промышленная нефтеносность комплекса связана с проницаемыми пластами тиманского, пашийского и муллинского горизонтов. Большинство выявленных залежей комплекса находится в южных районах. Комплекс содержит около 5,1 % начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти Пермского края, около 5 % растворенного газа [3]. Плотность начальных прогнозных ресурсов нефти (НСР геологических) изменяется от 10 до 11,5 тыс. т/км².

Изученность комплекса по площади и разрезу неравномерная: наибольшая плотность опробования приходится на районы установленной нефтегазоносности девонских терригенных отложений и добычи промышленных подземных вод (Краснокамское месторождение). В данной статье авторы использовали 195 достоверных определений химического состава для интерпретации рассолов комплекса.

Геοфилтpационные особенности строения

Зоны развития пластовых вод определенного состава, содержащихся в продуктивных комплексах, являются важнейшим индикатором истории водообмена и особенностей нефтегазонакопления. Условия водообмена и формирования химического состава подземных вод комплекса определяются прежде всего геοфилтpационным строением девонских терригенных отложений.

Для комплекса характерны седиментационно-трещинный и седиментационно-поровый типы геοфилтpационных сред [4]. Проницаемые пласты представлены хорошо отсортированными песчаниками и алевролитами, а в пашийском и тиманском горизонтах — также мелкозернистыми разностями алевролитистых песчаников. Наиболее обширные проницаемые (проводящие) зоны коллекторов расположены на севере и западе территории, главным образом в Краснокамско-Чусовской палеовпадине (рис. 1), где суммарная эффективная толщина достигает 60 м и прогнозные значения латеральной водопроницаемости соответствуют диапазону 3–6 м²/сут. Здесь же получены максимальные водопритоки при опробовании скважин.

Совершенно иные геοфилтpационные условия характерны для южных платформенных районов Среднего Приуралья. Для комплекса здесь типично пятнистое, линзовидное и рукавообразное строение коллекторов, небольшая мощность

пластов, обуславливающая высокую геοфилтpационную неоднородность разреза с резким преобладанием низкопроницаемых элементов. В этих условиях латеральная водопроницаемость комплекса имеет крайне низкие значения. Дебиты скважин не превышают нескольких кубических метров в сутки при понижениях уровней 300–500 м. Такие же геοфилтpационные параметры характерны и для восточных разрезов комплекса вследствие уплотнения отложений на больших глубинах, небольших суммарных толщин и окварцевания песчаников.

Особым геοфилтpационным элементом комплекса является тиманский региональный флюидоупор, представленный алевролитово-аргиллитовым подтипом разреза. Флюидоупор развит практически повсеместно, его толщина изменяется от нескольких до 30 м. По соотношению суммарной мощности слабопроницаемых пород (аргиллитов, алевролитов и известняков) и мощности алевролитово-песчаных разностей разреза (литосочетание K — комбинации литологических разностей пород) М.М. Балашова и А.П. Салай [5] установили 3 типа тиманской покрывки: первый тип ($K = 5$) распространен в юго-западной части региона; второй тип ($K = 5-2,1$) характерен для центральных районов; третий тип ($K < 2$) установлен в восточной части, где в пласте D_0 уже содержатся залежи нефти. Гидродинамическая эффективность тиманского флюидоупора не доказана, поскольку современные пластовые давления в девонском терригенном комплексе соответствуют нормальным гидростатическим. Сохранность сингенетичных осадконакоплению рассолов в комплексе на протяжении не менее четырех постдевонских гидрогеологических циклов водообмена [6] обеспечивалась исключительно низкой латеральной водопроницаемостью. В качестве покрывки залежей УВ, особенно в южных районах Среднего Приуралья, эффективность флюидоупора вполне очевидна.

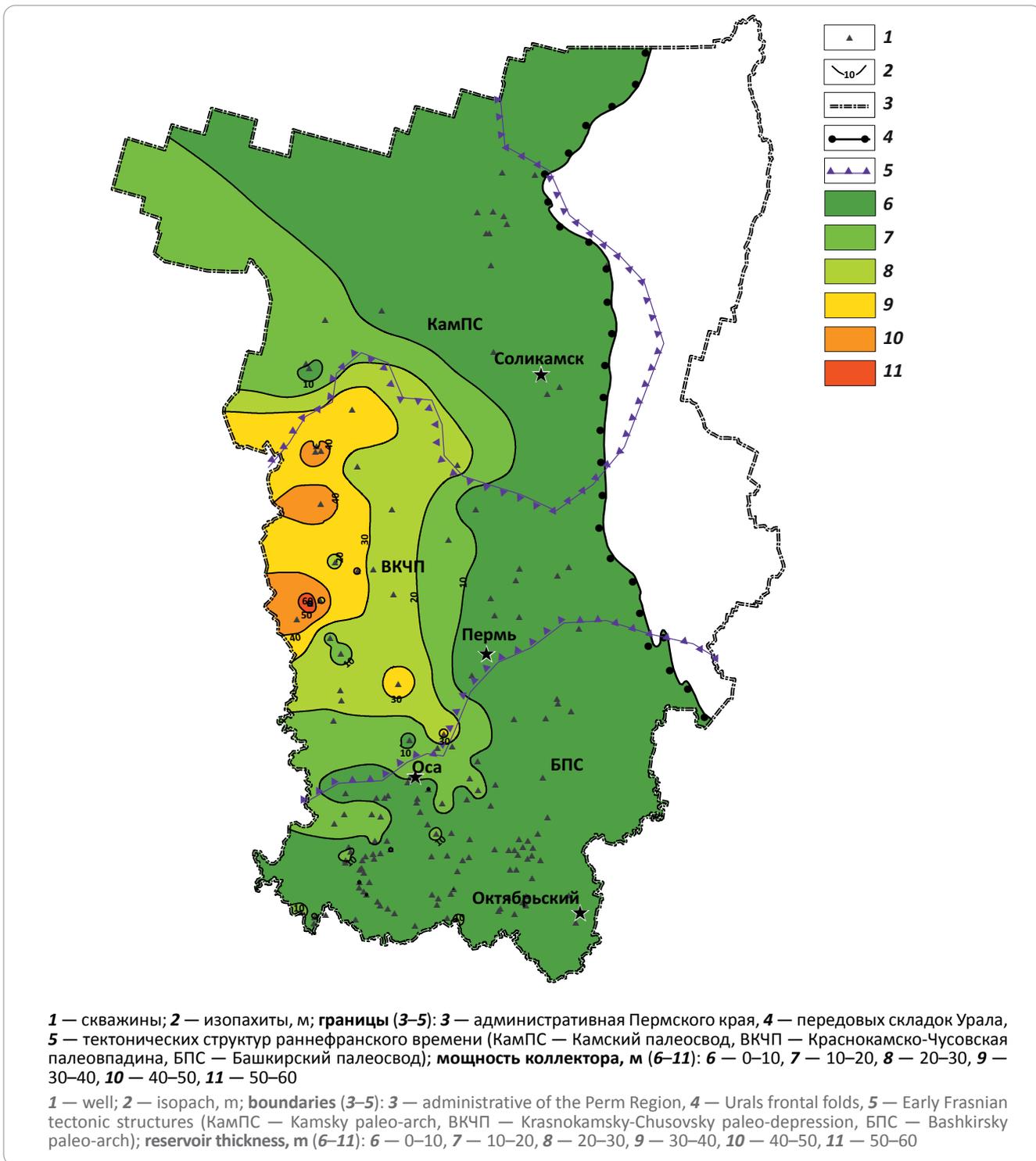
Результаты исследований

По химическому составу подземные воды терригенной толщи девона относятся к высокоминерализованным и высокометаморфизованным рассолам хлоркальциевого типа, что указывает на благоприятную обстановку для сохранности залежей нефти. Общие гидрогеохимические показатели пластовых вод представлены в табл. 1, 2.

Анализ исходных данных, выполненный авторами статьи, показал, что главные гидрогеохимические особенности пространственного распространения основных типов рассолов комплекса наиболее полно отражают показатели минерализации, метаморфизации, коэффициента сульфатности, а также содержания Са и Вг.

Минерализация подземных вод изменяется от 212 до 287 г/л. Увеличение минерализации отмечается с севера на юг в соответствии с ухудшением коллекторских свойств пород и увеличением глубины их залегания (рис. 2 А).

Рис. 1. Схема изменения суммарной мощности коллектора эмско-нижнефранского комплекса
Fig. 1. Map of total reservoir thickness of the Emsian-Lower Frasnian series



В распределении метаморфизации рассолов комплекса отражаются те же тенденции: наибольшая метаморфизация (0,5–0,65) установлена для восточной части Верхнекамской впадины, Бабкинской седловины и Башкирского свода (см. рис. 2 В). В северном направлении степень метаморфизации рассолов снижается до 0,65–0,78.

В южном ареале распространения рассолов содержание Са достигает наибольших региональных

значений — от 23 000 до 43 000 мг/дм³ и более. Максимальные значения соответствуют территории восточных районов Верхнекамской впадины и особенно Башкирского свода (см. рис. 2 С). В северной зоне фоновые содержания Са снижаются до 13 000–20 000 мг/дм³.

Пространственное распределение содержания Вг соответствует вышеуказанным тенденциям: максимальные концентрации (1500–2000 мг/дм³)

Табл. 1. Состав пластовых вод девонского терригенного нефтегазоносного комплекса
Tab. 1. Composition of formation water of terrigenous Devonian play

Тектонический регион	Число определений	Минерализация, г/дм ³	Плотность, г/см ³	Макрокомпоненты, г/дм ³					
				Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ³⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺
Камский свод	7	235–242	1,156–1,165	143–146	0,73–0,79	0,04–0,05	15,2–18,7	2,4–3,2	65–76
Верхнекамская впадина	36	254–280	1,175–1,194	157–178	0,16–0,48	до 0,22	30–36,6	3,6–5	60–70
Висимская моноклираль	4	220–234	1,151–1,162	137–154	0,63–0,77	0,001–0,04	17,9–18,6	2,6–4,8	60–68
Пермский свод	35	242–268	1,17–1,18	152–163	0,16–0,5	0,003–0,06	17,5–24,2	3,3–4,9	64–75
Бымско-Кунгурская моноклираль	32	231–287	1,161–1,195	141–176	0,01–0,43	0,01–0,1	25–33	3,3–5	62–69
Башкирский свод	58	232–240	1,16–1,17	137–150	0,15–0,49	0,01–0,1	27–30	3,3–5,5	55–60
Соликамская депрессия	23	212–235	1,145–1,157	128–143	0,63–1,2	0,01–0,1	15–21	3,1–3,5	61–70

Табл. 2. Микрокомпонентный состав и параметры пластовых вод девонского терригенного нефтегазоносного комплекса
Tab. 2. Microcomponent analysis and formation water parameters of terrigenous Devonian play

Тектонический регион	Микрокомпоненты, мг/дм ³					rNa/ rCl	Насыщение SO ₄ по Чистовскому, %
	NH ₄	J	Br	B	Sr		
Камский свод	11–43	10,6–11,4	634–671	2,4–3,7	225	0,71–0,74	110–122
Верхнекамская впадина	50–99	7,5–9,5	1140–1776	2,3–12	295–406	0,55–0,6	36–109
Висимская моноклираль	58	8,5	619–658	5,6–8,2	–	0,73	11–98
Пермский свод	50–96	10,2–12	659–1120	5,2–10,6	399–696	0,66–0,75	24–110
Бымско-Кунгурская моноклираль	50–100	10,1–14,9	865–1483	4,4–12	479–689	0,60–0,65	2,6–95
Башкирский свод	51–95	7–10	1042–1984	3,4–12	500–580	0,51–0,59	30–144
Соликамская депрессия	36–140	5–10	1032–1859	4,5–7,4	537–594	0,56–0,59	11–134

характерны для юго-западных районов Верхнекамской впадины, Бабкинской седловины и Башкирского свода, причем зона высоких концентраций брома прослеживается и южнее, на территории Республики Башкортостан [7–9]. Для южной зоны типичны и наиболее высокие значения коэффициента закрытости недр ($Br \times 100/H$). Такие показатели характерны для Башкирского свода, востока Верхнекамской впадины, Бымско-Кунгурской моноклинали и Пермского свода (рис. 3 А). В северной гидрохимической зоне содержание брома снижается до 500–900 мг/дм³ (см. рис. 2 D).

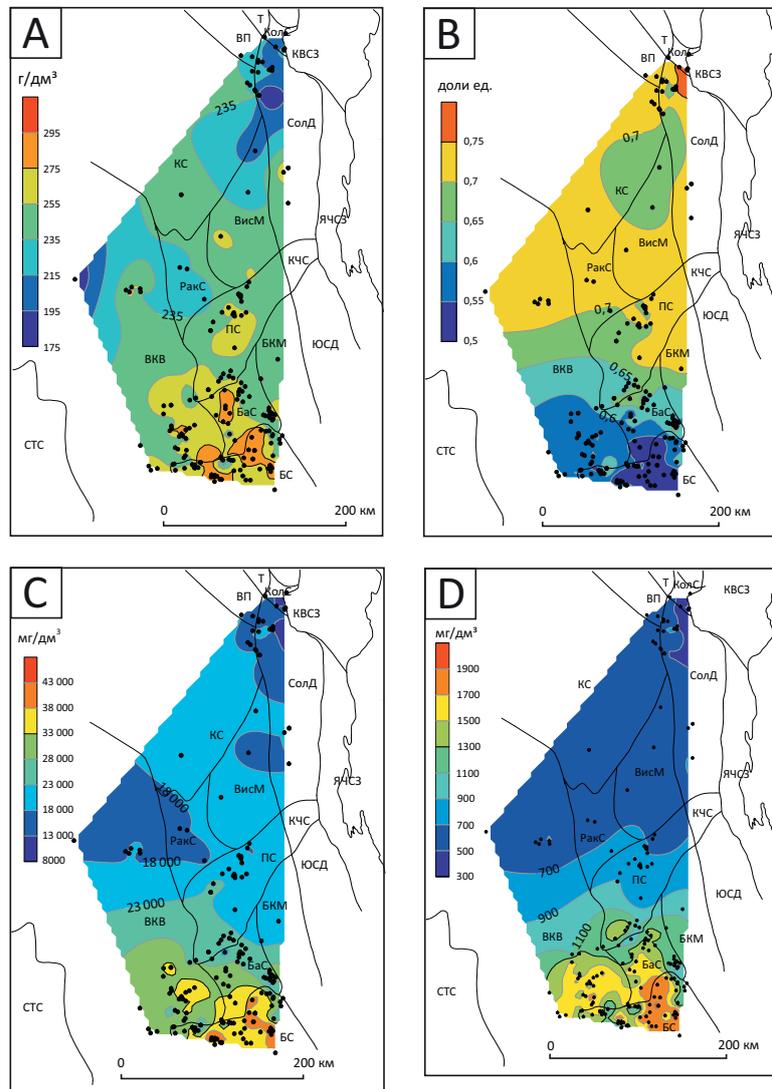
Источником Br в рассолах является главным образом ОВ тонких фракций иловых отложений, обладающих повышенными поглотительными свойствами по отношению к иону брома [10, 11]. Пути геохимической миграции Ca и Br взаимосвязаны в процессе отжима поровых растворов, содержащих биогенный Br, и последующего концентрирования и метаморфизма пластовых вод за счет обменных реакций при наличии ОВ в породах комплекса. Между химическими компонентами (Br, Cl и Ca), растворенными в пластовых водах комплекса, установлены линейные зависимости $Br = 0,02155 \times Cl - 2264$ и $Br = 0,04998 \times Ca - 182,5$ с коэффициентами корреляции в пределах от 0,68 до 0,88, что рассматривается как общность их путей формирования.

Важнейшим показателем благоприятных условий нефтегазоносности комплекса являются низкие значения коэффициента сульфатности рассолов. В пределах Среднего Приуралья значение этого параметра изменяется от 0,01 до 0,8, а содержание в водах сульфатного иона — от 5 до 730 г/л. Наиболее благоприятные показатели четко установлены для южных геоструктурных элементов — Башкирского свода, Бымско-Кунгурской моноклинали, юго-восточных районов Верхнекамской впадины и Пермского свода (см. рис. 3 B).

Для вод девонского терригенного комплекса характерным является низкое содержание бора, концентрация которого не превышает 12 мг/дм³ (см. табл. 2). Содержание аммония в рассолах комплекса обычно не превышает 100 мг/дм³. Некоторое его увеличение отмечается в Соликамской депрессии, где концентрации возрастают до 140 мг/дм³. Источником поступления аммония в подземные воды является рассеянное ОВ.

На основе кластерного анализа в палеозойском разрезе для девонского терригенного комплекса установлена особая гидрохимическая группа (кластер, фация) [12]. Рассолы данного кластера образуют обширный ареал в южной части региона и идентифицируются как «реликтовые рассолы высо-

Рис. 2. Схематические гидрогеохимические карты девонского терригенного нефтегазоносного комплекса
Fig. 2. Schematic hydrogeochemical maps of terrigenous Devonian play



A — минерализация, B — метаморфизация, C — содержание Ca, D — содержание Br.

Геоструктурные элементы: Т — Тиман, КолС — Колвинская седловина, ВП — Вычегодский прогиб, КС — Камский свод, СолД — Соликамская депрессия, КЧС — Косвинско-Чусовская седловина, ЮСД — Юрюзано-Сылвенская депрессия, ВисМ — Висимская моноклираль, РакС — Ракшинская седловина, ПС — Пермский свод, ВКВ — Верхнекамская впадина, БКМ — Бымско-Кунгурская моноклираль, БС — Башкирский свод

A — salinity, B — metamorphization, C — Ca content, D — Br content.

Geostructural elements: Т — Timan, КолС — Kolvinsky saddle, ВП — Vychegodsky trough, КС — Kamsky arch, СолД — Solikamsky depression, КЧС — Kos'vinsky-Chusovsky saddle, ЮСД — Yuryuzano-Sylvensky Depression, ВисМ — Visimsky monocline, РакС — Rakshinsky saddle, ПС — Permsky arch, ВКВ — Verkhnekamsky depression, БКМ — Bymsky-Kungursky monocline, БС — Bashkirsky arch

кой метаморфизации», сохранившиеся в условиях высокой литологической неоднородности и низких латеральных геофильтрационных характеристик разреза, исключающих возможность движения подземных вод по отдельным пластам на значительные расстояния. Этой же зоне соответствуют ареалы:

- современной нефтегазоносности с максимальной плотностью НСР;
- содержаний $C_{орг} > 0,3\%$ [1];

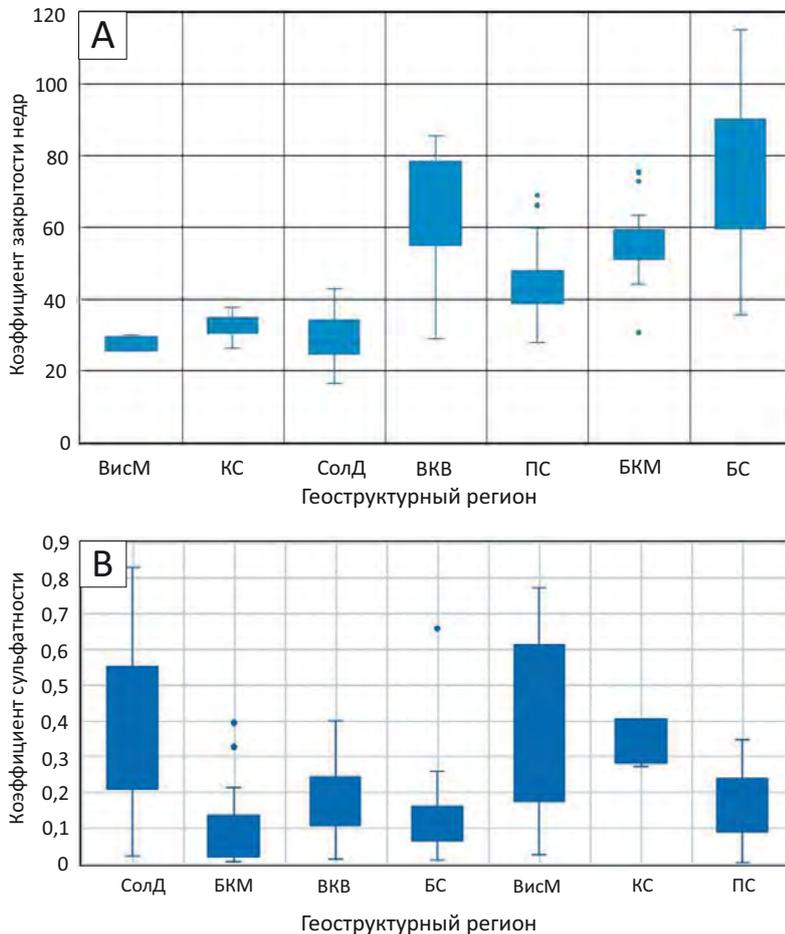
- особого геохимического типа газов (III тип) [13];
- гидрогеохимического сходства с водами нижележащей рифей-вендской серии [14].

Формирование нефтегазоносности в этой зоне возможно за счет элизионного поступления нефтяных УВ из вышележащих отложений на этапе позднепермь-триасовой интенсивной перестройки структурного плана региона. Возможность такого механизма отмечается в работах [15–18]. Как следствие инъекций флюидов в девонские терригенные



Рис. 3. Распределение коэффициентов закрытости недр $Br \times 100/H$ (A) и сульфатности $rSO_4 \times 100/rCl$ (B) по геоструктурным регионам

Fig. 3. Distribution of subsurface hydrogeological isolation coefficients $Br \times 100/H$ (A) and sulphate content $rSO_4 \times 100/rCl$ (B) in geostuctural regions



Усл. обозначения см. на рис. 2

For Legend see Fig. 2

отложения могут рассматриваться нефтегазопроявления в различной форме, в то время как следы относительно небольших объемов инъекционных вод в емкой системе рассолов комплекса, по-видимому, не сохранились.

В северном направлении зона «реликтовых» вод замещается «фоновыми платформенными рассолами», что вполне закономерно в связи с высокой проводимостью разреза в Краснокамско-Чусовской палеовпадине, где обеспечивались геофильтрационные условия для масштабного латерального и межкомплексного водообмена и, как следствие, конвективно-диффузионное «выравнивание» химического состава девонских терригенных и вышележащих отложений и, возможно, разрушение ранее существовавших залежей УВ. Весьма вероятно, что низкий современный потенциал нефтегазоносности комплекса на северных территориях связан с высокой «промытостью» девонского терригенного комплекса.

Исследованиями КО ВНИГНИ (КамНИИКИГС) установлены основные закономерности газонасыщения пластовых рассолов девонского терригенного комплекса на изучаемой территории [19–21]. В пределах западной окраины Предуральяского прогиба, в восточных частях Пермского и Башкирского сводов, установлены водорастворенные газы азотно-метанового состава с содержанием метана от 42 до 56 % с тенденцией увеличения по направлению к Предуральяскому прогибу. Метаново-азотные водорастворенные газы распространены на территории, прилегающей к зоне азотно-метановых газов. Содержание водорастворенного метана изменяется от 25 до 42 %, азота — от 53 до 73 %. Газы указанного типа встречаются в пределах Верхнекамской впадины, а также на территории Пермского и Башкирского сводов. Водорастворенные газы азотного типа наиболее распространены в пределах Камской моноклинали, Верхнекамской впадины, Пермского свода. Концентрация водорастворенного метана изменяется от менее 1 до 10,5 % без видимых за-

кономерностей. Концентрация водорастворенного азота в большей части проб превышает 90 %.

Газонасыщенность пластовых вод изменяется от 140 до 583 см³/дм³. Общая упругость водорастворенных газов в пластовых рассолах изменяется от 3,6 до 13,4 МПа, что в сопоставлении со значениями пластовых давлений в водоносных отложениях свидетельствует о значительной недонасыщенности вод газом. Коэффициент газонасыщенности изменяется в диапазоне от 0,15 до 0,5. Вопрос дегазации пластовых рассолов комплекса в настоящее время не решен.

Заключение

На основании изложенных в статье материалов можно сделать следующие выводы.

1. Подземные воды терригенной толщи девона представлены двумя гидрогеохимическими группами — «реликтовыми рассолами» в южных районах и «фоновыми платформенными рассолами» в северной части.

2. Для южных районов региона характерны высокоминерализованные и высокометаморфизованные рассолы с низкой сульфатностью и повышенным содержанием Са и Вг. Ареал развития

реликтовых рассолов рассматривается как зона с низкой латеральной проводимостью, обеспечивающая как ареал реликтовых вод, так и благоприятные гидрогеологические условия сохранности залежей нефти в терригенных отложениях девона на юге Пермского края.

3. Формирование «фоновых рассолов» в северной зоне связано с конвективным выравниванием состава подземных вод девонского терригенного нефтегазонасного комплекса и вышележащих комплексов за счет реализации условий латерального и вертикального водообмена. Такая «промытая» зона имеет менее благоприятные гидрогеологические условия для сохранности залежей УВ.

4. Повышенная минерализация и метаморфизация, низкая сульфатность и высокие содержания Са и Вг пластовых рассолов рассматриваются как основные благоприятные гидрогеохимические показатели нефтегазонасности девонского терригенного комплекса.

5. Исходя из геолого-экономических соображений и меньших рисков, основные направления геолого-поисковых работ в девонском терригенном нефтегазонасном комплексе следует продолжать реализовывать в южной гидрогеохимической зоне.

Литература

1. Карасева Т.В., Кожевникова Е.Е. Девонский терригенный нефтегазонасный комплекс южных районов Пермского края. Новые представления о геологическом строении и формировании нефтегазонасности. — Пермь : Изд-во Пермс. гос. нац. исслед. ун-та, 2019. — 144 с.
2. Путилов И.С., Винокурова Е.Е., Пулина А.С. и др. Региональная оценка нефтегазонасности девонских терригенных отложений на юге Пермского края // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2020. — № 8. — С. 34–43. DOI: 10.30713/2413-5011-2020-8(344)-34-43.
3. Лядова Н.А., Яковлев Ю.А., Воеводкин В.Л. Сырьевая база Пермского края: состояние и перспективы развития // Нефтяное хозяйство. — 2009. — № 4. — С. 18–22.
4. Всеволожский В.А. Подземный сток и водный баланс платформенных структур. — М. : Недра, 1983. — 167 с.
5. Балашова М.М., Салай А.П. Влияние литологического фактора на размещение нефтяных залежей в терригенной толще девона Прикамья // Научное обоснование направлений и методики поисковых и разведочных работ на нефть и газ в Пермском Прикамье: Тр. ВНИГНИ, вып. 117. — Пермь : Пермское книжное изд-во, 1971. — С. 57–64.
6. Шестов И.Н., Тюрина И.М., Шувалов В.М. Влияние палеогидрогеологических условий на формирование нефтегазонасных месторождений Пермского Прикамья // Вестник Пермского университета. Сер.: Геология. — 2008. — № 10. — С. 16–19.
7. Гидрогеологические условия формирования и размещения нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской области / Под ред. Е.А. Барс, М.И. Зайдельсона. — М. : Недра, 1973. — 279 с.
8. Егорова Н.П., Халимов Э.М., Озолин Б.В. и др. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. Т. IV. Башкирская АССР. — М. : Недра, 1973. — 293 с.
9. Попов В.Г. Гидрогеохимия и гидродинамика Предуралья. — М. : Наука, 1985. — 278 с.
10. Козин А.Н. Новое в геохимии брома на примере хлоридных вод // Гидрохимические материалы. — 1979. — Т. 76. — С. 86–93.
11. Кононов В.И., Назаров А.Д., Перельман А.И., Пиннекер Е.В., Рассказов Н.М., Удодов П.А., Шварцев С.Л., Швеиц В.М. Основы гидрогеологии. Гидрогеохимия. — Новосибирск : Наука, 1982. — 286 с.
12. Яковлев Ю.А. Гидрогеохимические кластеры продуктивных комплексов северо-восточной части Волго-Уральской нефтегазонасной провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2014. — № 7. — С. 60–64.
13. Титова Г.И., Белецкая Г.П. Типизация газов северо-востока Волго-Уральской провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2012. — № 7. — С. 50–54.
14. Яковлев Ю.А., Башкова С.Е. Гидрогеологические условия додевонских отложений в северо-восточных районах Волго-Уральской нефтегазонасной провинции и сопредельных территориях // Нефть Газ Экспозиция. — 2018. — Т. 62. — № 2. — С. 11–16.
15. Яковлев Ю.И., Семашев Р.Г. Роль нисходящей фильтрации углеводородов при формировании месторождений Восточной Сибири // Доклады АН СССР. — 1984. — Т. 275. — № 2. — С. 476–478.
16. Абукова Л.А. Модели и механизмы нисходящей миграции УВ из осадочного чехла в приподнятые блоки фундамента // Нефтегазовая гидрогеология на современном этапе (теоретические проблемы, региональные модели, практические вопросы): сб. науч. ст. — М. : ГЕОС, 2007. — С. 191–209.

17. Шестов И.Н., Бачурин Б.А. Закономерности насыщения пластовых вод газами и их роль при оценке перспектив нефтегазоносности в условиях Прикамья // Водорастворенные газы нефтегазоносных бассейнов: сб. науч. тр. – М. : Наука, 1981. – С. 61–64.
18. Шестов И.Н., Бачурин Б.А. Нефтепоисковые гидрогеохимические критерии Прикамья // Тр. ВНИГНИ. Вып. 243. – М. : ВНИГНИ, 1982. – С. 69–75.
19. Шестов И.Н., Шилиева З.А. Нефтепоисковое значение газового состава вод // Проблемы гидрогеологии и карста : тез. докл. науч.-техн. семинара (Пермь, 27–28 ноября 1984 г.). Ч. 1. – Пермь, 1984. – С. 46–47.
20. Putman P.E., Ward G.S. The relation between stratigraphic elements, pressure regime and hydrocarbons in the Alberta Deep Basin (With emphasis on select Mesozoic units) // AAPG Bulletin. – 2001. – Т. 85. – № 4.– С. 691–714.
21. Muggerige A., Abacioglu Y., England W., Stalley G. The rate of pressure dissipation from abnormally pressures compartments // AAPG Bulletin. – 2005. – Т. 89. – № 1. – С. 61–80. DOI: 10.1306/07300403002.

References

1. Karaseva T.V., Kozhevnikova E.E. Devonskii terrigenyi neftegazonosnyi kompleks yuzhnykh raionov Permskogo kraya. Novye predstavleniya o geologicheskom stroenii i formirovanii neftegazonosnosti [Devonian terrigenous oil and gas complex of the southern regions of Perm Krai. New ideas about the geological structure and formation of oil and gas potential]. Perm: Perm State National Research University; 2019. 144 p. In Russ.
2. Putilov I.S., Vinokurova E.E., Pulina A.S. et al. Regional assessment of oil and gas potential of the Devonian terrigenous deposits in the South of Perm territory. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2020;(8):34–43. DOI: 10.30713/2413-5011-2020-8(344)-34-43. In Russ.
3. Lyadova N.A., Yakovlev Yu.A., Voevodkin V.L. The resource base of Perm Region: condition and prospects of development. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2009;(4):18–22. In Russ.
4. Vsevolozhsky V.A. Podzemnyi stok i vodnyi balans platformnykh struktur [Underground runoff and water balance of platform structures]. Moscow: Nedra; 1983. 167 p. In Russ.
5. Balashova M.M., Salai A.P. Vliyaniye litologicheskogo faktora na razmeshcheniye neftyanykh zalezhei v terrigennoi tolshche devona Prikam'ya [The influence of the lithological factor on the placement of oil deposits in the terrigenous column of the Kama Devonian]. In: Nauchnoe obosnovaniye napravlenii i metodiki poiskovykh i razvedochnykh rabot na nef't i gaz v Permskom Prikam'e. Tr. VNIГNI, issue 117. Perm: Permskoe knizhnoe izdatel'stvo; 1971. pp. 57–64. In Russ.
6. Shestov I.N., Tyurina I.M., Shuvalov V.M. Influence of the paleohydrogeological conditions on the formation of the oil and gas deposits of the perm prikamy. *Bulletin of Perm University. Geology*. 2008;(10):16–19. In Russ.
7. Hydrogeological conditions of formation and placement of oil and gas fields of the Volga-Ural region. In: E.A. Bars, M.I. Seidelson, eds. Moscow: Nedra, 1973. 279 p. In Russ.
8. Egorova N.P., Khalimov E.M., Ozolin B.V. et al. Zakonomernosti razmeshcheniya i usloviya formirovaniya zalezhei nef'ti i gaza Volgo-Ural'skoi oblasti [Regularities of placement and conditions of formation of oil and gas deposits in the Volga-Ural region. V. IV. Bashkir ASSR]. Moscow: Nedra, 1973. 293 p. In Russ.
9. Popov V.G. Gidrogeokhimiya i gidrodinamika Predural'ya [Hydrogeochemistry and hydrodynamics of the Urals]. Moscow: Nauka, 1985. 278 p. In Russ.
10. Kozin A.N. Novoe v geokhimiye bromina na primere khloridnykh vod [New in the geochemistry of bromine on the example of chloride waters]. In: *Gidrokhimicheskie materialy*. 1979. V. 76. pp. 86–93. In Russ.
11. Kononov V.I., Nazarov A.D., Perel'man A.I., Pinneker E.V., Rasskazov N.M., Udodov P.A., Shvartsev S.L., Shvets V.M. Osnovy gidrogeologii. Gidrogeokhimiya [Fundamentals of hydrogeology. Hydrogeochemistry]. Novosibirsk: Nauka, 1982. 286 p. In Russ.
12. Yakovlev Yu.A. Hydrogeochemical clusters of productive complexes in the north-eastern part of the Volga-Ural petroleum province. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2014;(7):60–64. In Russ.
13. Titova G.I., Beletskaya G.P. Gases typification in the north-eastern part of Volga-Ural province. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2012;(7): 50–54. In Russ.
14. Yakovlev Yu.A., Bashkova S.E. Hydrogeology of the Pre-Devonian deposits in the north-eastern parts of the Volga-Ural Oil and Gas Province and the adjacent areas. *Oil and Gas Exposition*. 2018;62(2): 11–16. In Russ.
15. Yakovlev Yu.I., Semashev R.G. Rol' nishkodyashchei fil'tratsii uglevodorodov pri formirovanii mestorozhdenii Vostochnoi Sibiri [The role of downward filtration of hydrocarbons in formation of deposits in Eastern Siberia]. *Doklady AN USSR*. 1984;275(2):476–478. In Russ.
16. Abukova L.A. Modeli i mekhanizmy nishkodyashchei migratsii UV iz osadochnogo chekhla v pripodnyatye bloki fundamenta [Models and mechanisms of downward migration of hydrocarbons from the sedimentary cover to the raised foundation blocks]. In: *Neftegazovaya gidrogeologiya na sovremennom eh'tape (teoreticheskie problemy, regional'nye modeli, prakticheskie voprosy)*. Moscow: GEOS; 2007. pp. 191–209. In Russ.
17. Shestov I.N., Bachurin B.A. Zakonomernosti nasyshcheniya plastyovykh vod gazami i ikh rol' pri otsenke perspektiv neftegazonosnosti v usloviyakh Prikam'ya [Regularities of saturation of reservoir waters with gases and their role in assessing the prospects of oil and gas potential in the Kama region]. In: *Vodorastvorennyye gazy neftegazonosnykh basseinov*. Moscow: Nauka; 1981. pp. 61–64. In Russ.
18. Shestov I.N., Bachurin B.A. Neftepoiskovyye gidrogeokhimicheskiye kriterii Prikam'ya [Oil-prospecting hydrogeochemical criteria of the Kama region]. *Trudy VNIГNI, issue 243*. Moscow; 1982. pp. 69–75. In Russ.
19. Shestov I.N., Shilyaeva Z.A. Neftepoiskovoye znachenie gazovogo sostava vod [Oil-prospecting significance of the gas composition of waters]. In: *Problemy gidrogeologii i karsta: tez. docl. nauch.-tekhn. seminaru (Perm, 27–28 November 1984)*. Ch. 1. Perm, 1984. pp. 46–47. In Russ.
20. Putman P.E., Ward G.S. The Relation between Stratigraphic Elements, Pressure Regime and Hydrocarbons in the Alberta Deep Basin (with Emphasis on Select Mesozoic Units). *AAPG Bulletin*. 2001;85(4):691–714.
21. Muggerige A., Abacioglu Y., England W., Stalley G. The rate of pressure dissipation from abnormally pressures compartments. *AAPG Bulletin*. 2005;89(1):61–80. DOI: 10.1306/07300403002.

Информация об авторах

Яковлев Юрий Александрович

Кандидат геолого-минералогических наук,
доцент

ФГАОУ ВО «Пермский государственный
национальный исследовательский университет»,
614068 Пермь, ул. Букирева, д. 15
e-mail: yyakovlev@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0002-4111-0471

Кожевникова Елена Евгеньевна

Кандидат геолого-минералогических наук,
доцент, заведующий кафедрой

ФГАОУ ВО «Пермский государственный
национальный исследовательский университет»,
614068 Пермь, ул. Букирева, д. 15
e-mail: eekozhevnikova@bk.ru
ORCID ID: 0000-0002-5846-8197

Башкова Светлана Евгеньевна

Кандидат геолого-минералогических наук,
доцент

ФГАОУ ВО «Пермский государственный
национальный исследовательский университет»,
614068 Пермь, ул. Букирева, д. 15
e-mail: sbashkova@mail.ru
ORCID ID: 0000-0002-9025-229X

Information about authors

Yurii A. Yakovlev

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Associate Professor

Perm State
National Research University,
15, ul. Bukireva, Perm, 614068, Russia
e-mail: yyakovlev@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0002-4111-0471

Elena E. Kozhevnikova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Associate Professor, Head of Chair

Perm State
National Research University,
15, ul. Bukireva, Perm, 614068, Russia
e-mail: eekozhevnikova@bk.ru
ORCID ID: 0000-0002-5846-8197

Svetlana E. Bashkova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Associate Professor

Perm State
National Research University,
15, ul. Bukireva, Perm, 614068, Russia
e-mail: sbashkova@mail.ru
ORCID ID: 0000-0002-9025-229X

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



2023

5-7 апреля
Казахстан, Атырау



ATYRAU
OIL & GAS KAZAKHSTAN

20-я Юбилейная Северо-Каспийская
региональная выставка

20 лет
успеха

«Атырау Нефть и Газ»



Подробная информация:
www.oil-gas.kz



kioge.kz



kiogekazakhstan



УДК 550.8:553.98+553.98.048

DOI 10.31087/0016-7894-2022-6-29-43

Геолого-тектонические особенности строения и перспективы нефтегазоносности Северного Устьюрта

© 2022 г. | Д.К. Ажгалиев¹, М.Н. Бабашева², С.Н. Нурсултанова¹¹НАО «Атырауский университет нефти и газа им. Сафи Утебаева», Атырау, Казахстан; dulat.azhgaliev@gmail.com; sofianur@mail.ru;²ТОО «Тимал Консалтинг групп», Атырау, Казахстан; babasheva.m@timal.kz

Поступила 18.08.2022 г.

Доработана 03.10.2022 г.

Принята к печати 07.10.2022 г.

Ключевые слова: структура; горизонт; ловушка; нефть и газ; особенности строения; доюрский комплекс; палеозойские отложения; прогиб; нефтегазоносность; углеводороды.

Аннотация: Рассмотрены геолого-геофизические и структурно-тектонические особенности строения Северного Устьюрта, расположенного на западе Туранской плиты. Приведены данные анализа и результаты предыдущих исследований, основных этапов изучения и новые данные за последние годы. Целью проведенной работы является уточнение геолого-тектонических особенностей внутреннего строения региона по основным отражающим горизонтам, структурно-формационным комплексам отложений и обоснование перспектив нефтегазоносности. Основой для проведения исследований стали накопленные данные и геолого-геофизические материалы, а также результаты регионального проекта «Комплексное изучение осадочных бассейнов Республики Казахстан» за 2009–2013 гг. С учетом результатов, полученных за предыдущий период изучения региона, дана комплексная оценка практике поисковых работ и методическим подходам, учтены представления о тектоническом строении региона, которые, как показал проведенный анализ, являлись недостаточно совершенными в силу географического принципа районирования восточной части Северного Устьюрта. Рассмотрены основные неопределенности оценки строения и перспектив структурно-формационных этажей в составе доюрского и юрско-кайнозойского комплексов отложений. Определены важные особенности структурного плана по кровле фундамента и доюрского комплекса, уточнено положение и особенности в разрезе палеозойской толщи. Дана оценка строения и положения структур II порядка и отдельных блоков, уточнено их соотношение по основным отражающим горизонтам. С учетом комплексирования данных поискового бурения, сейсморазведки, аномалий потенциальных физических полей уточнены тренды элементов разломной тектоники и локальных структур, а также оценка территории по размещению скоплений углеводородов определенного фазового состава. В результате осуществлено районирование территории по степени перспективности, за основу которого взяты площадные закономерности строения крупных прогибов и поднятий, распространения локальных объектов различного типа, морфологии и генезиса. Обоснована высокая перспективность валлообразных поднятий и структурных осложнений различного порядка на бортах Шалкарского, Колтык-Кулажатского, Южно-Бозашинского, Самского, Барсакельмесского и Судочьего прогибов, моноклиналях Мынсуалмасской и Арыстановской ступени. Дана высокая оценка перспектив палеозойской толщи, в которой в качестве первоочередных локальных объектов рассмотрены крупные поднятия массивного конседиментационного типа. Для проведения исследований обосновано районирование территории с выделением высокоперспективных и перспективных зон, а также зон с невыясненными перспективами, в соответствии с этим уточнены направления дальнейших поисковых работ.

Для цитирования: Ажгалиев Д.К., Бабашева М.Н., Нурсултанова С.Н. Геолого-тектонические особенности строения и перспективы нефтегазоносности Северного Устьюрта // Геология нефти и газа. – 2022. – № 6. – С. 29–43. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-6-29-43.

Geotectonic features of structure and petroleum potential of Northern Ustyurt

© 2022 | D.K. Azhgaliev¹, M.N. Babasheva², S.N. Nursultanova¹¹Atyrau University of Oil and Gas named after Safi Utebaeva, Atyrau, Kazakhstan; dulat.azhgaliev@gmail.com; sofianur@mail.ru;²LLP “Timal Consulting Group” Atyrau, Kazakhstan; babasheva.m@timal.kz

Received 18.08.2022

Revised 03.10.2022

Accepted for publication 07.10.2022

Key words: structure; horizon; trap; oil and gas; structural features; pre-Jurassic sequence; Palaeozoic deposits; trough; oil and gas occurrence; hydrocarbons.

Abstract: The authors discuss geological and geophysical, and structural and tectonic features of Northern Ustyurt architecture, which is situated in the west of the Turansky plate. They present the analysis data and results of previous studies, main stages of investigations and new data obtained in recent years. The purpose of this work was to update geotectonic

features of internal structure of the region in the context of reflectors, tectono-stratigraphic units, as well as to substantiate of petroleum potential. Accumulated data and geological and geophysical materials, as well as the results of Integrated Studies of Sedimentary Basins in the Republic of Kazakhstan regional project (2009–2013) made a basis for the studies. Taking into account the results obtained during the course of previous studies, the authors give an integrated estimate of prospecting practices and methodological approaches. The concept of tectonic framework of the region was accounted for; and the analysis performed demonstrated that the concept was not perfect because of geographical zoning principle applied in the eastern part of the Northern Ustyurt. The major uncertainties in assessment of structure and potential of tectono-stratigraphic levels within the pre-Jurassic and Jurassic-Cenozoic sedimentary sequences are considered. The key features of structural geometry of the Basement Top and pre-Jurassic sequence are revealed; position and features of Palaeozoic sequence in the section are updated. The authors appraise structure and position on the II-nd order structures and individual blocks, and update their relationships in the context of main reflectors. Trends of fault tectonics elements and local structures are updated using integration of exploratory drilling, seismic and anomalous potential field data; at the same time, occurrence of hydrocarbon accumulations with certain phase content was estimated. As a result, zoning of the territory according to prospectivity level is performed, which was based on areal patterns of large troughs and highs structure, distribution of local objects of different types, morphology, and genesis. The authors substantiate high prospectivity of different-order swell-like rises and structural complications on the shoulders of Shalkarsky, Koltyk-Kulazhatsky, South Bozashinsky, Samsky, Barsakelmessky, and Sudochy troughs, and monoclines of Mansualmassky and Arystanovsky flats. They appraised highly the potential of Palaeozoic series, where large highs of massive syn-depositional type are considered to be the priority local objects. With an eye on further studies, zoning of the territory with identification of highly promising and promising zones is substantiated together with zones having uncertain potential; in accordance with this, focus areas for further prospecting were specified.

For citation: Azhgaliev D.K., Babasheva M.N., Nursultanova S.N. Geotectonic features of structure and petroleum potential of Northern Ustyurt. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(6):29–43. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-6-29-43. In Russ.

Краткая история освоения и общая характеристика региона

Северный Уstyurt в тектоническом отношении определяет приграничный с Прикаспийской впадиной крупный тектонический блок в составе западной части Туранской плиты и вместе с зоной крупного Бозашинского поднятия входит в состав Уstyurt-Бозашинского осадочного бассейна¹ [1–3]. Рассматриваемый регион в тектоническом отношении представляет собой систему дислокаций позднепалеозойского и позднепермтриасового возраста.

Регион Северного Уstyурта долгое время относился к малоперспективной территории. В 1960-х гг. на ряде структур была выявлена промышленная газоносность отложений палеогена (Базайская, Шагырлы-Шомышты, Кызылой, Аккулковская). Промышленные притоки нефти впервые получены на площади Арystановская в 1968 г. из юрских отложений. После этого существенно активизировалось изучение структур Северного Уstyурта на локальном уровне и началась подготовка их к поисковому бурению по юрско-меловой части разреза [3–6]. В результате в поисковое бурение были введены площади Аманжол, Аманжол Западный, Каракудук, Шаршикудук, Бейнеу, Бегеш, Шелуран, Кырын, Каракудук, Колтык, Елигажи, Адамли, Ащитайпак, Жайылган, Хорлык, Комсомольское, Астауой, Кушата, Мурынсор, Тасорпа, Манаши, Терешковская, Хакимовская и др. По результатам проведенных поисковых работ в юрских отложениях последовательно

были открыты нефтяные месторождения Каракудук, Колтык, Комсомольское. Однако в процессе последующего продолжительного периода и в целом статистика получения положительных результатов в регионе оставалась низкой, что являлось следствием относительно неравномерной, а местами очень слабой изученности. Невысокая степень кондиционности и увязки данных между отдельными крупными тектоническими зонами Северного Уstyурта, который имеет значительную площадь, также являлась одним из факторов, повлиявшим на эффективность и результативность поисковых работ в тот период.

При уточнении особенностей внутреннего строения и оценке перспектив нефтегазоносности рассматриваемой территории авторы статьи привлекли материалы ранних этапов изучения [7] и результаты ранее выполненного регионального отраслевого проекта «Комплексное изучение осадочных бассейнов Республики Казахстан» за 2009–2013 гг. (Проект КИОБ РК) [2, 8, 9].

Основные этапы изучения региона

Ранее северо-западная часть Северного Уstyурта (Шалкарский прогиб и прилегающая территория) относилась к Северо-Западному и Северному Приаралью, т. е. к зонам, которые были выделены с учетом их географического положения по отношению к Аральскому морю. Еще восточнее выделялось Северо-Восточное Приаралье, на южном побережье Аральского моря — Южное Приаралье. Выделение данных географических областей из-за отсутствия достаточного объема объективных данных о региональном строении было предпочтительным, а в последующем предопределило районирование всего Приаральского региона при обосновании перспек-

¹Акчулаков У.А., Коврижных П.Н., Оздоев С.М., Урдабаев А.Т. Комплексное изучение осадочных бассейнов Республики Казахстан (раздел: Уstyurt-Бозашинский бассейн), 2009–2013 гг.: отчет. — Астана: АО НК «КазМунайГаз» и ТОО «Ак-Ай Консалтинг», 2013.

тив нефтегазоносности и оценке УВ-потенциала данной территории.

В дальнейшем, с учетом постепенного повышения степени изученности, к западу и востоку от полосы Арало-Кызылкумской системы дислокаций исследователями выделена Западно-Аральская и Восточно-Аральская части Приаралья (А.А. Альпаев, Ф.С. Рабкин, В.В. Созинов, 1989) [10, 11]. В основу этого разделения были заложены особенности регионального тектонического строения и состава слагающих формационных и литолого-стратиграфических комплексов по обе стороны от разлома. Вместе с тем положение восточного ограничения Северного Устюрта на уровне Аральского моря осталось неоднозначным и до конца не определенным. Тем не менее в результате геолого-разведочных работ в мезозойских отложениях западно-аральской части Приаралья были открыты залежи газа Аккулковская, Кызылой и Базой. Важным результатом стали успехи узбекских геологов по обнаружению ряда новых месторождений в Южном Приаралье. Таким образом, на ранних этапах изучения восточная часть Северного Устюрта относилась к Приаральскому региону.

Западно-аральская часть территории характеризовалась более резкими перепадами гипсометрии и глубин залегания отражающих сейсмических горизонтов, в ней были развиты довольно контрастные структурные элементы (Косбулакский, Шалкарский, Барсакельмесский прогибы и др.).

Другой принципиальной особенностью данной части территории стало присутствие в разрезе мощной грубообломочной толщи позднепермтриасового возраста, образовавшейся в результате взаимодействия и столкновения пассивной окраины древней Восточно-Европейской платформы и молодой Казахстанской плиты на палеозойском этапе развития. По данным сейсморазведки, толщина заполнения составляет около 5–6 км. Область столкновения тектонических плит определяет геоструктурное положение полосы Арало-Кызылкумской системы дислокаций¹ [12, 13]. Позднее по результатам составления «Карты прогноза нефтегазоносности Казахстана» (2002) и выполнения Проекта КИОБ РК (2009–2013) была четко обоснована граница между Северным Устюртом (Устюрт-Бозашинский бассейн) и Аральским бассейном, которая проходит вдоль полосы Арало-Кызылкумской системы дислокаций.

Характеристики и оценка регионального строения на современном этапе изучения

Согласно современным представлениям о тектоническом строении региона и модели внутреннего строения разреза, по мнению авторов статьи, имеются объективные причины, объясняющие низкую эффективность поисковых работ, результатом которых является существующая ныне неоднозначная оценка перспектив нефтегазоносности территории Северного Устюрта.

Среди причин отмечается неравномерная по площади и недостаточная по глубине исследования степень изученности разреза. Более того, это устойчивые представления о природе и формационном составе нижней доюрской части разреза (палеозой, триас). Следует отметить, что доюрский интервал разреза ранее, в силу ограниченности фактических материалов, представлялся в качестве единой толщи. Достаточно четкое выделение данной толщи в значительной степени ограничивалось имеющимся объективно невысоким уровнем технического обеспечения и возможностями геолого-сейсмических методов. Выделение в доюрской части разреза образований палеозоя, равно как и границы между палеозоем и триасом, носило дискуссионный характер, а в разрезе отдельных регионов палеозойский комплекс большинством исследователей относился к фундаменту. В разрезе запада Туранской плиты (Устюрт-Бозаши, Мангышлак) исследователями обосновывались сейсмические горизонты Ф и V [4, 15, 16]. В свою очередь, горизонт V на участках разреза, интерпретируемых с высокой степенью разрешения при наличии относительно более уверенных отражений внутри доюрской толщи, соответствовала нижней части триаса.

По основным геолого-промысловым характеристикам и фильтрационно-емкостным свойствам внутри доюрской толщи, между отложениями палеозоя и триаса, с точки зрения их кондиций не представлялось возможным судить о какой-либо дифференциации. Триасовый диапазон разреза характеризовался преимущественно континентальным генезисом отложений. В связи с этим нижняя, доюрская, часть разреза долгое время не рассматривалась в качестве достаточно перспективного направления поисковых работ.

По сравнению с регионом Северного Устюрта в данном отношении достаточно резко контрастируют по основным параметрам литолого-стратиграфического разреза и палеогеографическим особенностям развития прилегающие соответственно с севера и юга территории Прикаспийской впадины и Мангышлака [3, 5, 16]. Авторы статьи полагают, что сложившиеся представления и подобное несовершенство модели строения доюрской толщи (наряду с юрско-меловой толщей) в разрезе Северного Устюрта уже долгое время являются сдерживающим фактором для исследователей при планировании поисковых работ и оценке перспектив данной территории. Как результат, имеющиеся ныне представления о модели строения рассматриваемой территории, в свою очередь, не получают должного импульса для дальнейшего ее совершенствования и новых открытий.

Однако, несмотря на высокий процент отрицательных результатов, поисковые работы на Северном Устюрте по мере накопления кондиционных данных были продолжены на отдельных структурах. В последние годы получены положительные результаты на площади Тепке, расширена площадь

продуктивности Аккулковско-Базайской зоны газонакопления, в разрезе которой впервые получены притоки нефти (участки Аккулковское и Кулбас) [2]. Данные обнаружения, учитывая всю совокупность накопленных геолого-геофизических материалов и опыта поисковых работ, а также высокую степень сложности внутреннего строения, дают основание считать регион Северного Устюрта перспективной территорией. В связи с этим в последние годы при оценке и подготовке локальных объектов геологоразведчиками ставятся основные задачи, которые включают детальный анализ и поиск взаимосвязей в структурных планах по кровле фундамента, палеозойской и мезозойской толщ, объясняющие фактически сложившийся зональный характер проявления нефтегазоносности [8, 17–19]. Новые задачи включают также комплексное изучение тектонической основы для уточнения условий и геохимических особенностей седиментации, формирования и унаследованности литолого-фациальных обстановок осадконакопления блока Северный Устюрт.

Особенности строения и структурно-тектоническая характеристика

С учетом строения территории сопредельных государств Казахстана и Узбекистана, Косбулакский, Шалкарский, Колтык-Кулажатский, Барсакельмесский, Судочий прогибы, Актумсыкское поднятие и др. определяют единую систему прогибов, которая относится к Северному Устюрту и одновременно является западной частью обширного плато Устюрт [20]. При этом восточная часть плато Устюрт полностью находится в пределах Узбекистана и представляется как Восточный Устюрт. В связи с этим рассматриваемый регион Северного Устюрта являет собой расширенную в северном направлении западную часть плато Устюрт, которая на востоке одновременно «соседствует» через полосу Арало-Кызылкумской системы дислокаций с Аральским осадочным бассейном (рис. 1). Учитывая данные региональные особенности, участок Северный Устюрт по поверхности фундамента рассматривается как единая Северо-Устюртская система прогибов и поднятий. Крупными элементами западной части плато Устюрт также являются Самский и Колтык-Кулажатский прогибы, Мынсуалмаская ступень, Аманжольская седловина.

Блоковое строение территории по фундаменту характеризуется преимущественно северо-западной (субширотной) ориентировкой тектонических элементов II порядка, отмечается закономерное расположение прогибов и переходных между ними линейных зон с более высокими гипсометрическими отметками залегания разновозрастных толщ палеозоя и мезозоя в мульдах и участках регионального подъема. Эти «переходные» линейные зоны представляются тектоническими валами, которые, в свою очередь, являются маркерами и отчетливо фиксируют контуры крупных прогибов и их периферийные зоны (см. рис. 1). Отметка кровли фун-

дамента в крупных прогибах (Косбулакский, Шалкарский, Колтык-Кулажатский) составляет 7...–11 км. В южном направлении (Барсакельмесский, Судочий прогибы) отметка залегания фундамента испытывает подъем в интервале изогипс от 5...–7 до 3...–5 км.

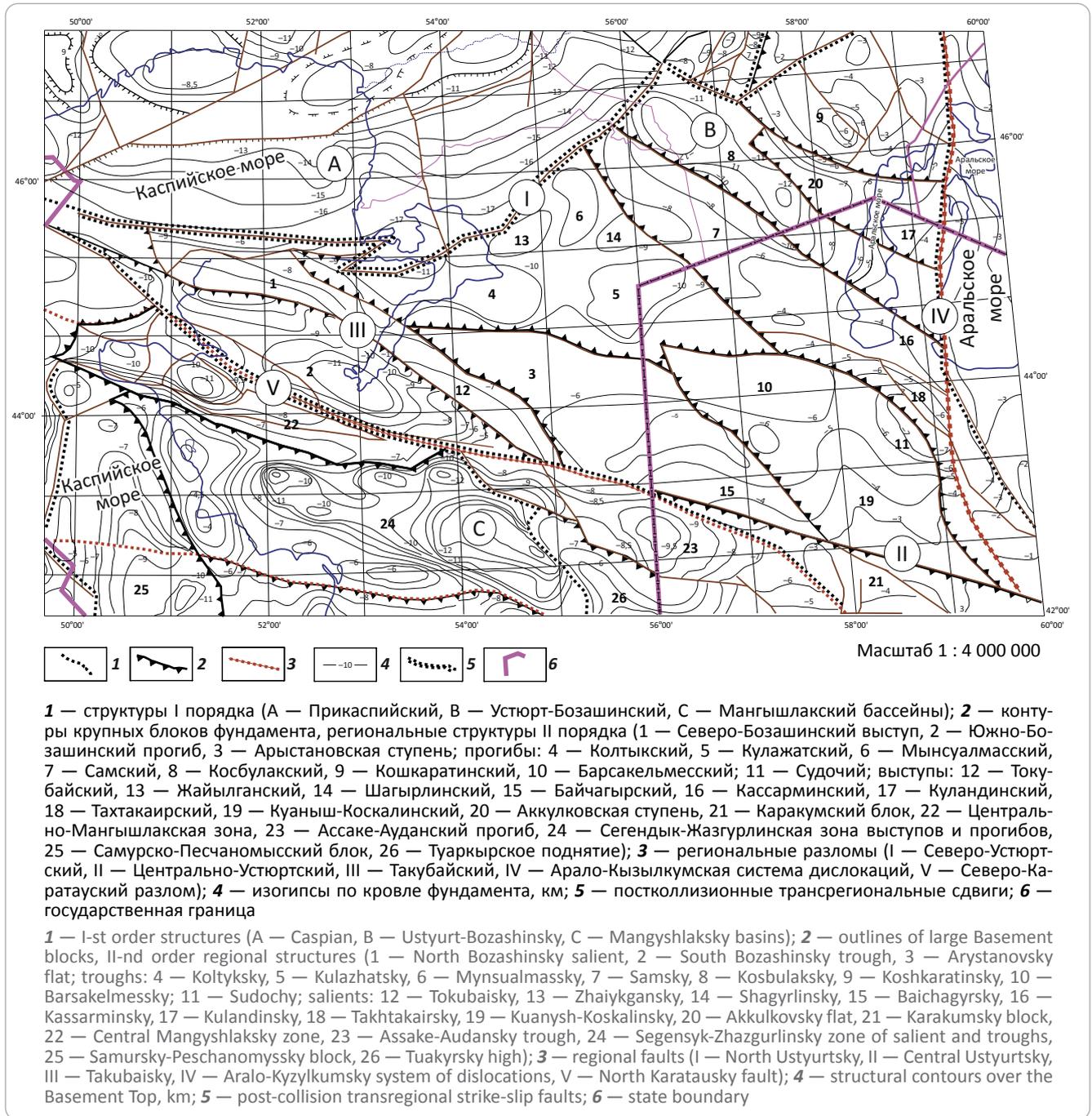
В процессе обработки материалов авторами статьи проведена работа по уточнению характера залегания элементов II порядка — крупных блоков, представляющих собой прогибы и выступы по фундаменту и палеозойскому комплексу. Также выполнена систематизация крупных блоков на предмет выделения в их пределах структур более низкого порядка: мульды, выступов по палеозойскому комплексу, валобразных поднятий (см. рис. 1), которые могут представлять интерес для обоснования перспективных локальных объектов.

Фундамент сложен образованиями рифея — протерозоя и нижнего палеозоя, которые широко развиты в горных сооружениях Большой и Малый Каратау, Букантау и др. Образования вскрыты единичными скважинами в зоне к северо-востоку от Шалкарского прогиба (Жаксыбутацкий выступ). Зеленоцветные метаморфизованные песчаники и конгломераты выделены в разрезе зоны Базой — Аккулковская — Кызылой. Также в разрезе установлены как, предположительно, докембрийские, так и палеозойские породы. По данным скважин Кызылой-Г-1 и Баайзарская-Г-16, к верхнему протерозою отнесены амфиболиты и различные метаморфические и кристаллические сланцы.

По имеющимся данным для территории и разреза Северо-Устюртской системы прогибов и поднятий характерны высокие значения скорости распространения преломленных волн (6000–6300 м/с) и мозаичный рисунок распределения аномалий магнитного и гравиметрического полей. Можно предположить, что мозаичный рисунок аномалий потенциальных полей хорошо согласуется с определенными закономерностями площадного распространения пород фундамента, отличающихся пестротой и частой сменой литологического состава, их различным генезисом, минеральными и породными ассоциациями.

По результатам высокоточных аэромагнитных исследований (Акчулаков У.А., Коврижных П.Н. и др., 2010–2011) в разрезе рассматриваемой территории обоснована главная магнитоактивная поверхность. Выделение данной границы способствовало более четкой интерпретации разреза, заключенного между отражающими горизонтами Ф и V. В результате в разрезе западной части Туранской плиты уверенно выделена устойчивая сейсмическая граница — отражающий сейсмический горизонт PZ [2, 17, 18], что явилось одним из главных результатов Проекта КИОБ РК и планомерного изучения региона в последние годы. В разрезе Северного Устюрта отметка залегания кровли палеозойского комплекса изменяется от 3,5...–5 км в прогибах до 0,8...–2,5 км на выступах коренных пород (Бозашинское и Актумсыкское поднятие) (рис. 2).

Рис. 1. Схема поверхности фундамента западной части Туранской плиты¹
 Fig. 1. Scheme of Basement surface in the western part of Turansky plate¹



Активное проявление разломной тектоники, унаследованное развитие и характер структурного плана палеозойской (PZ) и триасовой (V) толщ рассматриваются как важные особенности внутреннего строения всей нижней палеозой-триасовой толщи. Вместе с тем отмечается, что крупные прогибы, мульды и приподнятые участки, с учетом общего регионального, преимущественно северо-западного простирания, на уровне ОГ PZ и V «унаследуют» от фундамента мозаичный рисунок структурного плана.

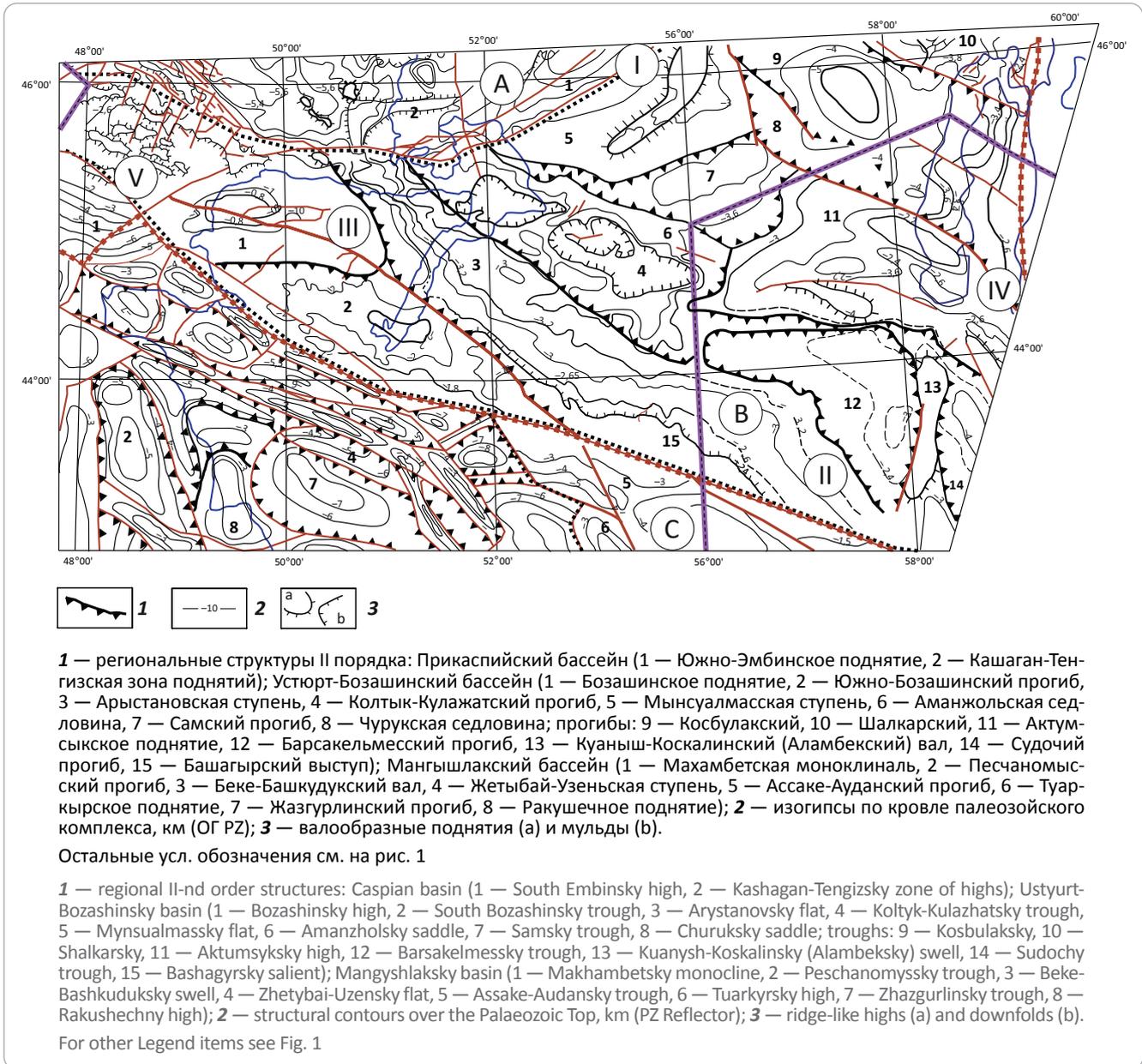
В палеотектоническом плане область сочленения сформировавшихся в палеозое крупных блоков

Северного Устьурта, Урала и Казахстанского континента (зона Аккулковского и Арало-Кызылкумского тектонических «швов») определяет положение северной периферии западной части Туранской плиты. На юге интенсивные деформации растяжения и сжатия в субширотной рифтовой зоне вдоль кряжа Карпинского и Горного Мангышлака стали определяющими для развития Мангышлака.

Вдоль северного края блока Устьурт формировался протяженный Южно-Эмбинский рифт, амплитуда которого увеличивалась с запада на восток, от района современного положения Каспийского моря в сторону Уральского палеоокеана¹ [12, 13].



Рис. 2. Структурная схема Устьурт-Бозашинского бассейна по поверхности палеозойских отложений¹
Fig. 2. Structural scheme of Ustyurt-Bozashinsky basin over the Palaeozoic Top¹



В позднем девоне – раннем карбоне над рифтом сформировался одноименный прогиб, заполненный впоследствии граувакковой формацией (D_3 – C_1V_1) толщиной до 5 км. Предположительно, данные отложения слагают разрез зоны сочленения Прикаспийского бассейна и Северного Устьурта (районы Мынсуалмасской ступени, Косбулакского и Шалкарского прогиба). Южнее, с учетом повсеместного регионального погружения юрско-меловых отложений, в разрезе Северного Устьурта выделяется единая верхнепалеозой-триасовая толща. Сохранение условий осадконакопления верхнепалеозой-триасовых отложений в южном направлении и их единство сопровождали формирование Самского, Барсакельмесского и Судочьего прогибов. Область распространения данных глубоких прогибов на Северном Устьурте и на территории южнее с вос-

точной стороны ограничена меридиональной полосой Арало-Кызылкумской системы дислокаций (см. рис. 1).

Непосредственно полоса Арало-Кызылкумской системы дислокаций представляет собой сложное сочетание Центрально-Аральского (Куландинского), Жерлепесского, Каракольского разломов, которые, в свою очередь, формируют линейно вытянутые выступы фундамента и сопряжены с ними. По палеозойскому и мезозойскому комплексам в полосе Арало-Кызылкумской системы дислокаций сформировался значительный по протяженности тектонический вал (ранее известный как вал Архангельского).

Триасовые отложения на большей части Северного Устьурта (центральные, восточные и южные районы) соответствуют орогенному этапу развития и являются толщей заполнения. Вышезалегающие

юрско-меловые отложения характеризуются платформенным происхождением. В региональном отношении юрские отложения имеют весьма схожий литолого-фациальный состав и формационный облик по всей территории бассейнов Западного Казахстана. В разрезе Северного Устюрта это позволяет рассматривать их в качестве потенциально нефтегазоносных комплексов (свиты), что, с учетом относительно более высокой степени изученности юрских отложений, существенно расширяет как перечень перспективных структур, так и спектр различных критериев их обоснования.

С учетом положения фактических зон нефтегазонакопления, общих геологических предпосылок и масштабов осадконакопления на Северном Устюрте ожидаются высокие генерационные возможности в «ядре» крупных прогибов (Косбулакский, Колтык-Кулажатский, Шалкарский, Самский и др.), с которыми можно связывать положение и развитие вероятных очагов генерации УВ [21].

Данные прогнозы в целом подтверждены в последние годы результатами поисковых работ в Колтык-Кулажатском (Тепке), Шалкарском (Аккулковская, Кулбас), Барсакельмесском и Судочьем прогибе (Кубла Ассакеаудан, Аламбек, Шахпахты, Джел), на Мынсуалмасской ступени (Шикидук). Анализ данных сейсморазведки и временных разрезов по Северному Устюрту свидетельствует о достаточно высоких темпах осадконакопления в доюрское время. В разрезе Кошкаратинской мульды и Косбулакского прогиба толщина доюрского комплекса составляет 2–3 и 4–5 км соответственно [22–24]. Следовательно, эти зоны отличает широкий стратиграфический диапазон продуктивности осадочного разреза (палеозой, юра, мел, палеоген). К ним относятся Кызылой-Аккулковская, Кулбас, Базайская, Шагырлы-Шомышты, Урга Северный, Карачалак, Акчалак и другие зоны нефтегазонакопления [20].

Характер расположения месторождений и выявленных структур в плане свидетельствует об их приуроченности к выраженным трендам, определяющим простирающиеся крупные разломы. Разрезы месторождений характеризуются многоярусным расположением продуктивных горизонтов, в особенности на уровне юры и нижнего мела. С учетом этого для рассматриваемой территории определяется дифференцированный по площади и разрезу зональный характер формирования и размещения скоплений УВ с приуроченностью их к структурам II порядка. Предполагается доминирующее влияние на формирование залежей нефти и газа процессов вертикальной миграции и перераспределения УВ. Учитывая пространственное положение, авторы статьи отмечают, что ряд месторождений на западе Туранской плиты содержит весьма значительные и гигантские объемы УВ (Узень-Карамандыбас, Каламкас, Каражанбас, Тенге-Жетыбай, Шагырлы-Шомышты), которые в то же время «разобщены» между собой большими расстояниями. Помимо регионального отличия, обращает на себя

внимание отдельный случай с довольно существенной разнородностью скоплений УВ между собой на локальном уровне, т. е. в пределах одной тектонической зоны. Так, на примере Бозашинского поднятия крупные скопления с высоковязкой нефтью (Каражанбас, Каражанбас Северный, Бозаши Северный) «соседствуют» с нефтегазовыми скоплениями (Каламкас, Арман, Каратурунская группа). Одновременно с этим данные месторождения, хотя и расположены близко, резко отличаются и по объему запасов УВ.

Перемещение и перераспределение значительных объемов УВ в результате латеральной миграции представляется менее вероятным. На блоках с залежами в отложениях мезозоя и кайнозоя высока вероятность продуктивности отложений доюрского комплекса.

Возможности уточнения и прогноза перспективных объектов

Особенности положения в плане Кошкаратинской и Тобебулакской мульды (южная часть Шалкарского прогиба) определяют размещение крупных валообразных поднятий (Кызылой-Аккулковский, Базайский и Куландинский валы), которые, в свою очередь, являются «переходными» структурными элементами от областей прогибания к поднятиям в контуре основного Шалкарского прогиба. Более детальный анализ тектонического строения и районирование структур II порядка показывают, что данное закономерное расположение валообразных поднятий в контурах прогибов в целом характерно для всего Северного Устюрта (рис. 3). Аналогично «переходная» зона на восточном склоне Тобебулакской мульды характеризуется контрастным развитием вала Куланды по изогипсе –1,6 км, амплитудой 250 м. Данные геолого-геофизические и структурно-тектонические предпосылки позволяют рассматривать вал Куланды в качестве перспективного объекта.

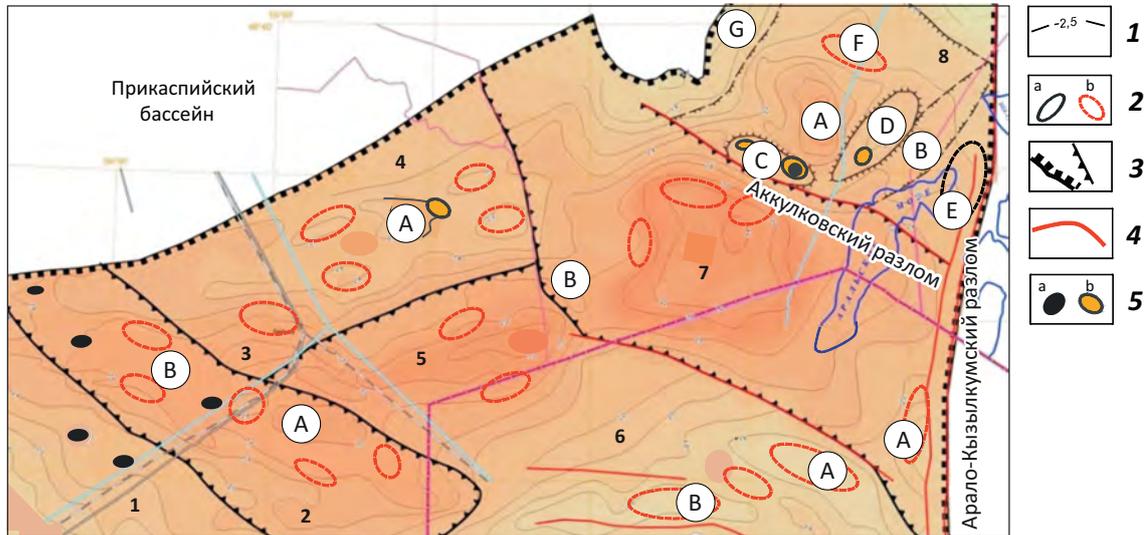
Северный борт Кошкаратинской мульды на уровне изогипс –2,4...–2,6 км характеризуется незначительным структурным осложнением в виде малого по размерам свода. В то же время, с учетом общего характера строения, на данном участке можно предположить развитие крупного валообразного поднятия (Жаксыбота) по изогипсе –2700 м, по аналогии с Кызылой-Аккулковским и Базайским валами, осложняющими восточный и южный склоны мульды соответственно (см. рис. 3). В связи с этим валообразное поднятие Жаксыбота, расположенное вместе с Кызылой-Аккулковским и Базайским валами по контуру Кошкаратинской мульды, также следует рассматривать в качестве перспективного поискового объекта, амплитуда поднятия может составлять 200 м и более (рис. 4).

Как видно по материалам региональных исследований, в значительной мере доюрский этап осадконакопления характеризуется унаследованным развитием структурного плана по ОГ PZ, V и III.



Рис. 3. Фрагмент структурной карты по ОГ III и геолого-геофизические предпосылки прогноза и формирования зон нефтегазонакопления Северного Устьурта [3]

Fig. 3. Fragment of depth map over III Reflector and geological and geophysical factors of oil and gas accumulation zone prediction and formation in Northern Ustyurt [3]



1 — изогипсы по ОГ III, км; 2 — тектонические валы (а — установленные, б — прогнозные перспективные); 3 — границы элементов I и II порядка; 4 — разломы; 5 — месторождения (а — нефтяные, б — газовые).

Тектонические элементы: 1 — Арыстановская ступень, 2 — Колтык-Кулажатский прогиб (мульды: А — Кулажатская, В — Колтыкская), 3 — Аманжольская седловина, 4 — Мынсуалмасская ступень (А — Шагырлинское поднятие), 5 — Самский прогиб, 6 — Актумсыкский выступ (валы: А — Кассарминский, В — Харойский), 7 — Косбулакский прогиб (А — Арало-Кызылкумский вал, В — Чурукская седловина), 8 — Шалкарский прогиб (А — Кошкаратинская мульда, В — Тобебулакский прогиб; валы: С — Кызылой-Аккулковский, D — Базойский, E — Куландинский, F — Жаксыбота, G — Шошкаккульская моноклиналь)

1 — structural contours over III Reflector; 2 — tectonic swell (a — revealed, b — predicted promising); 3 — boundaries of I-st and II-nd order elements; 4 — faults; 5 — fields (a — oil, b — gas).

Tectonic elements: 1 — Arystanovsky flat, 2 — Kolytyk-Kulazhatsky trough (downfolds: A — Kulazhatsky, B — Kolytyksky), 3 — Amanzholsky saddle, 4 — Mynsualmassky flat (A — Shagyrlinsky high), 5 — Samsky trough, 6 — Aktumysyky salient (swells: A — Kassarminsky, B — Kharoisky), 7 — Kosbulaksky trough (A — Aralo-Kyzylkumsky swell, B — Churuksky saddle), 8 — Shalkarsky trough (A — Koshkaratinsky downfold, B — Tobebulaksky trough; swells: C — Kyzylay-Akkulkovsky, D — Bazoisky, E — Kulandinsky, F — Zhaksybot, G — Shoshkakulsky monocline)

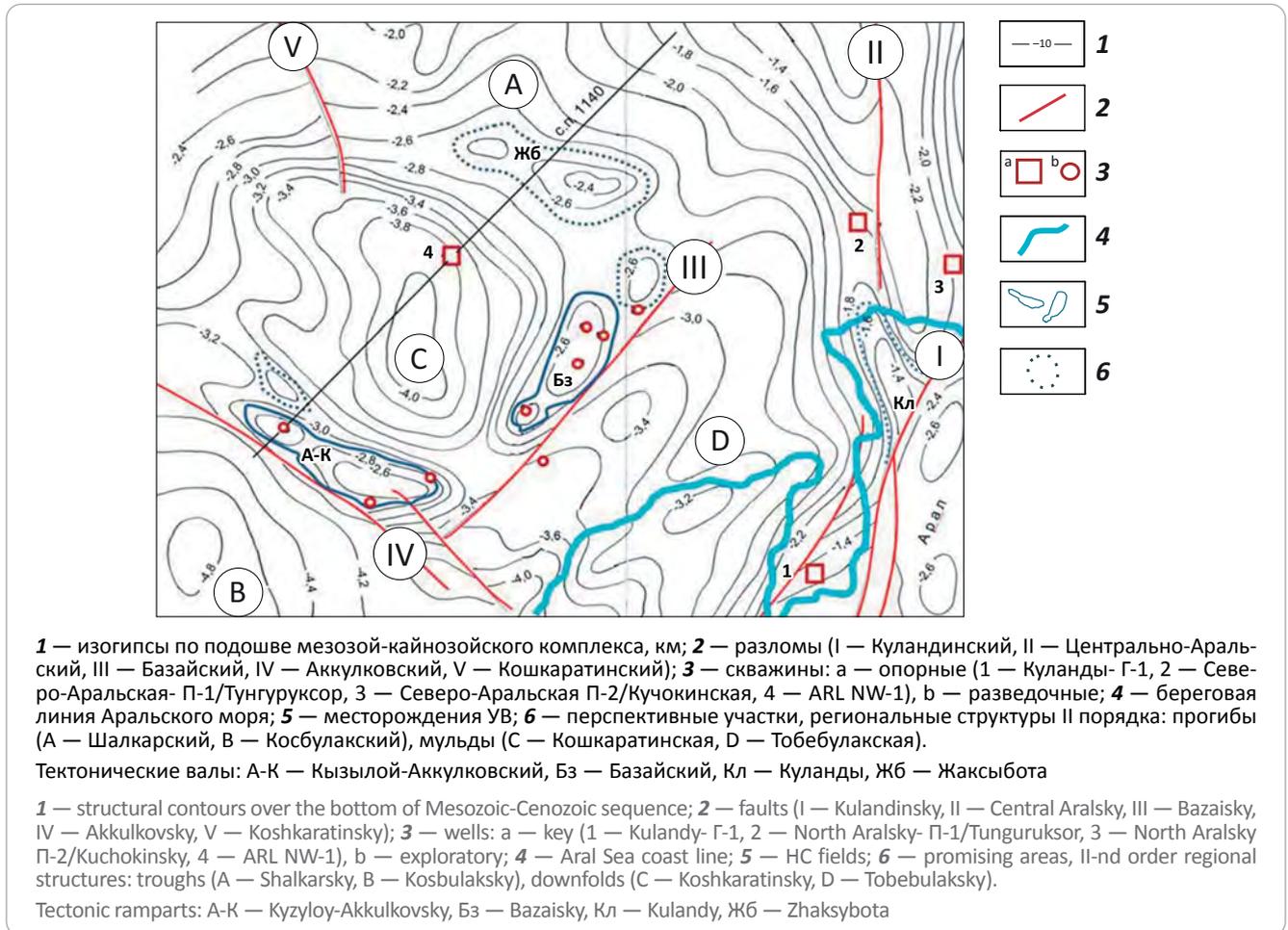
Авторы статьи полагают, что в условиях Северного Устьурта «сквозной» характер формирования крупных структурных элементов влияет на генезис и развитие валообразных поднятий и локальных структур и определяет его. Наличие отмеченных выше благоприятных структурно-тектонических предпосылок определяет перспективность локальных структур и объединяющих их крупных валообразных поднятий. В условиях конседиментационного и унаследованного развития увеличение глубины залегания может обеспечивать расширение пространственных параметров объектов. Соответственно, на нижнем уровне разреза (палеозой, триас) при сохранении других геологических характеристик можно ожидать относительно более значительные масштабы и объемы нефтегазоаккумуляции по сравнению с верхними интервалами разреза (юра, мел и кайнозой).

В разрезе валообразных поднятий отмечается неглубокое залегание и значительная толщина палеозойских отложений (доюрский комплекс), что можно рассматривать в качестве дополнительного фактора, повышающего прогноз и перспективность поднятия Жаксыбота (сейсмический профиль 1140) (рис. 5).

К северу от Кызылой-Аккулковского вала ранее (1998) пробурена опорная скв. ARL NW-1 глубиной 4700 м для уточнения глубинного строения, максимального вскрытия доплитного и палеозойского разреза западно-аральской части Приаралья. Скважина фактически расположена на северном склоне Кошкаратинской мульды. В соответствии с имеющейся прогнозной отметкой глубин залегания кровли фундамента по сейсмическим данным на уровне $-6...-6,2$ км, толщина перспективных палеозойских отложений высока и может составлять около 1500–1800 м.

Несмотря на полученные данные о составе и характере разреза, изученность региона по палеозойскому комплексу, с точки зрения увязки новых данных о глубинах залегания с имеющимися структурными построениями, продолжает оставаться по-прежнему достаточно низкой. С учетом новых представлений оптимальное положение скв. ARL NW-1 соответствует, как видно на материалах профиля 1140, точке для проектной скважины в зоне к северу и северо-востоку от ее фактического положения. В этом случае проектная скважина могла бы вскрыть палеозойский комплекс на более высоких гипсометрических отметках и в контурах предпо-

Рис. 4. Структурная схема по подошве мезозой-кайнозойского комплекса южной части Шалкарского прогиба [18]
Fig. 4. Structural scheme over the bottom of Mesozoic-Cenozoic sequence in the southern part of Shalkarsky trough [18]



лагаемого крупного валообразного поднятия Жаксыбота (см. рис. 5).

Южнее в северо-западном направлении выделяется Косбулакский прогиб. Региональные разломы довольно четко определяют контуры тектонических элементов II порядка. Контур данного прогиба на северо-востоке, востоке и юго-востоке определяет положение Аккулковского, Арало-Кызылкумского вала и Чикудукской седловины соответственно.

На юго-востоке Северного Устюрта (Восточный Устюрт) в меридиональном направлении выделяется Куаныш-Коскалинский вал, расположенный между Барсакельмесским и Судочым прогибом. Данная структурная позиция Куаныш-Коскалинского вала, очевидно, была благоприятной для формирования залежей УВ с промышленными кондициями и структур, на которых отмечены прямые признаки нефтегазоносности.

По поверхности сейсмических горизонтов PZ и V, соответственно по изогипсам -6000 и -3200 м, в центральной части Северного Устюрта обособляется Актумсыкский выступ. В рельефе палеозойской толщи крупный выступ, в свою очередь, на уровне изогипс -2400...-2800 м осложнен валообразными поднятиями (Кассарминским, Байтерекским, Харой-

ским, Тахтакаирским). В контурах этих валообразных поднятий, с учетом уже имеющихся открытий в разрезе Тахтакаирского вала, прогнозируются новые дополнительные локальные объекты, представляющие интерес в нефтегазопроисковом отношении. Также генезис перспективных локальных объектов (ловушек нефти и газа) может быть связан с зонами структурных осложнений («задержек») на моноклиналях и бортах крупных прогибов и поднятий (рис. 6). Очевидно, для данных ловушек будет характерен неантиклинальный тип строения и морфологии, изучение которых в последние годы приобретает все большую актуальность [9].

Анализ особенностей структурного плана и разломной тектоники, характера проявления нефтегазоносности и распространения залежей нефти и газа в соответствии с фазовым составом вмещающих УВ позволяет определить благоприятные геолого-геофизические предпосылки регионального порядка, определяющие перспективы нефтегазоносности по всей площади Северного Устюрта. Во-первых, отдельные элементы Северо-Устюртской системы прогибов и поднятий, имеющие, как уже отмечалось, преимущественно северо-западную ориентацию, соответствуют трендам, опре-



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 5. Региональный геолого-геофизический разрез по профилю 1140, по материалам заложения скв. Aral NW-1 Кошкаратинской мульды (положение профиля см. на рис. 4) [15]

Fig. 5. Regional geological and geophysical section along 1140 Line, according to materials of Aral NW-1 location in the Koshkaratinsky downfold (for the line location see Fig. 4) [15]

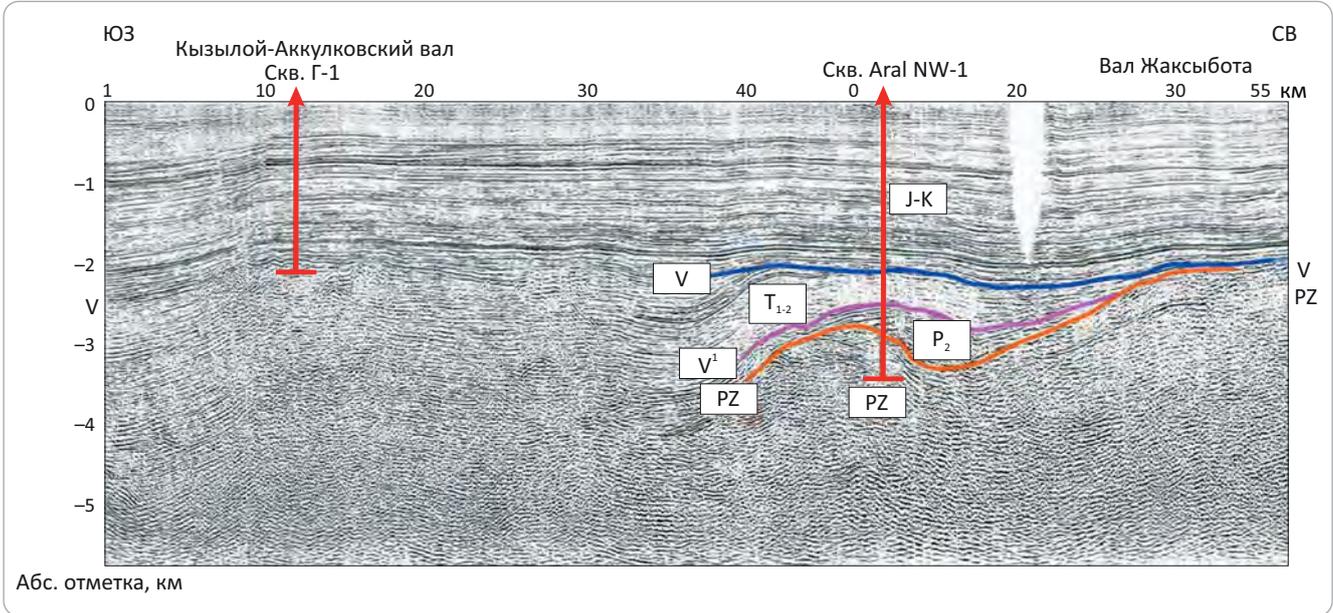
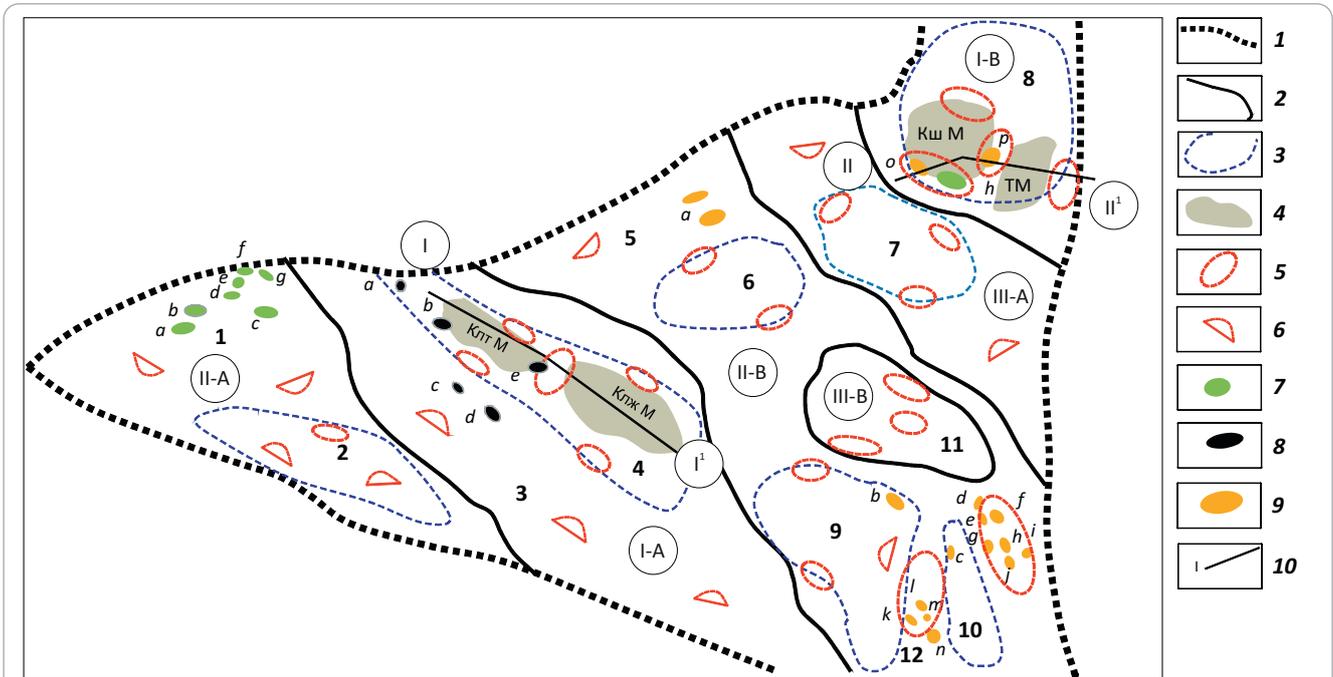


Рис. 6. Схема перспектив нефтегазоносности Северного Устьурта ([3] с изменениями)

Fig. 6. Schematic map of petroleum potential of Northern Ustyurt (modified from [3])



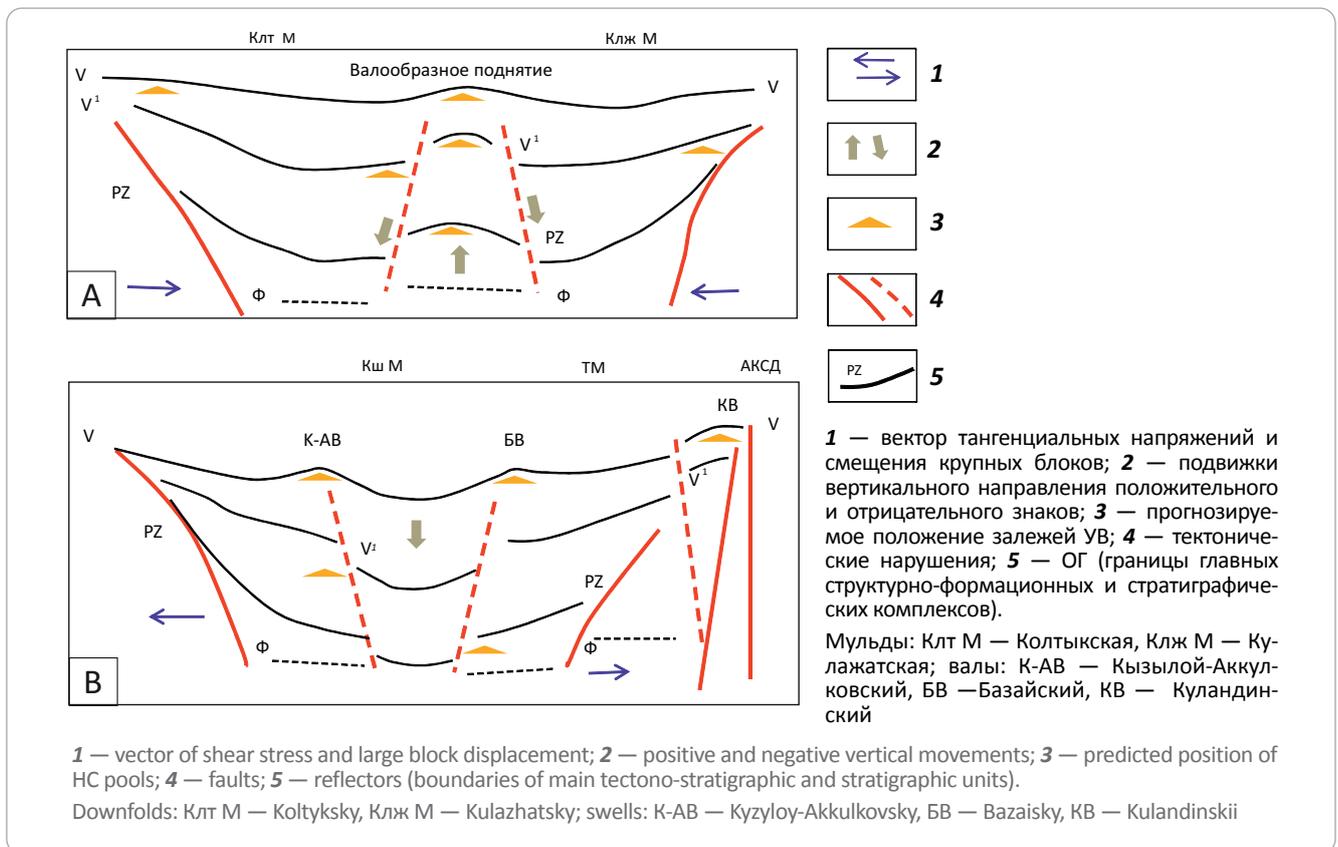
1 — контуры Устьурт-Бозашинского бассейна; **2** — границы зон с различными перспективами нефтегазоносности: I-A, I-B — высокоперспективные 1-й категории, II-A и II-B — перспективные 2-й категории, III-A и III-B — с невыясненными перспективами 3-й категории; **3** — прогибы; **4** — мульды; **5** — валообразные поднятия (бортовые зоны и переходные зоны между мульдами внутри прогибов, зоны над крупными выступами фундамента); **6** — структурные осложнения («задержки») на моноклиналиях и бортах крупных прогибов; **месторождения с различным фазовым составом УВ (7–9): 7** — газонефтяные и нефтегазовые (a — Каражанбас, b — Каражанбас Северный, c — Каламкас, d — Арман, e — Каратурун Южный, f — Каратурун Морской, g — Каратурун Восточный, h — Аккулковское-Кулбас); **8** — преимущественно нефтяные (a — Колтык, b — Комсомольское, c — Каракудук, d — Арыстановское, e — Тепке); **9** — преимущественно газовые (a — Шагырлы-Шомышты, b — Куаныш, c — Урга, d — Урга Северная, e — Арал Северный, f — Сургиль, g — Бердах, h — Бердах Восточный, i — Учсай, j — Шагырлык, k — Барсакельмес Северный, l — Карачалак, m — Кокчалак, n — Акчалак, o — Кызылой, p — Базай); **10** — линия профилей, элементы II порядка (1 — Бозашинское поднятие, 2 — Южно-Бозашинский прогиб, 3 — Арыстановская ступень, 4 — Колтык-Кулажатский прогиб, 5 — Мынсуалмасская ступень; прогибы: 6 — Самский, 7 — Косбулакский, 8 — Шалкарский, 9 — Барсакельмесский, 10 — Судочий; 11 — Актумсукское поднятие, 12 — Куаныш-Коскалинский вал)

Legend for Fig. 6, end.

1 — outline of Ustyurt-Bozashinsky basin; 2 — boundaries of zones having different petroleum potential: I-A, I-B — highly promising of 1-st Category, II-A and II-B — promising of 2-nd Category, III-A and III-B — 3-rd Category with uncertain potential; 3 — troughs; 4 — downfolds; 5 — swell-like rises (flank zones and transition zones between downfolds inside troughs, zones above the large Basement rises); 6 — structural complications ("obstructions") on monoclines and shoulders of large troughs; **fields with different HC phase content (7–9):** 7 — gas-oil and oil-gas (a — Karazhanbas, b — Karazhanbas Northern, c — Kalamkas, d — Arman, e — Karaturun Southern, f — Karaturun Sea, g — Karaturun Eastern, h — Akkulkovsky-Kulbas); 8 — mostly oil (a — Koltyk, b — Komsomolsky, c — Karakuduk, d — Arystanovsky, e — Tepke); 9 — mostly gas (a — Shagyrlly-Shamyshty, b — Kuanysh, c — Urga, d — Urga Northern, e — Aral Northern, f — Surgil', g — Berdakh, h — Berdakh Eastern, i — Uchsai, j — Shagyrlly, k — Barsakelmes Northern, l — Karachalak, m — Kokchalak, n — Akchalak, o — Kyzyl'oy, p — Bazay); 10 — section lines, II-nd order elements (1 — Bozashinsky high, 2 — South Bozashinsky trough, 3 — Arystanovsky flat, 4 — Koltyk-Kulazhatsky trough, 5 — Mynsualmassky flat; troughs: 6 — Samsky, 7 — Kosbulaksky, 8 — Shalkarsky, 9 — Barsakelmessky, 10 — Sudochy; 11 — Aktumysky high, 12 — Kuanysh-Koskalin'sky swell)

Рис. 7. Схема развития и обоснования прогноза благоприятных предпосылок для формирования залежей УВ по профилям Колтык-Кулажатского (А) и Шалкарского (В) прогибов (положение профилей см. на рис. 6)

Fig. 7. Scheme of occurrence and substantiation of prediction of the factors favourable for HC pool formation along the lines across Koltyk-Kulazhatsky (A) and Shalkarsky (B) troughs (for the line location see Fig. 6)



деляющим распространение залежей определенного фазового состояния (см. рис. 6). Во-вторых, в пределах прогибов и поднятий просматривается характерная линейная ориентация локальных объектов (ловушек), которые располагаются, как правило, вдоль региональных разломов. Все это предопределяет линейное региональное простирание и прогноз вероятных зон нефтегазоаккумуляции. В этой связи уточненная региональная характеристика и особенности строения Северного Устюрта, как видно, свидетельствуют о необходимости более детального изучения Косбулакского, Самского, Барсакельмесского, Южно-Мангышлакского прогибов, Арыстановской и Мынсуалмасской ступени. Полученные результаты исследований представляют собой основу для определения вероятных источников поступления нефти, их размещения в пространстве,

каналов миграции УВ и в конечном итоге — обоснования модели формирования залежей УВ. С учетом этого в перспективе определены и следующая первоочередная задача, и этап изучения Северного Устюрта — обоснование и выделение комплекса дискриминирующих показателей для выявления перспективных участков и ранжирования выявленных локальных структур.

В-третьих, дифференциация Северного Устюрта по степени перспектив с учетом состояния изученности глубоким бурением определяет положение высокоперспективных и перспективных зон, а также зон с невыясненными перспективами нефтегазоносности, т. е. 1, 2 и 3-й категорий соответственно. К высокоперспективным зонам отнесены Колтык-Кулажатский прогиб и Арыстановская ступень (I-A), Шалкарский прогиб (I-B). В качестве

перспективных зон, по мнению авторов статьи, выделены Северо-Бозашинское поднятие и Южно-Бозашинский прогиб (II-A), а также широкая полоса в составе Мынсуалмасской ступени, Самского, Барсакельмесского и Судочьего прогибов (II-B). К зонам с невыясненными перспективами нефтегазоносности отнесены Косбулакский прогиб (III-A) и Актумсукское поднятие (III-B) с учетом отсутствия в них на данной стадии изученности скоплений нефти и газа с промышленными кондициями.

Региональные структуры контролировали условия, толщину и состав отложений, фациальную среду осадконакопления. Внутренняя структура крупных прогибов, в свою очередь, осложнялась разноамплитудными разломами более низкого порядка. Внутри прогибов (особенно в центральных и приосевых частях) могли образовываться «взброшенные» и «проваленные» зоны, которые могли возникать, соответственно, под влиянием процессов площадного растяжения и сдавливания (рис. 7). Эти процессы, в свою очередь, могли способствовать формированию валообразных поднятий по периметру зон прогибания на примере Кошкаратинской мульды (см. рис. 4).

Предложенное районирование Северного Устюрта учитывает все главные факторы перспективности, в том числе: толщину осадочного заполнения в прогибах и над выступами коренных пород, структурный фактор (степень распространенности различных по типам и морфологии локальных структур-ловушек), масштабы развития отдельных литолого-стратиграфических комплексов в составе доюрского и юрско-кайнозойского комплексов. Наряду с этим дана оценка важнейших элементов размещения по территории залежей с различным фазовым составом УВ, определяющих, в свою очередь, преимущественное содержание типа ОВ (сапропелевое, гумусовое) в составе продуктивных комплексов отложений (см. рис. 6).

Заключение

Анализ регионального структурного плана и особенностей тектонического строения, характера и интенсивности проявления нефтегазоносности в разрезе Северного Устюрта позволяет сделать следующие важные выводы.

1. С учетом региональных особенностей строения, отмеченных по результатам поисковых исследований предыдущих лет, территория Северного Устюрта остается слабоизученной в связи с отсутствием единых структурных построений относительно более высокого качества и разработанных достаточно объективных критериев для оценки перспективности территории на локальном уровне. В этих условиях новые возможности оценки первоочередных объектов и эффективных направлений поисковых работ связываются с расширением возможностей для сравнительного анализа отдельных зон за счет дифференцированного подхода и комплексирования, а также с возросшим техническим

уровнем интерпретации геолого-сейсмических материалов.

2. Одним из направлений поисковых работ, наряду с регионально продуктивными юрскими отложениями, является изучение строения и перспектив верхнетриасовых отложений, развитие которых связывается с участками распространения озерных континентальных и прибрежных мелководных фаций, аналогично разрезу Прорвинской зоны поднятий Прикаспийской впадины (С. Нуржанов и др.).

3. В качестве нового направления поисковых работ обосновывается перспективность изучения перспективного палеозойского комплекса. Прогноз залежей нефти и газа в палеозойском комплексе основывается на результатах уточнения внутреннего строения и особенностей структурно-тектонического плана, на выделении крупных поисковых объектов, связанных с поднятиями унаследованного конседиментационного характера развития.

4. Развитие крупных блоков Северо-Устюртской системы прогибов и поднятий сопровождалось формированием областей преимущественного газонакопления в пределах Мынсуалмасской ступени, Самского, Барсакельмесского и Судочьего прогибов. Области преимущественного нефтегазо- и газонефтегазонакопления соответствуют Бозашинскому поднятию и Южно-Бозашинскому прогибу. По аналогии с Бозашинским поднятием, в пределах Актумсыкского поднятия прогнозируются нефтегазовые и газонефтяные залежи. Прогноз преимущественно нефтяных залежей связан с Колтык-Кулажатским прогибом и Арыстановской ступенью. В разрезе Шалкарского (Кошкаратинская и Тобебулакская мульды) и Косбулакского прогиба ожидаются залежи газового и нефтегазового состава.

5. Имеющийся фактический материал позволяет обосновать благоприятные структурно-тектонические и геолого-геофизические предпосылки, расширение спектра перспективных локальных объектов — потенциальных ловушек нефти и газа. Обнаружение новых скоплений нефти и газа связывается с валообразными поднятиями и объектами неструктурного типа на участках в глубоких прогибах по периметру их погружения, а также внутри прогибов на участках сочленения прилегающих соседних мульд. Прогноз перспективных локальных объектов также связывается с ловушками, сформированными в результате структурных осложнений различного порядка в отложениях доюрского комплекса (палеозой, триас) в разрезе моноклиналей и перекрывающих крупные выступы коренных пород толщак.

6. Осуществлено районирование Северного Устюрта по перспективам нефтегазоносности с дифференциацией территории на высокоперспективные и перспективные зоны, а также зоны с невыясненными перспективами. На основе этого уточнены направления дальнейших поисково-разведочных работ.

Литература

1. *Абдуллин А.А., Цирельсон Б.С., Быкадоров В.А. и др.* Тектоника области сочленения структур Урала, Тянь-Шаня и Центрального Казахстана. – Алматы : Наука, 1976. – 238 с.
2. *Акчулаков У.А.* Новая ресурсная база углеводородов Республики Казахстан и пути возможной их реализации // Нефтегазовые бассейны Казахстана и перспективы их освоения : мат-лы международной конференции «АтырауГео-2015» (Атырау, 26–27 мая 2015 г.). – Алматы : КОНГ, 2015. – С. 21–29.
3. *Бабашева М.Н., Куанышев Ф.М., Ажгалиев Д.К., Пронин А.П.* Изучение геологического строения, анализ и оценка перспектив нефтегазоносности триасовых отложений Северного Устюрта. – Атырау, 2022.
4. *Чакабаев С.Е., Кононов Ю.С., Завгородний А.Л. и др.* Геология, история развития и перспективы нефтегазоносности запада Туранской плиты. – М. : Недра, 1973. – 214 с.
5. *Дююрский комплекс Северного Устюрта и полуострова Бузачи* // Тр. ВНИГНИ. – М. : Недра, 1985. – Вып. 254. – 133 с.
6. *Куандыков Б.М., Камалов С.М.* Основные задачи геологоразведочных работ на нефть и газ в Казахстане // Известия АН РК. Серия геологическая. – 1992. – № 4. – С. 54–62.
7. *Пилифосов В.М., Волож Ю.А., Певзнер Л.А.* Сейсмогеологический анализ при изучении строения осадочных бассейнов // Известия АН КазССР. Серия геологическая. – 1983. – № 2. – С. 42–49.
8. *Ажгалиев Д.К.* Прогноз нефтегазоносности палеозойского комплекса Устюрт-Бозашинского региона и Мангышлака // Известия Национальной академии наук Республики Казахстан. Серия геологии и технических наук. – 2016. – Т. 420. – № 6. – С. 51–63.
9. *Таскинбаев К.М., Нурсултанова С.Н., Курметов Б.К. и др.* Палеозойский комплекс осадочных бассейнов запада Туранской плиты и территории к востоку от Уральской складчатой системы // Геофизика. – 2020. – № 1. – С. 60–69.
10. *Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Аральского моря* : сб. науч. тр. / Под ред. Б.М. Куандыкова, Г.Ж. Жолтаева, О.С. Туркова. – Алматы, 1997. – 145 с.
11. *Даукеев С.Ж., Быкадоров В.А., Куантаев Н.Е. и др.* Состояние изученности и основные вопросы геологии Аральского моря // Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Аральского моря. – Алматы, 1997. – С. 16–31.
12. *Жолтаев Г.Ж.* Геодинамическая модель и перспективы нефтегазоносности Аральского региона // Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Аральского моря. – Алматы, 1997.
13. *Жолтаев Г.Ж.* Палеозойские осадочные бассейны зоны сочленения Урала с Тянь-Шанем // Геология и полезные ископаемые. – 1997. – № 5–6. – С. 2–7.
14. *Акишев Т.А., Ашимов Р.У., Кунин Н.Я. и др.* Сейсмостратиграфические исследования при поисках месторождений нефти и газа : мат-лы Всесоюзной школы-семинара (Чимкент, 25–28 октября, 1988 г.). – М. : ВНИИГеофизика, 1990. – В 2 т. (242 с., 150 с.).
15. *Ажгалиев Д.К., Маркабаев К.Ж.* Геолого-геофизические предпосылки для проведения нефтегазопроисковых работ в северной части Южно-Мангистауского прогиба // Нефть и газ. – 2008. – № 6. – С. 15–20.
16. *Майлибаев М.М.* Направления поисково-разведочных работ на нефть и газ в пределах Южного и Юго-Восточного Казахстана на основе инвестиций // Минеральные ресурсы Казахстана. – 1995. – № 2. – С. 3–7.
17. *Ажгалиев Д.К., Каримов С.Г.* Совершенствование критериев оценки перспектив нефтегазоносности малоизученных районов Туранской плиты // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2018. – № 7–8. – С. 20–33.
18. *Ажгалиев Д.К., Таскинбаев К.М.* Новый взгляд на региональное строение западной части Туранской плиты в разрезе перспектив нефтегазоносности региона // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2019. – № 7–8. – С. 20–28.
19. *Волож Ю.А., Быкадоров В.А., Сапожников Р.Б.* Особенности строения палеозойских отложений Торгайско-Сырдарьинского и Устюртского регионов (в связи с перспективами нефтегазоносности глубоких горизонтов осадочного чехла) [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т. 11. – № 4. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/gub/4/41_2016.pdf (дата обращения 06.06.2022). DOI: 10.17353/2070-5379/41_2016.
20. *Гафаров Н.А., Гулев В.Л., Карнаухов С.М. и др.* Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности Восточного Устюрта. Т. I. – М. : Недра, 2010. – 261 с.
21. *Сапожников Р.Б., Абдулкабиров А.А., Волож Ю.А., Васильев Б.А.* Перспективы нефтегазоносности Косбулакского прогиба Северного Устюрта по новым данным геофизических исследований // Нефтегазоносность и гидрогеология Казахстана. – Алматы : КазИМС, 1990. – 93 с.
22. *Ажгалиев Д.К.* Закономерности распространения нефтегазоносности в пределах западной части Туранской плиты // PETROLEUM. – 2017. – № 2–3. – С. 62–69.
23. *Ажгалиев Д.К.* Геофизическая и структурно-тектоническая характеристика палеозойского комплекса западной части Туранской плиты // Каротажник. – 2017. – Т. 278. – № 8. – С. 67–80.
24. *Оздоев С.М.* Новое направление в прогнозировании нефтегазоносности по структурным зонам возможного разуплотнения пород // Геология Казахстана. – 1999. – № 5–6. – С. 28–35.

References

1. *Abdullin A.A., Tsirel'son B.S., Bykadorov V.A. et al.* Tektonika oblasti sochleneniya struktur Urala, Tyan'-Shanya i Tsentral'nogo Kazakhstana [Tectonics of the junction area of the Urals, Tien Shan and Central Kazakhstan structures]. Almaty: Nauka; 1976. 238 p. In Russ.
2. *Akchulakov U.A.* Novaya resursnaya baza uglevodorodov Respubliki Kazakhstan i puti vozmozhnoi ikh realizatsii [New hydrocarbon resource base of Republic of Kazakhstan and how it can be unlocked]. In: Neftegazonosnye basseiny Kazakhstana i perspektivy ikh osvoeniya: mat-ly mezhdunarodnoi konferentsii "AtyraUGeo-2015" (Atyrau, 26–27 May 2015). Almaty: KONG; 2015. pp. 21–29. In Russ.
3. *Babasheva M.N., Kuanyshiev F.M., Azhgaliev D.K., Pronin A.P.* Izuchenie geologicheskogo stroeniya, analiz i otsenka perspektiv neftegazonosnosti triasovykh otlozhenii Severnogo Ustyurta [Studies of geological structure, analysis and assessment of petroleum potential of the Triassic deposits in Northern Ustyurt]. Atyrau, 2022. In Russ.

4. Chakabaev S.E., Kononov Yu.S., Zavgorodnii A.L. et al. Geologiya, istoriya razvitiya i perspektivy neftegazonosnosti zapada Turanskoi plity [Geology, history of development and prospects for oil and gas potential in the west of the Turan Plate]. Moscow: Nedra; 1973. 214 p. In Russ.
5. Doyurskii kompleks Severnogo Ustyurta i poluostrova Buzachi [Pre-Jurassic complex of Northern Ustyurt and the Buzachi Peninsula]. In: Tr. VNIGNI. Moscow: Nedra; 1985. Vyp. 254. 133 p. In Russ.
6. Kuandykov B.M., Kamalov S.M. Osnovnye zadachi geologorazvedochnykh rabot na neft' i gaz v Kazakhstane [The main objectives of exploration for oil and gas in Kazakhstan]. *Izvestiya AN RK. Seriya geologicheskaya*. 1992;(4):54–62. In Russ.
7. Pilifosov V.M., Volozh Yu.A., Pevzner L.A. Seismogeologicheskii analiz pri izuchenii stroeniya osadochnykh basseinov [Seismogeological analysis in studying the structure of sedimentary basins]. *Izvestiya AN KazSSR. Seriya geologicheskaya*. 1983;(2):42–49. In Russ.
8. Azhgaliev D.K. Prognoz neftegazonosnosti paleozoiskogo kompleksa Ustyurt-Bozashinskogo regiona i Mangyshlaka [Forecast of oil and gas potential of the Paleozoic complex of the Ustyurt-Bozashi region and Mangyshlak]. *Izvestiya Natsional'noi akademii nauk Respubliki Kazakhstan. Seriya geologii i tekhnicheskikh nauk*. 2016;420(6):51–63. In Russ.
9. Taskinbaev K.M., Nursultanova S.N., Kurmetov B.K. et al. Paleozoic complex of sedimentary basins west of the Turan plate and the territory to the east of the Ural folded system. *Geofizika*. 2020;(1):60–69. In Russ.
10. *Geologicheskoe* stroenie i perspektivy neftegazonosnosti Aral'skogo moray [Geological structure and prospects of oil and gas potential of the Aral Sea]. In: B.M. Kuandykov, G.Zh. Zholtaev, O.S. Turkov, eds. Almaty, 1997. 145 p. In Russ.
11. Daukeev S.Zh., Bykadorov V.A., Kuantaev N.E. et al. Sostoyanie izuchennosti i osnovnye voprosy geologii Aral'skogo moray [State of knowledge and main issues of the Aral Sea geology]. In: *Geologicheskoe* stroenie i perspektivy neftegazonosnosti Aral'skogo morya. Almaty, 1997. pp. 16–31. In Russ.
12. Zholtaev G.Zh. Geodinamicheskaya model' i perspektivy neftegazonosnosti Aral'skogo regiona [Geodynamic model and prospects for oil and gas potential in the Aral region]. In: *Geologicheskoe* stroenie i perspektivy neftegazonosnosti Aral'skogo morya. Almaty, 1997. In Russ.
13. Zholtaev G.Zh. Palaeozoic sedimentary basins of the Urals and Tian Shan junction zone [Paleozoiskie osadochnye basseiny zony sochleneniya Urala s Tyan'-Shanem]. *Geologiya i poleznye iskopaemye*. 1997;(5–6):2–7. In Russ.
14. Akishev T.A., Ashimov R.U., Kunin N.Ya. et al. Seismostratigraficheskie issledovaniya pri poiskakh mestorozhdenii nefti i gaza: materialy Vsesoyuznoi shkoly-seminara (Chimkent, 25–28 October, 1988) [Seismostratigraphic studies in the search for oil and gas fields]. Moscow: VNIIGeofizika; 1990. V. 1. 242 p. V. 2. 150 p. In Russ.
15. Azhgaliev D.K., Markabaev K.Zh. Geologo-geofizicheskie predposylki dlya provedeniya neftegazoposkovykh rabot v severnoi chasti Yuzhno-Mangistauskogo progiba [Geological and geophysical factors of oil and gas prospecting in the northern part of South Mangistausk trough]. *Neft' i gaz*. 2008;(6):15–20. In Russ.
16. Mailibaev M.M. Napravleniya poiskovo-razvedochnykh rabot na neft' i gaz v predelakh Yuzhnogo i Yugo-Vostochnogo Kazakhstana na osnove investitsii [Focus areas for exploration and prospecting for oil and gas within Southern and South-Eastern Kazakhstan based on investment]. *Mineral'nye resursy Kazakhstana*. 1995;(2):3–7. In Russ.
17. Azhgaliev D.K., Karimov S.G. Improvement of assessment tools for the petroleum potential of poorly studied areas of the Turan plate. *Territoriya NEFTEGAZ*. 2018;(7–8):20–33. In Russ.
18. Azhgaliev D.K., Taskinbaev K.M. New insights on regional structure of the west Turan plate from the oil and gas potential perspective. *Territoriya NEFTEGAZ*. 2019;(7–8):20–28. In Russ.
19. Volozh Yu.A., Bykadorov V.A., Antipov M.P., Sapozhnikov R.B. Osobennosti stroeniya paleozoyskikh otlozheniy Turgaysko-Syrdar'inskogo i Ustyurtskogo regionov (v svyazi s perspektivami neftegazonosnosti glubokikh gorizontov osadochnogo chekhla) [Paleozoic sections of Turgai-Syrdarya and Ustyurt region - structural features (related to the petroleum potential of the cover's deep layers)]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*. 2016;11(4). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/41_2016.pdf. (accessed 06.06.2022). DOI: 10.17353/2070-5379/41_2016. In Russ.
20. Gafarov N.A., Gulev V.L., Karnaukhov S.M. et al. Novyi vzglyad na perspektivy neftegazonosnosti Vostochnogo Ustyurta [A new look at the prospects for oil and gas potential of Eastern Ustyurt]. V. I. Moscow: Nedra; 2010. 261 p. In Russ.
21. Sapozhnikov R.B., Abdulkabirov A.A., Volozh Yu.A., Vasil'ev B.A. Perspektivy neftegazonosnosti Kosbulakskogo progiba Severnogo Ustyurta po novym dannym geofizicheskikh issledovaniy [Prospects for the oil and gas potential of the Kosbulak trough of the Northern Ustyurt according to new geophysical data]. In: *Neftegazonosnost' i gidrogeologiya Kazakhstana*. Almaty: KaZIMS; 1990. 93 p. In Russ.
22. Azhgaliev D.K. Conformity of Oil and Gas Content Advancement within the Western Part of the Turan Platform. *PETROLEUM*. 2017;(2–3):62–69. In Russ.
23. Azhgaliev D.K. The geophysical and tectonic-structural characterization of the paleozoic complex of the Western portion of the Turanian platform. *Karotazhnik*. 2017;278(8):67–80. In Russ.
24. Ozdoev S.M. Novoe napravlenie v prognozirovanii neftegazonosnosti po strukturnym zonam vozmozhnogo razuplotneniya porod [A new direction in forecasting oil and gas content based on structural zones of possible rock decompaction]. *Geologiya Kazakhstana*. 1999;(5–6):28–35. In Russ.

Информация об авторах

Ажгалиев Дулат Калимович

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший преподаватель

НАО «Атырауский университет нефти и газа
имени Сафи Утебаева»,

060027 Республика Казахстан, Атырау,
ул. М. Баймуханова, д. 45А, корп. 2

e-mail: dulat.azhgaliev@gmail.com

ORCID ID: 0000-0001-9770-0473

Бабашева Мансия Нургалиевна

Кандидат технических наук

ТОО «Тимал Консалтинг групп»,

050059 Республика Казахстан, Алматы,
проспект Аль-Фараби 7, блок 5а

e-mail: babasheva.m@timal.kz

Нурсултанова Софья Нурбаевна

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший преподаватель

НАО «Атырауский университет нефти и газа
имени Сафи Утебаева»,

060027 Республика Казахстан, Атырау,
ул. М. Баймуханова, д. 45А, корп. 2

e-mail: sofianur@mail.ru

ORCID ID: 0000-0002-0877-9421

Information about authors

Dulat K. Azhgaliev

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Teacher

Atyrau University of Oil and Gas
named after Safi Utebaeva,
45A, Bldg. 2, ul. M. Baimukhanova, Atyrau,
060027, Kazakhstan

e-mail: dulat.azhgaliev@gmail.com

ORCID ID: 0000-0001-9770-0473

Mansiya N. Babasheva

Candidate of Technical Sciences

LLP "Timal Consulting Group",

7, Al-Farabi prospect, 5A block, Almaty,
050059, Kazakhstan

e-mail: babasheva.m@timal.kz

Sof'ya N. Nursultanova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Teacher

Atyrau University of Oil and Gas
named after Safi Utebaeva,
45A, Bldg. 2, ul. M. Baimukhanova, Atyrau,
060027, Kazakhstan

e-mail: sofianur@mail.ru

ORCID ID: 0000-0002-0877-9421



ГЕОБАЙКАЛ'22

7-я научно-практическая конференция

27 февраля - 3 марта 2023 г. | Иркутск, Россия

НАУЧНЫЕ СЕССИИ

Геология Восточной Сибири и Дальнего Востока, Теория и практика сейсморазведки для поиска углеводородов, Несейсмические методы для поисков углеводородов, Комплексирование геофизических методов при поиске и разведке УВ, Геонавигация, и многие другие.

КРУГЛЫЕ СТОЛЫ

- Куда двигаться дальше в Восточной Сибири?
- Развитие бизнеса ТЭК в Восточной Сибири
- Инжиниринг

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ СЕМИНАРЫ

Геология и опасные геологические процессы Тункинской рифтовой долины

Геология и тектоника Ольхонского геодинамического полигона (Западное Прибайкалье) с посещением научного полигона Бугульдейка



УДК 550.8.013

DOI 10.31087/0016-7894-2022-6-45-56

Закономерности заполнения ловушек углеводородов на территории Ножовского выступа Пермского края

© 2022 г. | М.В. Никитина, А.А. Филимончиков

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»; Пермь, Россия; marina.nikitina@pnn.lukoil.com; aleksandr.filimonchikov@pnn.lukoil.com

Поступила 27.04.2022 г.

Доработана 29.04.2022 г.

Принята к печати 08.09.2022 г.

Ключевые слова: *Ножовский выступ; коэффициент заполнения ловушек; ложная покрывка; палеорусл; вероятностно-статистические модели прогноза.*

Аннотация: Объектами научного исследования являются локальные ловушки углеводородов на территории Ножовского выступа Пермского края. Актуальность исследований обусловлена необходимостью восполнения минерально-сырьевой базы и компенсации уровней добычи углеводородов. Целью исследования является установление закономерностей заполнения ловушек углеводородов для повышения достоверности прогноза ресурсов на перспективных поднятиях, а также поиск объектов для доразведки разрабатываемых месторождений углеводородов. По результатам статистического анализа геолого-геофизической информации определены закономерности характера нефтеносности и степени заполнения. На основании установленных закономерностей разработаны зональные методики прогноза коэффициентов заполнения ловушек углеводородов Ножовского выступа. Выполнена апробация разработанных методик, в ходе которой проведена переоценка ресурсов перспективных объектов и осуществлен прогноз коэффициентов заполнения для залежей с неопределенным флюидальным контактом и запасами, не учтенными Государственным балансом.

Для цитирования: Никитина М.В., Филимончиков А.А. Закономерности заполнения ловушек углеводородов на территории Ножовского выступа Пермского края // Геология нефти и газа. – 2022. – № 6. – С. 45–56. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-6-45-56.

Patterns of hydrocarbon trap filling in Nozhovsky Salient territory of Perm Krai

© 2022 | M.V. Nikitina, A.A. Filimonchikov

LUKOIL-Engineering Limited PermNIPIneft Branch Office in Perm, Perm, Russia; marina.nikitina@pnn.lukoil.com; aleksandr.filimonchikov@pnn.lukoil.com

Received 27.04.2022

Revised 29.04.2022

Accepted for publication 08.09.2022

Key words: *Nozhovsky Salient; factor of trap filling; pseudo seal; paleochannel; predicted probabilistic statistical model.*

Abstract: Subject of the research are local hydrocarbon traps in Nozhovsky Salient territory of Perm Krai. Urgency of the research stems from the need for hydrocarbon reserves replacement and production compensation. The aim of the study is to establish patterns of hydrocarbon trap filling in order to improve the reliability of resource prediction on promising uplifts, as well as to find targets for further exploration of hydrocarbon fields, which are already under development. The results of geological and geophysical data statistical analysis allowed identifying oil and gas occurrence features and level of trap filling. Based on the identified patterns, methodologies of zonal prediction have been developed for factors of hydrocarbon trap filling within the Nozhovsky Salient. Re-appraisal of exploration target resources and prediction of factor of trap filling for the pools having uncertain fluid contact and reserves not listed in the State Register of Reserves were carried out during the course of practical approval of the methodologies developed.

For citation: Nikitina M.V., Filimonchikov A.A. Patterns of hydrocarbon trap filling in Nozhovsky Salient territory of Perm Krai. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(6):45–56. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-6-45-56. In Russ.

Введение

Пермский край является старым, высокоизученным нефтегазодобывающим регионом, в котором достаточно остро стоят проблемы восполнения минерально-сырьевой базы и компенсации уровней добычи УВ. Актуальность исследований обусловлена необходимостью минимизации рисков неподтверждения ресурсов локальных объектов и необходимостью наиболее рационального исполь-

зования недр за счет доразведки разрабатываемых месторождений. Недоучет риска неполного заполнения ловушки может привести к ошибкам в ресурсной оценке и, как следствие, — к ошибкам в выборе приоритетных объектов бурения для прироста запасов. В связи с этим целью исследований является установление закономерностей заполнения ловушек УВ для повышения достоверности прогноза ресурсов на перспективных поднятиях. Объек-



Рис. 1. Обзорная схема территории исследований
Fig. 1. Overview map of the study area



том настоящего исследования являются локальные ловушки УВ на территории Ножовского выступа Пермского края (рис. 1).

Согласно поставленной цели сформулирован ряд задач, основными из которых являются:

- 1) разработка зональных методик прогноза заполнения ловушек;
- 2) переоценка ресурсов перспективных объектов;

3) прогноз заполнения залежей на уже открытых месторождениях.

Методология исследований

Для решения поставленных задач на первом этапе исследований сформирована база данных, содержащая исходную информацию для анализа и прогноза по всем изученным бурением нефтегазоводонасыщенным локальным поднятиям территорий исследования. База данных включает 146 региональных и локальных параметров для 348 ловушек, характеризующих особенности их геологического строения по площади и в разрезе 11 перспективных пластов (абсолютные отметки ОГ и продуктивных пластов, амплитуды структур, ловушек и залежей, характеристики залежей УВ, региональные геохимические данные и др.).

Затем выполнены расчет и оценка достоверности коэффициентов заполнения ($K_{\text{зап}}$) ловушек по трем вариантам: утвержденному, вероятному, возможному.

Утвержденный $K_{\text{зап}}$ определялся по материалам подсчета запасов и рассчитывался на основании утвержденного уровня флюидального контакта (водонефтяного, газонефтяного и газоводяного) или условного подсчетного уровня. Для тех объектов, на которых водонефтяной контакт доказан данными скважин при условии контроля расстояния подошва нефти – кровля воды или водонефтяной контакт совпадает с замыкающей изогипсой по кровле пласта ($K_{\text{зап}} = 1$ доли ед.), рассчитывался *достоверный* $K_{\text{зап}}$.

В случае низкой неопределенности оценки положения водонефтяного контакта, рассчитывался *вероятный* $K_{\text{зап}}$ как промежуточный вариант между максимальной и минимальной оценками на основании имеющихся данных.

Возможный $K_{\text{зап}}$ определялся по итогам прогноза понижения контакта на основании установленных зависимостей, насколько это возможно при имеющихся фактических данных.

Разработка зональных методик прогноза выполнена на основании анализа имеющейся геолого-геофизической информации с применением статистических методов исследований [1, 2]. Подход к исследованию заключается в определении критериев нефтеносности и закономерностей степени заполнения по группам геологических факторов риска: генерационного потенциала нефтегазоматеринских толщ, наличия и морфологических характеристик структуры, наличия и свойств коллектора, наличия и свойств покрывки, заполнения и сохранности залежи [3–6].

Закономерности заполнения ловушек на территории Ножовского выступа

Ножовский выступ Верхнекамской впадины расположен на юго-западе Пермского края, в его границах находятся девять разрабатываемых месторождений, три подготовленные и три выявленные структуры. Территория относится к землям с

высокой степенью изученности: сейсморазведочными работами 3D покрыты все месторождения и 5 из 6 структур фонда (65 % площади); плотность глубокого бурения составляет 5,7 км²/скв. (145 глубоких скважин), плотность структурного бурения — 1,28 км²/скв. (642 структурные скважины).

Все открытые в пределах Ножовского выступа месторождения УВ приурочены к северо-западному борту позднедевонских рифовых гряд Камско-Кинельской системы прогибов. Участок находится в Ножовской зоне нефтегазоаккумуляции, в границах которой установлена промышленная нефтеносность четырех нефтегазоносных комплексов (НГК): верхнедевон-турнейского (D_3-C_{1t}) карбонатного, ниже-средневизейского (C_{1v}) терригенного, верхневизей-башкирского (C_{2b}) карбонатного и верейского (C_{2vr}) терригенно-карбонатного¹.

Анализ изменения коэффициентов заполнения по разрезу

На первом этапе выполнен анализ изменения коэффициентов заполнения по разрезу. По результатам 1D-бассейнового моделирования, проведенного по скв. Ножовская-1, установлено отсутствие дефицита преобразованного ОВ — нефтегазоматеринские толщи характеризуются достаточной степенью катагенетической преобразованности и преимущественно находятся на стадиях мезокатагенеза MK_1-MK_3 , соответствующих нефтяному окну [7, 8]. Теоретически все ловушки могут быть заполнены полностью, а главную роль в недозаполнении играют литофациальный и структурный факторы (рис. 2 А).

Диаграммы размаха медианных значений $K_{зап}$ (см. рис. 2 В) показывают, что для 8 из 11 пластов ловушки характеризуются заполнением, близким к полному ($K_{зап} = 0,8-1$ доли ед.). Для большинства промышленных залежей отмечается сложное блоковое строение поверхности водонефтяного контакта.

Каширский пласт К является повсеместно водонасыщенным. В ходе анализа данных бурения скважин установлено, что залежи не сформировались из-за затруднения вертикальной миграции ввиду наличия выдержанной мощной (34–36 м) региональной карбонатно-глинистой верейской покрышки, а также отсутствия надежной локальной покрышки над самим пластом (см. рис. 2 С).

Анализ гистограмм распределения коэффициентов заполнения показал, что для территории Ножовского выступа построение вероятностно-статистических моделей прогноза возможно для среднекаменноугольных продуктивных пластов и затруднено для пластов нижнекаменноуголь-

ных отложений ввиду малой дисперсии и большой асимметрии распределений, иногда — малого объема выборки (см. рис. 2 D). Однако высокая степень изученности территории сейсморазведочными работами 3D, поисково-разведочным, эксплуатационным и структурным бурением позволяет выполнить детальный анализ особенностей геологического строения и изучить закономерности размещения залежей, а также степени заполнения ловушек УВ отдельно для каждого пласта.

Закономерности заполнения ловушек верхнедевон-турнейского карбонатного НГК

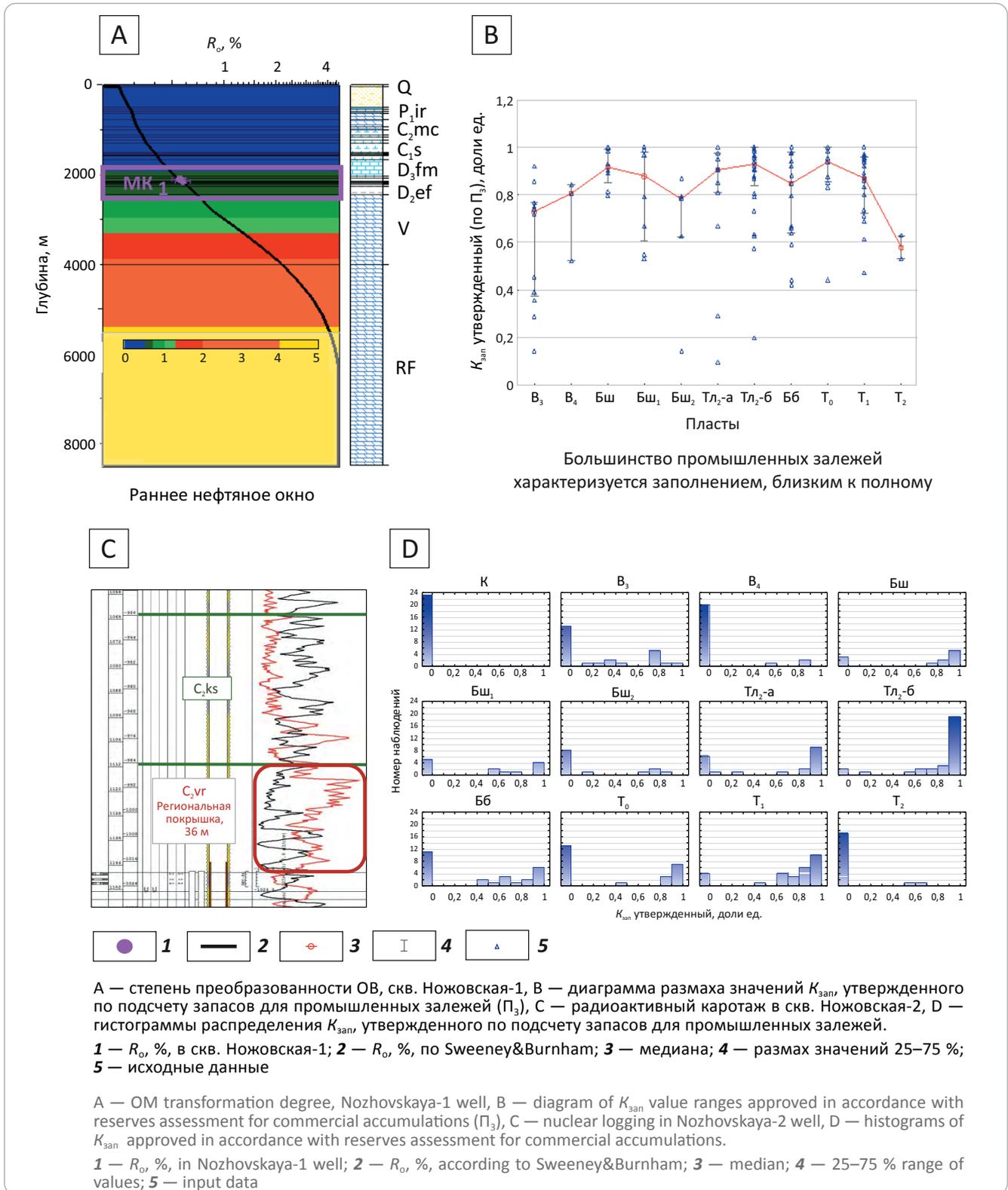
Верхнедевон-турнейский карбонатный НГК является вторым по объемам начальных извлекаемых запасов УВ на территории Ножовского выступа, в нем сосредоточено 35 % нефти. В комплексе выделяется три промышленно-продуктивных пласта — T_2, T_1, T_0 , приуроченных к структурам облекания разновозрастных позднедевонских рифовых построек. В общем характер нефтеносности пластов определяется изолирующими свойствами покрышек и гипсометрическим положением ловушек (рис. 3).

Промышленная продуктивность самого нижнего пласта T_2 установлена на двух поднятиях, пласт характеризуется относительно низкой степенью изученности, сложным типом коллектора, представленным известняками и доломитами с неоднородным составом и признаками трещиноватости. Основным критерием нефтеносности является наличие локальной глинистой покрышки над пластом с коэффициентом глинистости ($K_{гл}$) больше 0,12 доли ед. При отсутствии покрышки или меньшем $K_{гл}$ залежь не формируется. Степень заполнения ловушек определяли методом геологических аналогий. Среднее значение прогнозного $K_{зап}$ по данным поднятий-аналогов составляет 0,58 доли ед.

На территории Ножовского выступа большая часть ловушек пласта T_1 заполнена. На долю пласта приходится 97 % всех начальных извлекаемых запасов нефти верхнедевон-турнейского карбонатного НГК. Критериями нефтеносности являются гипсометрическое положение поднятия и мощность локальной карбонатно-глинистой покрышки над пластом. Установлено, что, если абсолютные отметки свода и замка структуры по ОГ II^п меньше –1391 и –1405 м соответственно или толщина карбонатно-глинистой локальной покрышки составляет менее 2,5 м, ловушка будет водонасыщенной. В целом изолирующие свойства покрышек (глинистость) выше на севере территории, чем на юге: среднее значение $K_{гл}$ по ГИС составляет 0,24 против 0,17 долей ед. Это объясняется особенностями сноса и седиментации глинистого материала с северо-запада в условиях мелководного шельфа при постепенном удалении от береговой линии и снижении интенсивности гидродинамического режима. Наиболее рациональным при прогнозе $K_{зап}$ является вариант

¹ Михайлов Д.Г. и др. Обобщение результатов ГРП на территории Пермского края с целью уточнения геологического, тектонического строения, сырьевой базы и нефтегазогеологического районирования: геол. отчет Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПинетф» в г. Перми. – Пермь, 2011. – 310 с.

Рис. 2. Анализ изменения коэффициентов заполнения по разрезу
Fig. 2. Analysis of changes in factor of trap filling through the section

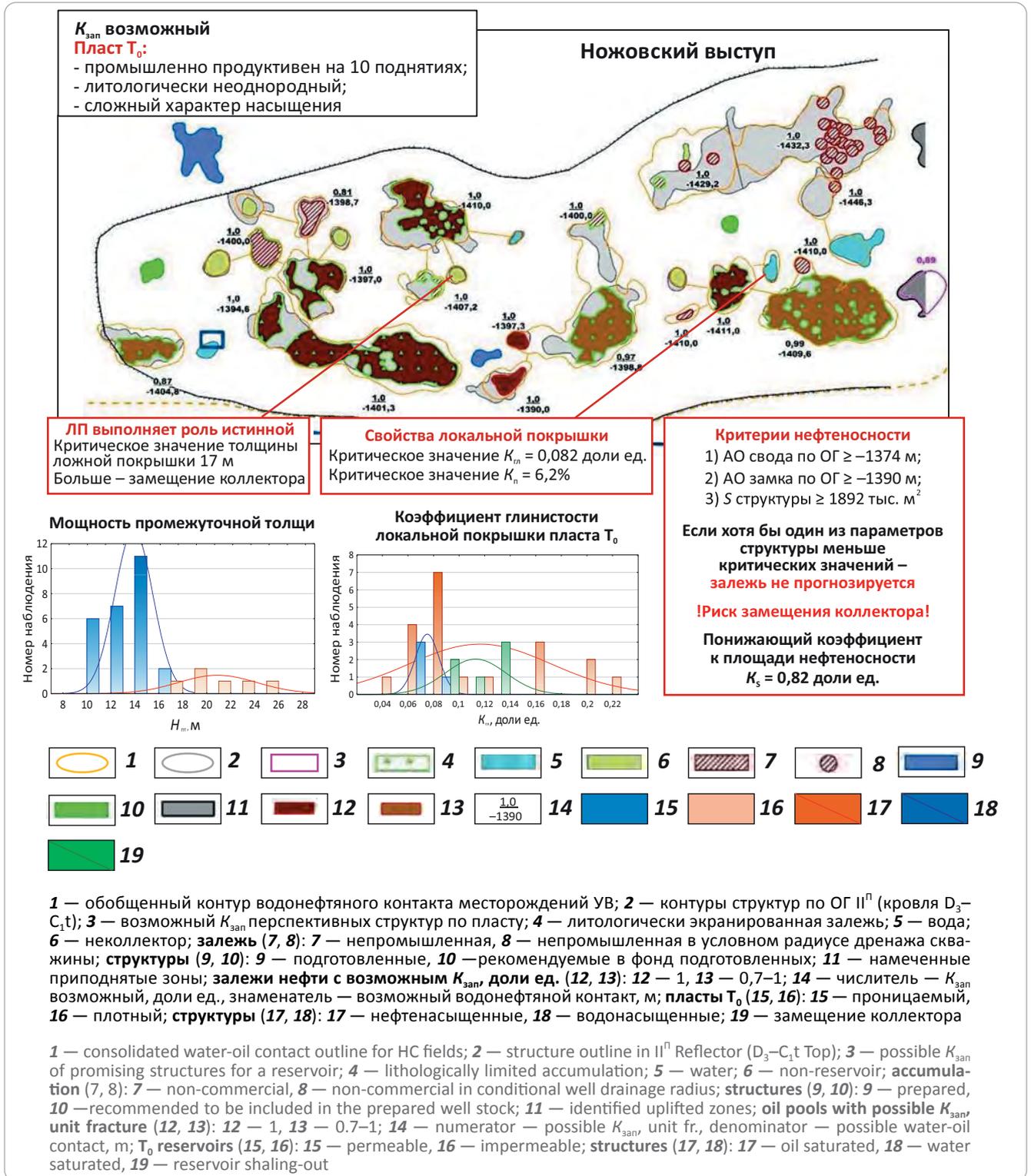


использования данных по ближайшим аналогам, которые будут схожи с оцениваемой структурой по генезису, морфологическим характеристикам и параметрам покрышки. Среднее значение прогнозно-го $K_{зап}$ по территории составляет 0,84 доли ед.

Верхний пласт T_0 , приуроченный к подошве черепетского горизонта турнейского яруса, ха-

рактеризуется наибольшей литологической неоднородностью и наиболее сложным характером нефтенасыщения в рассматриваемом НГК. Замещение коллектора в пласте связано со свойствами так называемой ложной покрышки, которая с точки зрения трехчленного строения резервуара представляет собой промежуточную толщу меж-

Рис. 3. Закономерности заполнения ловушек D_3-C_1t НГК на примере пласта T_0
Fig. 3. Filling patterns of D_3-C_1t play traps by the example of T_0 reservoir



ду кровлей коллектора и региональной глинистой визейской покрывкой [9–13]. Установлено, что ложная покрывка на территории Ножовского выступа выполняет роль истинной и через нее не рассеиваются скопления УВ. При толщине ложной покрывки больше 17 м наблюдается замещение коллектора плотными породами. При наличии коллектора нефтеносность определяется изолирующи-

ми свойствами локальной карбонатно-глинистой покрывки. Выявлено, что, если локальная покрывка характеризуется $K_{пл}$ меньше 0,082 доли ед. или коэффициентом пористости ($K_{п}$) больше 6,2 %, ловушка будет водонасыщенной.

В целом для пласта установлены критические значения абсолютных отметок свода (–1374 м), замка структуры (–1390 м) по ОГ II^П и размера площади

S (1892 тыс. м²), ниже которых наличие промышленных залежей не прогнозируется. При оценке $K_{\text{зап}}$ применяется метод геологических аналогий, среднее значение $K_{\text{зап}}$ на поднятиях-аналогах составляет 0,89 доли ед. При расчете площади нефтеносности для учета риска возможного частичного замещения коллектора рекомендуется применять понижающий коэффициент $K_s = 0,82$ доли ед., вычисленный по данным поднятий-аналогов.

Закономерности заполнения ловушек ниже-средневизейского терригенного НГК

Нижне-средневизейский терригенный НГК является основным на территории Ножовского выступа Пермского края, содержит наибольшее (50 %) количество начальных извлекаемых запасов нефти. В комплексе выделяется три промышленно-продуктивных пласта — Бб, Тл_{2-б}, Тл_{2-а}, характер нефтеносности которых определяется главным образом строением визейской палеодельты [14]. Каждый пласт характеризуется собственными закономерностями заполнения ловушек².

Нижний пласт Бб промышленно продуктивен на 12 поднятиях. Для него характерны коллекторы большой мощности с высокими фильтрационно-емкостными свойствами и наиболее сложный в комплексе характер насыщения. Нефтеносность ловушек зависит от наличия коллектора, соотношения фильтрационно-емкостных свойств и гипсометрического положения ловушек. Бобриковский пласт отделяется от вышележащих тульских аргиллитовой толщей мощностью 1–20,2 м, являющейся надежным литологическим экраном. Для территории Ножовского выступа нефтеносность пласта Бб не зависит от региональных геохимических факторов. Наличие нефтегазоматеринской толщи и достаточного количества сгенерированных УВ не вызывает сомнений, о чем свидетельствует факт полного заполнения некоторых ловушек пласта Бб и ловушек вышележащих пластов.

При исследовании протрассированы палеорусл, соответствующие этапу раннебобриковской регрессии, на основании которых территория разделена на четыре зоны (рис. 4). Зона I выделена по первому — западному — рукаву палеодельты, в ней расположены только водонасыщенные поднятия. Зона II приурочена к палеоводоразделу, в ней наблюдается преимущественное замещение коллекторов плотными глинистыми породами. В данных зонах водонасыщение ловушек связано с миграцией УВ вверх по разрезу, наличие нефтенасыщенных ловушек не прогнозируется. В зоне III, выделенной по второму рукаву палеодельты, расположены нефтенасыщенные ловушки, характеризующиеся неполным заполнением ($K_{\text{зап}} = 0,65$ доли ед.). Установлено, что в зоне III пласты Тл_{2-б} и Бб представ-

ляют собой единую гидродинамическую систему. В качестве критериев нефтеносности определены критические значения абсолютных отметок свода поднятия по пласту, ниже которых ловушки будут водонасыщенными. В зоне IV, приуроченной к третьему и четвертому рукавам палеодельты, находятся нефтенасыщенные ловушки с близким к полному заполнением ($K_{\text{зап}} = 0,93$ доли ед.), залежи пласта Бб независимые.

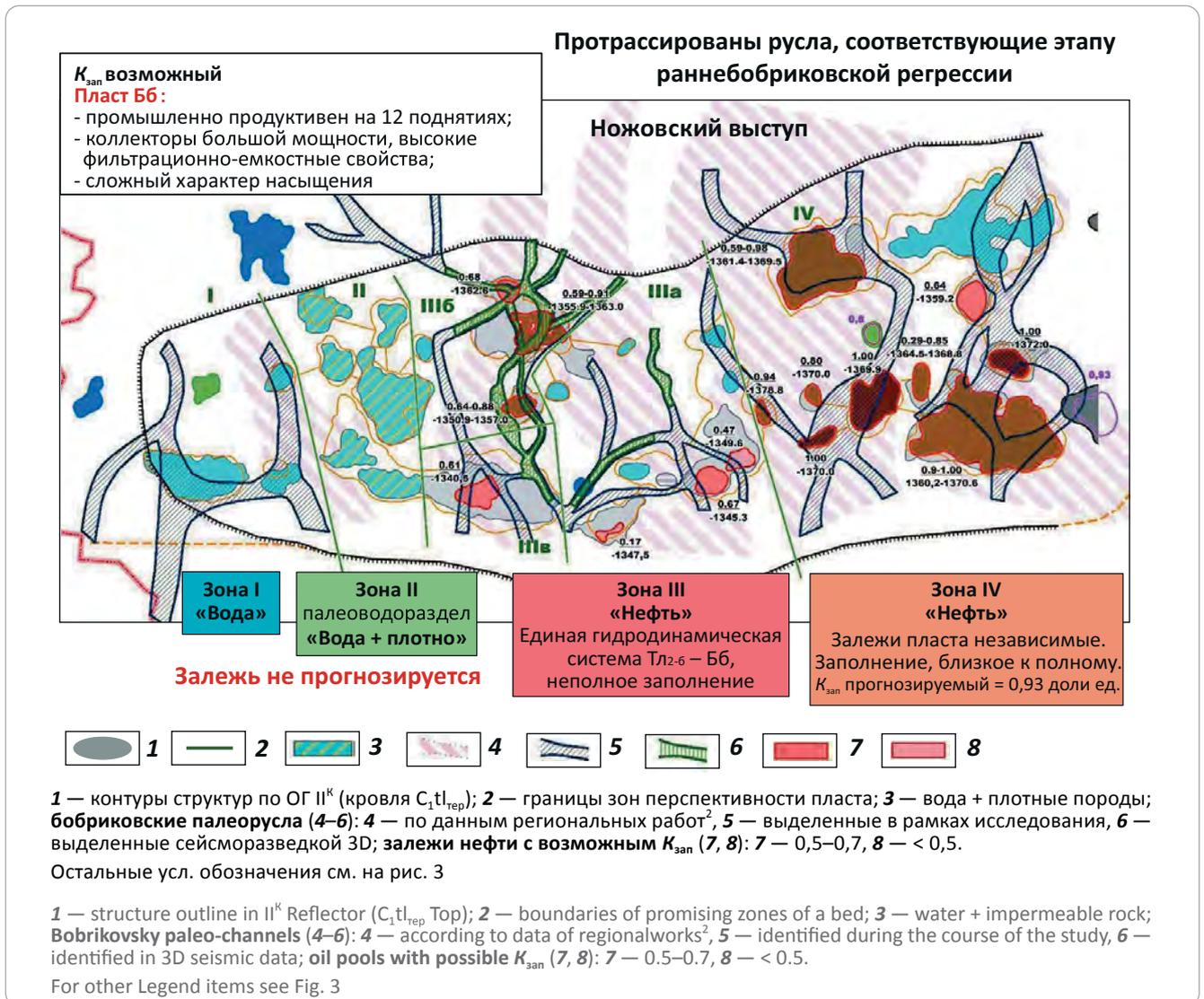
Вышележащий пласт Тл_{2-б} выдержан по характеру насыщения и степени заполнения ловушек, приурочен к подошве терригенной пачки тульского горизонта и промышленно продуктивен на всех месторождениях Ножовской группы. Основным фактором, определяющим наличие залежи, можно считать относительно мощные врезные тела тульского возраста с высокими фильтрационными свойствами и их соотношение со свойствами коллекторов ловушки. Особенности литофациальных условий осадконакопления и, как следствие, различие фильтрационных свойств оказали влияние на процессы вторичной миграции при формировании залежей.

Водонасыщение установлено только на одном поднятии и связано с наличием относительно мощного тульского палеовреза с высокой (больше в 3–6 раз) проницаемостью. Вероятно, залежь не сформировалась из-за вторичной миграции УВ вдоль высокопроницаемого руслового канала. Для всех остальных ловушек характерно частое тонкое переслаивание коллекторов, преимущественно алевролитового состава с глинистыми пропластками. Анализ уровней водонефтяного контакта показывает, что ловушки характеризуются заполнением, близким к полному, не зависимо от размеров и гипсометрического положения. Среднее значение $K_{\text{зап}}$ составляет 0,92 доли ед.

Пласт Тл_{2-а} приурочен к кровле терригенной пачки тульского горизонта и промышленно продуктивен на пяти из девяти месторождений Ножовской группы. Нефтеносность пласта Тл_{2-а} зависит главным образом от наличия коллектора. Для пласта характерна наибольшая в комплексе изменчивость литологического состава, которая связана со строением палеорусел тульского возраста. На основании строения палеорусел, соответствующих этапу тульской регрессии, территория участка разделена на две зоны (рис. 5). В зоне I, выделенной на западе территории, находятся нефтенасыщенные ловушки с заполнением, близким к полному. Среднее значение коэффициентов заполнения составляет 0,93 доли ед., при расчете площади нефтеносности также рекомендуется применять вычисленный понижающий коэффициент $K_s = 0,8$ доли ед. Зона II приурочена к палеоводоразделу между основным руслом и меандром второго протрассированного рукава. Здесь наблюдается преимущественное замещение коллектора плотными глинистыми разностями, наличие промышленных скоплений не прогнозируется. Возможны непромышленные за-

²Михайлов Д.Г. и др. Анализ геологического строения в бортовых зонах ККСП и сопредельных районов палеошельфа: геол. отчет Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИ-нефть» в г. Перми. – Пермь, 2008.

Рис. 4. Закономерности заполнения ловушек бобриковского пласта Бб
 Fig. 4. Filling patterns of the Bobrikovsky Бб traps



лежи нефти в единичных скважинах вблизи замка структур.

Закономерности заполнения ловушек верхневизей-башкирского карбонатного НГК

На территории Ножовского выступа промышленная нефтеносность верхневизей-башкирского карбонатного НГК связана с пластами Бш₁, Бш₂ и Бш. Поднятия данного НГК представляют собой органогенные постройки башкирского возраста, осложненные останцами предбашкирского размыва и палеокарстом³. Для башкирских залежей характерна особенность, заключающаяся в совпадении ареалов нефтеносности по башкирским и визейским залежам. Промышленные залежи башкирских пластов распространены по всей территории Ножовского выступа (рис. 6).

В ходе исследований выделены критические

³ Жуков Ю.А. и др. Закономерности размещения залежей нефти и газа в продуктивных комплексах палеозоя Пермской области: геол. отчет ООО «ПермНИПИнефть». – Пермь, 1998. – 185 с.

значения морфоструктурных параметров (абсолютная отметка свода по ОГ I^п – –1073 м, площадь структуры – 486 тыс. м², периметр – 2,5 км, выраженность – 6), ниже которых нефтеносность на территории не установлена и существует высокий риск отсутствия залежей. Для нефтенасыщенных ловушек установлено, что степень заполнения УВ тем больше, чем больше размер структур и выше их гипсометрическая расположенность.

Поле корреляции наблюдаемых и предсказанных значений $K_{зап}$ показывает, что по регрессионному уравнению также возможно разделение групп ловушек с хорошим, слабым заполнением и непромышленных залежей (рис. 7).

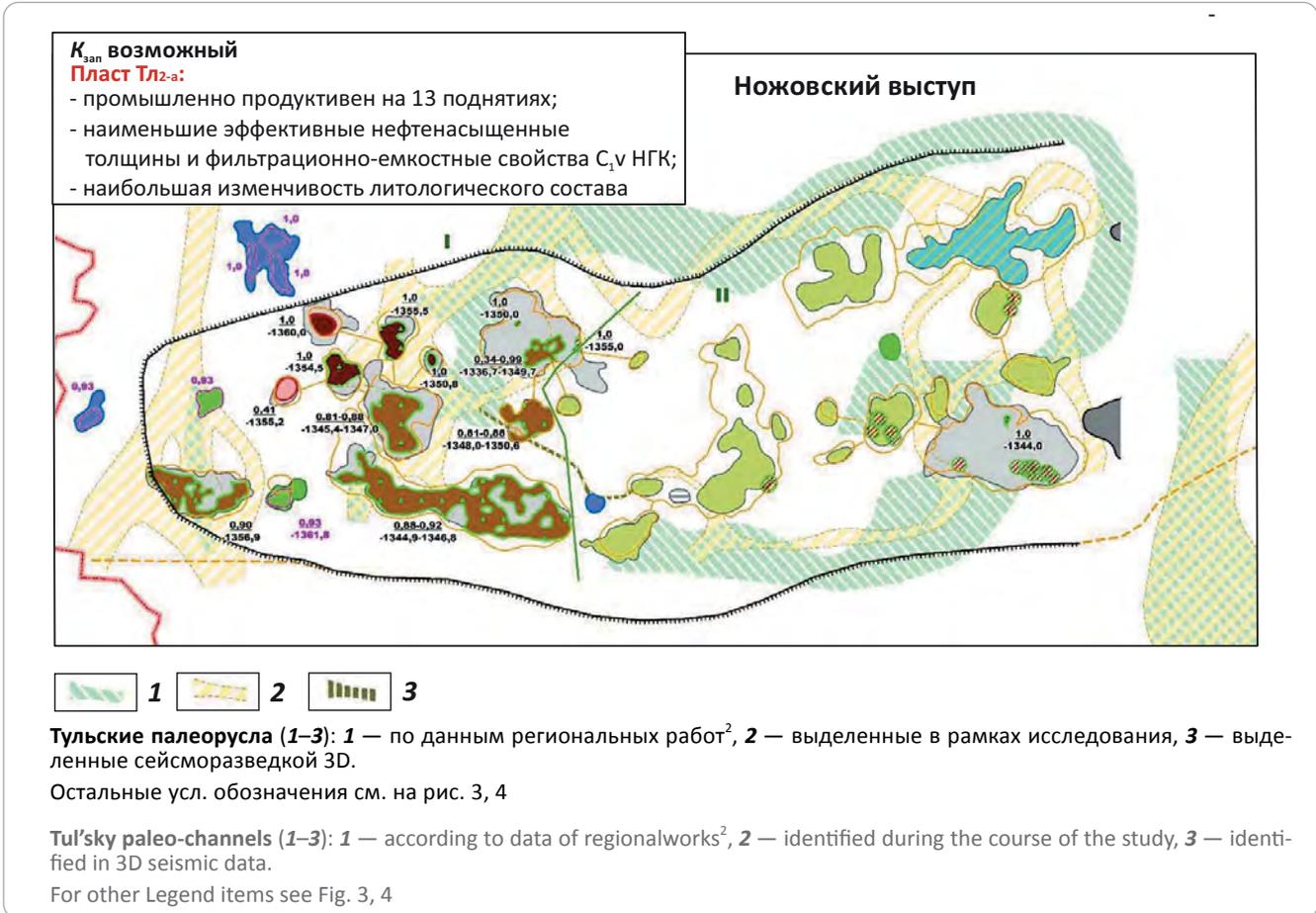
По промышленным залежам установлена зональность пласта Бш, для прогноза $K_{зап}$ рассчитано уравнение множественной регрессии:

$$K_{зап_Бш} = 6,516020 + 0,026357 \cdot h_{общ} \cdot K_{песч} + 0,00579 \cdot AO_{сводОГ} + 0,000031 \cdot P_{ОГ} - 0,003149 \cdot B$$

(скорректированное значение $R^2 = 0,57$; стандартная ошибка оценки – 0,129),



Рис. 5. Закономерности заполнения ловушек тульского пласта Тл_{2-а}
Fig. 5. Filling patterns of the Tul'sky Тл_{2-а} traps



где $K_{\text{зап}}$ Бш — прогнозируемый коэффициент заполнения, доли ед.; $h_{\text{общ}}$ — общая мощность пласта, м; $K_{\text{песч}}$ — коэффициент песчаности, %; $AO_{\text{сводОГ}}$ — абсолютная отметка свода структуры по ОГ I^п, м; $P_{\text{ОГ}}$ — периметр структуры по ОГ I^п, м; B — выраженность, равная произведению амплитуды структуры по ОГ на коэффициент, показывающий отклонение от формы круга, м.

Среднее значение $K_{\text{зап}}$ по территории — 0,82 доли ед.

Закономерности заполнения ловушек верейского терригенно-карбонатного НГК

На территории Ножовского выступа нефтегазоносность верейского терригенно-карбонатного НГК менее значительна, чем у нижележащих комплексов. Промышленная нефтеносность связана с пластами B_3 и B_4 . Размещение залежей в верейском НГК совпадает с промышленной нефтеносностью в башкирских отложениях, однако ареал их распространения более ограничен. Промышленные залежи пластов B_3 и B_4 в большей степени сосредоточены в южной и северо-западной частях Ножовского выступа.

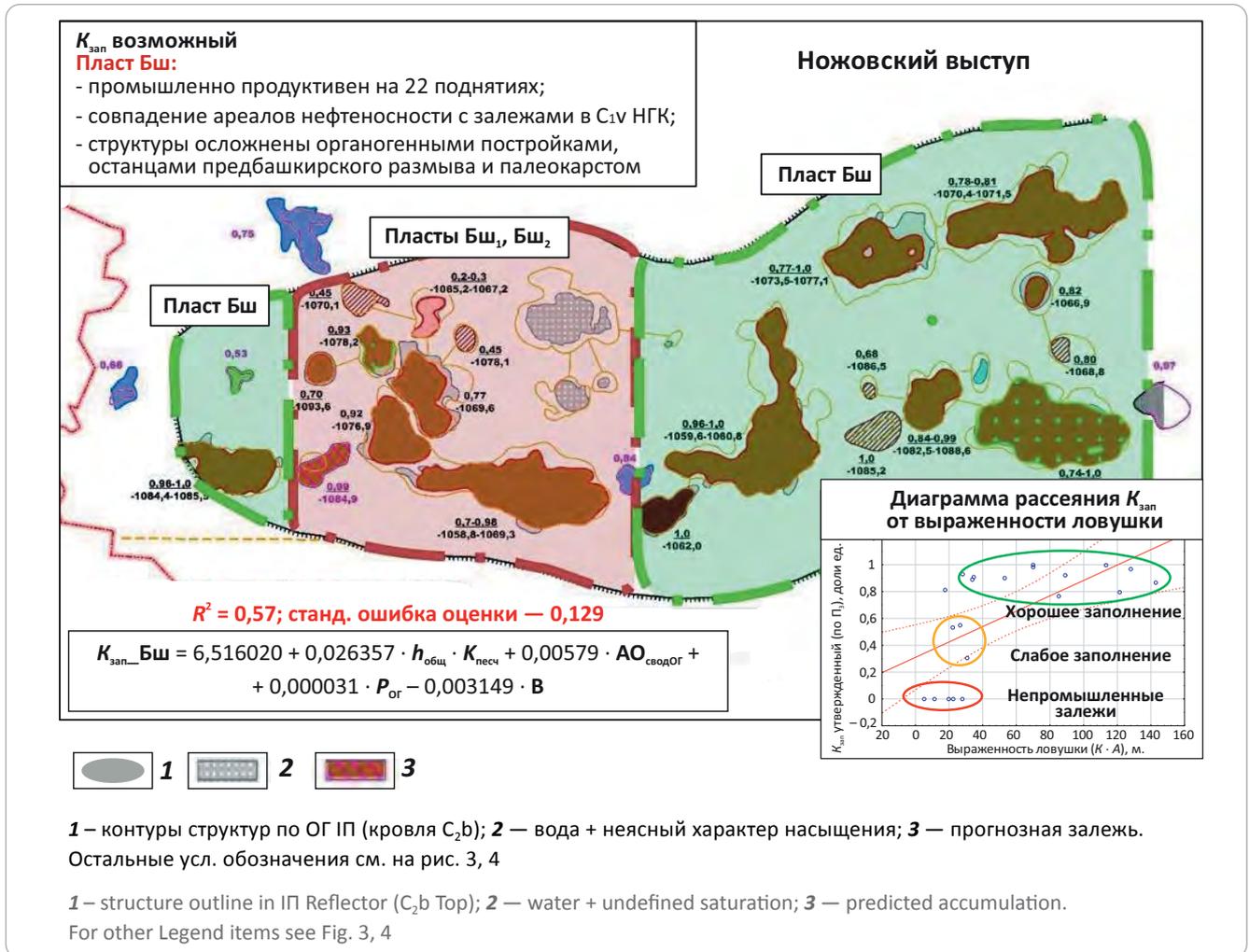
Большинство локальных поднятий среднекаменноугольного комплекса на рассматриваемой

территории осложнены останцами предбашкирского размыва и палеокарстом. Образование залежей в верейских отложениях главным образом связано с прорывом УВ из нижележащих средне- и нижнекаменноугольных толщ на участках с развитием постседиментационных процессов выщелачивания в карбонатах позднебашкирских отложений и трещиноватости аргиллитов в подошве верейских отложений, которые не всегда обеспечивали надежную изоляцию между среднекаменноугольными отложениями².

Для ловушек, содержащих промышленные залежи УВ, на территории Ножовского выступа характерно отсутствие полного заполнения. Подавляющее большинство ловушек имеет достоверные значения $K_{\text{зап}}$ от 0,14 до 0,92 доли ед., среднее достоверное значение $K_{\text{зап}} = 0,69$ доли ед.

Поскольку нижележащий пласт B_4 отделен от пласта B_3 прослоем аргиллитов толщиной 2–5 м, проверена гипотеза о наличии зависимости между мощностью покрышки и утвержденным $K_{\text{зап}}$. По результатам корреляционного анализа зависимость между параметрами не установлена, но выявлено критическое значение мощности: 74 % ловушек с мощностью покрышки менее 4,7 м не заполнялось УВ.

Рис. 6. Закономерности заполнения ловушек башкирского пласта Бш
Fig. 6. Filling patterns of the Bashkirian Бш traps



На территории Ножовского выступа по поверхности ОГ I^K четко выделяется три приподнятых блока, ограниченных изогипсой -1020 м: западный (I), центральный (II) и восточный (III). В зонах I и II возможны залежи только в пласте В₃. Залежи в пласте В₄ не сформировались из-за отсутствия надежной локальной покрывки — толщина глинистой покрывки меньше 4,7 м. Для прогноза заполнения ловушек пласта В₃ рассчитано уравнение множественной регрессии:

$$K_{\text{зап_В}_3} = 16,57459 + 0,44983 \cdot h_{\text{общ}} \cdot K_{\text{песч}} - 0,00829 \cdot H_{\text{покрывки_Бш}} + 0,01734 \cdot \text{АО}_{\text{сводОГ}}$$

(скорректированное значение $R^2 = 0,76$; станд. ошибка оценки — 0,157),

где $K_{\text{зап_В}_3}$ — прогнозируемый $K_{\text{зап}}$, доли ед.; $h_{\text{общ}}$ — общая мощность пласта, м; $K_{\text{песч}}$ — коэффициент песчаности, %; $H_{\text{покрывки_Бш}}$ — мощность башкирской региональной покрывки, м; $\text{АО}_{\text{сводОГ}}$ — абсолютная отметка свода структуры по ОГ I^K, м.

В зоне III залежи возможны в пластах В₃ и В₄, толщина локальной глинистой покрывки (НЛГП) составляет не менее 4,7 м. Для прогноза рекомендуется использовать метод геологических аналогий.

Средние значения $K_{\text{зап}}$ пластов В₃ и В₄ составляют 0,84 и 0,72 доли ед. соответственно.

Для водонасыщенных ловушек определены критические значения морфоструктурных параметров (абсолютная отметка свода по ОГ I^{II} — -1000 м, площадь структуры — 819 тыс. м², выраженность структуры — 13,2 м). Если значение хотя бы одного из них меньше указанного, залежь не прогнозируется.

Результаты научных исследований

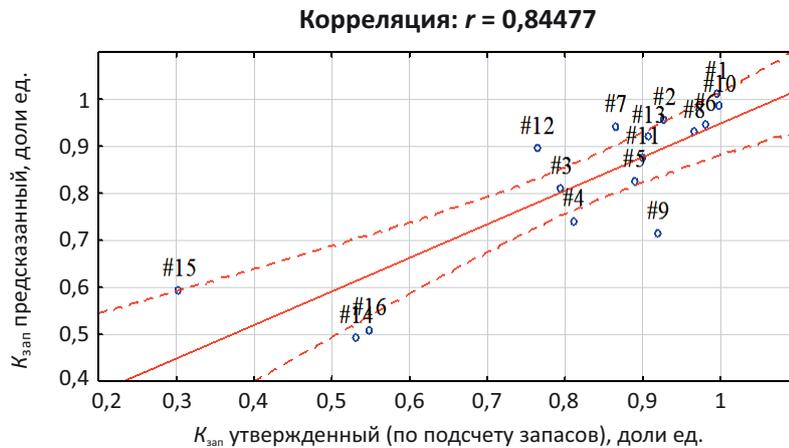
Научная новизна

С точки зрения научной новизны, результаты исследований сводятся к следующему.

1. Сформирована база данных, которая является уникальным источником информации для прогноза продуктивности на новых структурах и поиска пропущенных залежей, так как объединяет исходные данные как по ловушкам и залежам промышленных аналогов, так и по непромышленным и непродуктивным ловушкам. В базу данных включены 146 региональных и локальных характеристик для 348 локальных ловушек в разрезе 11 перспек-



Рис. 7. Поле корреляции между предсказанными и наблюдаемыми значениями $K_{\text{зап}}$, пласт Бш
 Fig. 7. Correlation region between the predicted and observed $K_{\text{зап}}$ values, Бш bed



тивных пластов по Ножовскому выступу Пермского края.

2. Разработаны зональные методики прогноза заполнения ловушек: 10 индивидуальных методик для ловушек пластов B_3 , B_4 , $B_{ш1}$, $B_{ш2}$, T_{2-a} , T_{2-6} , B_6 , T_0 , T_1 , T_2 на территории Ножовского выступа Пермского края.

3. Требуемые для прогноза исходные данные доступны на поисковом этапе геолого-разведочных работ. Разработанные методики характеризуются необходимыми показателями качества, что позволило на их основании выполнить переоценку ресурсной базы участка исследований.

Практическая значимость

По результатам апробации разработанных методик отметим следующее.

1. Выполнена переоценка ресурсов перспективных объектов на участке исследования. Для Ножовского выступа по результатам переоценки начальные извлекаемые ресурсы категорий $D_0 + D_L$ суммарно увеличились на 20 %. Всего проанализировано 66 объектов. Прирост ресурсов обусловлен предложением по включению в фонд четырех новых подготовленных и выявленных структур. Из

известных на сегодняшний день три выявленные структуры рекомендованы к исключению из фонда. Для объектов нераспределенного фонда, в связи с изменением структурных построений и применением коэффициента заполнения, извлекаемые ресурсы уменьшились на 10 %.

2. Выполнен прогноз $K_{\text{зап}}$ для залежей на уже открытых месторождениях с неопределенным флюидальным контактом и запасами, не учтенными Государственным балансом. По результатам прогноза сформирован перечень объектов, который рекомендовано учесть при разработке программы доразведки месторождений. Применение $K_{\text{зап}}$ позволяет прогнозировать изменение извлекаемых запасов УВ.

Таким образом, основной вывод по результатам выполненных исследований заключается в следующем: на основании разработанных методик возможно осуществлять прогноз степени заполнения ловушек, который позволяет минимизировать риски неподтверждения ресурсов, выделять объекты для доразведки и оценивать возможные приросты запасов на уже открытых месторождениях УВ.

Литература

1. Боровиков В.П. STATISTICA. Искусство анализа данных на компьютере: для профессионалов. 2-е изд. – СПб. : Питер, 2003. – 688 с.
2. Галкин В.И., Растегаев А.В., Галкин С.В. Вероятностно-статистическая оценка нефтегазонасыщенности локальных структур. – Екатеринбург : УрО РАН, 2001. – 299 с.
3. Георгиевский Б.В., Бочкарев В.А. Оценка вероятности геологического успеха при поисках месторождений УВ (на примере объектов западной Африки) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 8. – С. 4–19.
4. Евстафьев И.Л., Долинский И.Г. Оценка геологических рисков при планировании геологоразведочных работ на стадии поиска месторождения // Вести газовой науки. – 2018. – Т. 4. – № 36. – С. 19–23.
5. Rose P.R. Evolution of E&P risk analysis (1960-2017) // AAPG 100th Annual convention and exhibition мат-лы межд. конф. (Хьюстон, Техас, 2–5 апреля 2017 г.). – Houston, Texas, 2017. – 45 с.
6. Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System [Электронный ресурс]. – 2011. – Режим доступа: https://www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf (дата обращения: 01.04.2022).
7. PetroMod 1D — одномерное моделирование [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://software.slb.ru/products/petromod/petromod_1d/ (дата обращения: 01.04.2022).

8. Гиниятова Л.Ф., Башкова С.Е., Карасева Т.В. Анализ развития рифей-вендских отложений северо-восточной части Волго-Уральской НГП в связи с их нефтегазоносностью // Вестник Пермского университета. Геология. – 2017. – Т. 16. – № 3. – С. 275–282. DOI: 10.17072/psu.geol.16.3.275.
9. Клещев А.А., Строгонов В.П. Типы ловушек в природных резервуарах и особенности методики поисков и разведки в них залежей углеводородов // Нефтяная промышленность. Серия «Нефтегазовая геология и геофизика». – М. : ВНИИОЭНГ, 1983. – Вып. 16. – № 57. – С. 45.
10. Риле Е.Б., Коновалова И.Н., Новикова О.В. О термине «природный резервуар» // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2016. – Т. 15. – № 3. – С. 16. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2016-15.art16.
11. Риле Е.Б., Корнеева С.А. Соотношение нефтегазоносных комплексов и трехслойных природных резервуаров (на примере Волго-Уральской НГП) // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2010. – Т. 2. – № 2. – С. 6.
12. Севонькова К.С., Кривошеков С.Н. Геологическое строение и нефтеносность турнейских отложений Ножовского выступа с позиции трехслойного строения природных резервуаров // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2011. – Т. 10. – № 1. – С. 34–46.
13. Хитров А.М., Ильин В.Д., Савинкин П.Т. Выделение, картирование и прогноз нефтегазоносности ловушек в трехчленном резервуаре : методическое руководство – М. : ВНИГНИ, 2002. – 63 с.
14. Пахомов В.И., Пахомов И.В. Визейская угленосная формация западного склона Среднего Урала и Приуралья. – М. : Недра, 1980. – 152 с.

References

1. Borovikov V.P. STATISTICA. Iskusstvo analiza dannykh na komp'yutere: Dlya professionalov. 2-e izd [STATISTICA. Art of data analysis by computer: For professionals. 2nd edition]. Saint Petersburg: Piter; 2003. 688 p. In Russ.
2. Galkin V.I., Rastegaev A.V., Galkin S.V. Veroyatnostno-statisticheskaya otsenka neftegazonosnosti lokal'nykh struktur [Probabilistic and statistical evaluation of oil and gas potential of local structures]. Ekaterinburg: UB RAS; 2001. 277 p. In Russ.
3. Georgievskiy B.V., Bochkarev V.A. The geological success probability assessment for HC field exploration (on example of West Africa exploration targets). *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2014;(8):4–19. In Russ.
4. Yevstafiyev I.L., Dolinskiy I.G. Assessment of geological risks while planning geological prospecting during a stage of field search. *Vesti gazovoi nauki*. 2018;36(4):19–23. In Russ.
5. Rose P.R. Evolution of E&P risk analysis (1960–2017). In: AAPG 100th Annual convention and exhibition (Houston, 2–5 April 2017). Houston, Texas; 2017. pp. 45.
6. Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System. 2011. Available at: https://www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf (accessed 01.04.2022).
7. PetroMod 1D — odnomernoe modelirovanie [PetroMod 1D — one-dimensional modeling]. Available at: https://software.slb.ru/products/petromod/petromod_1d/ (accessed: 01.04.2022). In Russ.
8. Giniyatova L.F., Bashkova S.E., Karaseva T.V. The analysis of oil and gas potential of the Riphean-Vendian deposits of the northeast part of the Volga-Ural oil and gas province. *Bulletin of Perm University. Geology*. 2017;16(3):275–282. DOI: 10.17072/psu.geol.16.3.275. In Russ.
9. Kleshchev A.A., Stroganov V.P. Tipy lovushek v prirodnykh rezervuarakh i osobennosti metodiki poiskov i razvedki v nikh zalezhei uglevodorodov [Types of traps in natural reservoirs and features of the methodology for prospecting and exploration of hydrocarbon deposits in them]. In: Neftyanaya promyshlennost'. Seriya "Neftegazovaya geologiya i geofizika". Moscow: VNIIOANG; 1983. Vyp. 16. № 57. pp. 44. In Russ.
10. Rile E.B., Konvalova I.N., Novikova O.V. On the term "Natural reservoir". *Actual problems of oil and gas*. 2016;15(3):16. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2016-15.art16. In Russ.
11. Rile E.B., Kornejeva S.A. The relationships of the three-layered reservoirs and oil & gas complexes (by example of the Volgo-Ural oil & gas province). *Georesursy, geohnergetika, geopolitika*. 2010;2(2):6. In Russ.
12. Sevonkaeva K.S., Krivoshekov S.N. Geological setting and prospectivity of the Tournaisian deposits in case of transper semi-permeable layer between reservoir and seal at the Nozhovskij structural nose. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*. 2011;10(1):34–46. In Russ.
13. Khitrov A.M., Ilyin V.D., Savinkin P.T. Vydelenie, kartirovanie i prognoz neftegazonosnosti lovushek v trekhchlennom rezervuare: metodicheskoe rukovodstvo [Selection, mapping and forecast of oil and gas potential of traps in a three-member reservoir: a methodological guide]. Moscow: Ministry of natural resources RF, Ministry of energy RF, VNIGNI; 2002; 63 p. In Russ.
14. Pahomov V.I., Pahomov I.V. Vizeiskaya uglenosnaya formatsiya zapadnogo sklona Srednego Urala i Priural'ya [Visean coal-bearing formation of the western slope Middle Urals and the Cis-Urals]. Moscow Nedra; 1980. 152 p. In Russ.

Информация об авторах

Никитина Марина Васильевна

Начальник отдела

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПинефть»,

614015 Пермь, ул. Пермская, д. 3а

e-mail: marina.nikitina@pnn.lukoil.com

ORCID ID: 0000-0001-8741-9936

Information about authors

Marina V. Nikitina

Head of Department

LUKOIL-Engineering Limited PermNIPineft Branch Office in Perm,

3A, Permskaya street, Perm, 614015, Russia

e-mail: marina.nikitina@pnn.lukoil.com

ORCID ID: 0000-0001-8741-9936

Филимончиков Александр Алексеевич

Кандидат технических наук, ведущий инженер

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПНефть»,

614015 Пермь, ул. Пермская, д. 3а

e-mail: aleksandr.filimonchikov@pnn.lukoil.com

ORCID ID: 0000-0002-8857-3449

Aleksandr A. Filimonchikov

Candidate of Technical Sciences, Lead Engineer

LUKOIL-Engineering Limited PermNIPneft Branch Office in Perm,

3A, Permskaya street, Perm, 614015, Russia

e-mail: aleksandr.filimonchikov@pnn.lukoil.com

ORCID ID: 0000-0002-8857-3449

УДК 552.5

DOI 10.31087/0016-7894-2022-5-57-65

Коллекторские свойства и обстановки накопления нижневендских песчаников на юго-западном склоне Непского свода (Восточная Сибирь)

© 2022 г. | М.Д. Балагуров^{1,2}¹МГУ имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; maxim_balagurov@mail.ru;²ООО «Арктический научный центр», Москва, Россия

Поступила 20.06.2022 г.

Доработана 28.07.2022 г.

Принята к печати 18.08.2022 г.

Ключевые слова: *нижненепская подсвита; терригенные отложения; песчаник; коллектор; засоление; пористость; компьютерная томография; акустический импеданс; палеогеографическая реконструкция.*

Аннотация: На площади исследования, расположенной на юго-западном склоне Непского свода, проведены геолого-разведочные работы, выполнена сейсмическая съемка МОГТ-3D и пробурены поисково-разведочные скважины с полным отбором керна из интервалов вендских терригенных пород. Эти породы регионально-нефтегазоносны и являются объектом исследований в представленной статье. В скважинах выполнен расширенный комплекс ГИС, по керну скважин проведены лабораторные исследования, по результатам которых выявлено циклическое строение нижненепских осадочных отложений, выделены и охарактеризованы циклопачки, проведена межскважинная корреляция с описанием интервалов развития эвапоритовых и карбонатных минеральных ассоциаций пород. В центральном секторе площади исследования в разрезах скважин встречены среднезернистые мезомиктовые песчаники со схожими структурно-текстурными характеристиками и высоким содержанием минералов — преимущественно ангидрита, доломита, в меньшей степени галита и кальцита. В скважине западного сектора площади характер разреза пород существенно отличается. Вскрыты разномасштабные полевошпатово-кварцевые граувакковые песчаники, засоленные галитом по всему разрезу исследуемого интервала. Полученные данные позволяют судить о различных обстановках ранневендского осадконакопления, а также о разной степени преобразованности пород вторичными процессами, в частности засолением и карбонатизацией. Приведены результаты петрофизических исследований. Измеренные значения коллекторских свойств образцов позволили охарактеризовать выделенные толщи с циклопачками, а петрофизическое моделирование, выполненное по результатам съемки компьютерной томографии, определило характер заполнения эвапоритовыми и карбонатными минералами пустотного пространства пород. Наиболее высокопористые и проницаемые породы, полевошпатово-кварцевые граувакковые мелководные и прибрежно-морские песчаники хорошей сортировки и окатанности зафиксированы в прикровельной части средней толщи подсвиты. Низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств обладают мелкозернистые аркозовые песчаники приливных обстановок седиментации в прикровельной части разреза нижненепской подсвиты. В случае выдержанности в толщинах последних, эти породы могут быть идентифицированы в разрезах скважин по ГИС и на площади исследования по сейсмическим данным МОГТ-3D.

Для цитирования: Балагуров М.Д. Коллекторские свойства и обстановки накопления нижневендских песчаников на юго-западном склоне Непского свода (Восточная Сибирь) // Геология нефти и газа. – 2022. – № 6. – С. 57–65. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-6-57-65.

Благодарности: Исследования выполнялись в лабораториях кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова. Автор выражает огромную признательность за поддержку и помощь в работе дружному коллективу геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова, в частности Е.Е. Карнюшиной, А.В. Ступаковой, Г.А. Калмыкову, Д.В. Коросту, К.А. Хренову, В.Л. Косорукову, Н.И. Коробовой, Д.Р. Гафуровой, С.В. Фролову.

Lower Vendian sandstones on the southwestern slope of Nepsky Arch (Eastern Siberia): reservoir properties and depositional settings

© 2022 | M.D. Balagurov^{1,2}¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; maxim_balagurov@mail.ru;²Arctic Research Center, Moscow, Russia

Received 20.06.2022

Revised 28.07.2022

Accepted for publication 18.08.2022

Key words: *Lower Nepa subformation; terrigenous deposits; sandstone; reservoir; salinization; porosity; computed tomography; Acoustic Impedance; paleogeographic reconstruction.*

Abstract: 3D seismic survey and drilling exploration wells with full core sampling from the intervals of the vendian terrigenous deposits were a part of geological exploration on the southwestern slope of the Nepa arch. These rocks are regionally oil and gas bearing and are the subject object of the research in this work. An advanced well log suite was obtained in the wells, and laboratory studies were carried out on core. According to the results of laboratory studies, the cyclic structure of the Lower Nepa sedimentary deposits was revealed. Cycle members were identified and characterized. Interwell correla-

tion was carried out with a description of the intervals of evaporite and carbonate mineral associations. In the well sections in the central sector of the area, fine- and medium-grained mesomictic sandstones of the subformation were found with similar structural and textural characteristics and a high mineral content: anhydrite, dolomite, halite, and calcite. Section of the Well 3 on the west of area differs significantly. The borehole encountered inequigranular feldspar-quartz greywacke sandstones, predominantly saline with halite throughout the studied interval. The data obtained allowed judging different environments of the early Vendian sedimentation, as well as different degree of rock transformation by secondary processes: salinization and carbonatization. This article presents the results of petrophysical studies. The measured reservoir properties of Lower Nepa samples made it possible to characterize the previously identified strata with cycle members. Petrophysical modelling performed using the results of a computed tomography survey determined the nature of rock void space filling with evaporite and carbonate minerals. The most porous and permeable rocks are feldspar-quartz greywacke shallow-water and coastal-marine sandstones with good sorting and roundness. These rocks were identified in the near-top part of the middle sequence. Fine-grained arkosic sandstones of tidal sedimentation settings in the near-top part of the subformation have low reservoir quality similar to saline and carbonatized fine-medium-grained mesomictic sandstones of lagoon zones. In the case of thicknesses persistence of the latter, it is possible to identify them in well sections using logging data and over the area using 3D seismic data.

For citation: Balagurov M.D. Lower Vendian sandstones on the south-western slope of Nepsky Arch (Eastern Siberia): reservoir properties and depositional settings. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(6):57–65. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-6-57-65. In Russ.

Acknowledgments: The studies were carried out in the laboratories of the Department of Geology and Geochemistry of Combustible Fossils, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University. The author extends his appreciation for the support and assistance in the work to the friendly team of the Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University, and in particular to E.E. Karnyushina, A.V. Stupakova, G.A. Kalmykov, D.V. Korost, K.A. Khrenov, V.L. Kosorukov, N.I. Korobova, D.R. Gafurova, and S.V. Frolov.

Введение

Геолого-разведочные работы, выполняемые на территории Восточной Сибири, являются одним из важнейших направлений развития и наращивания ресурсной базы России. Строительство нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан активизировало деятельность нефтяных компаний на участках Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Лицензии были приобретены такими крупными нефтяными компаниями, как «Роснефть», «Газпромнефть» и «Сургутнефтегаз». Лицензирование проведено не только на участки крупных и достаточно хорошо разбуренных месторождений, но и на площади, продуктивность которых или не установлена, или подтверждена небольшим числом скважин. Поисквые участки имеют огромную площадь (в несколько тысяч квадратных километров) и крайне низкую степень изученности — редкая сеть сейсмических профилей 2D и отсутствие скважин. Для перехода от поисковой стадии к добыче УВ необходимо проведение геолого-разведочных работ, благодаря которым возможна оптимизация процесса бурения за счет минимизации числа скважин. Эффективность бурения является ключевой целью нефтяных компаний [1].

Объектом исследований являются регионально-нефтегазоносные породы нижненепской подсвиты непской свиты, представленные керном скважин поисково-разведочного бурения на площади исследования, располагающейся на юго-западном склоне Непского свода Непско-Ботубинской антеклизы Восточной Сибири. Залежи нефти и газа в исследуемом нефтегазоносном комплексе характеризуются сложным строением и имеют ряд особенностей: во-первых, границы залежей не контролируются структурным фактором в полном объеме, а во-вторых, сложный литологический состав пород и их высокая преобразованность вторичными процессами повышают степень неопределенности при построении достоверной геологической модели.

Геологическое строение и нефтегазоносность непских осадочных отложений описывались в трудах многих исследователей Восточной Сибири, ранее об этом упоминалось в [2]. Из последних работ авторов, посвященных в том числе процессу засоления непских песчаников, хотелось бы выделить работы А.С. Анциферова [3], Г.Г. Шемина [4] и В.С. Воробьева [1, 5].

Детальное изучение литологического состава, характеристика седиментологических особенностей и коллекторских свойств нижненепских пород выполнены с помощью имеющихся на сегодняшний день современных технологий для прогноза зон развития пород-коллекторов с лучшими фильтрационно-емкостными свойствами.

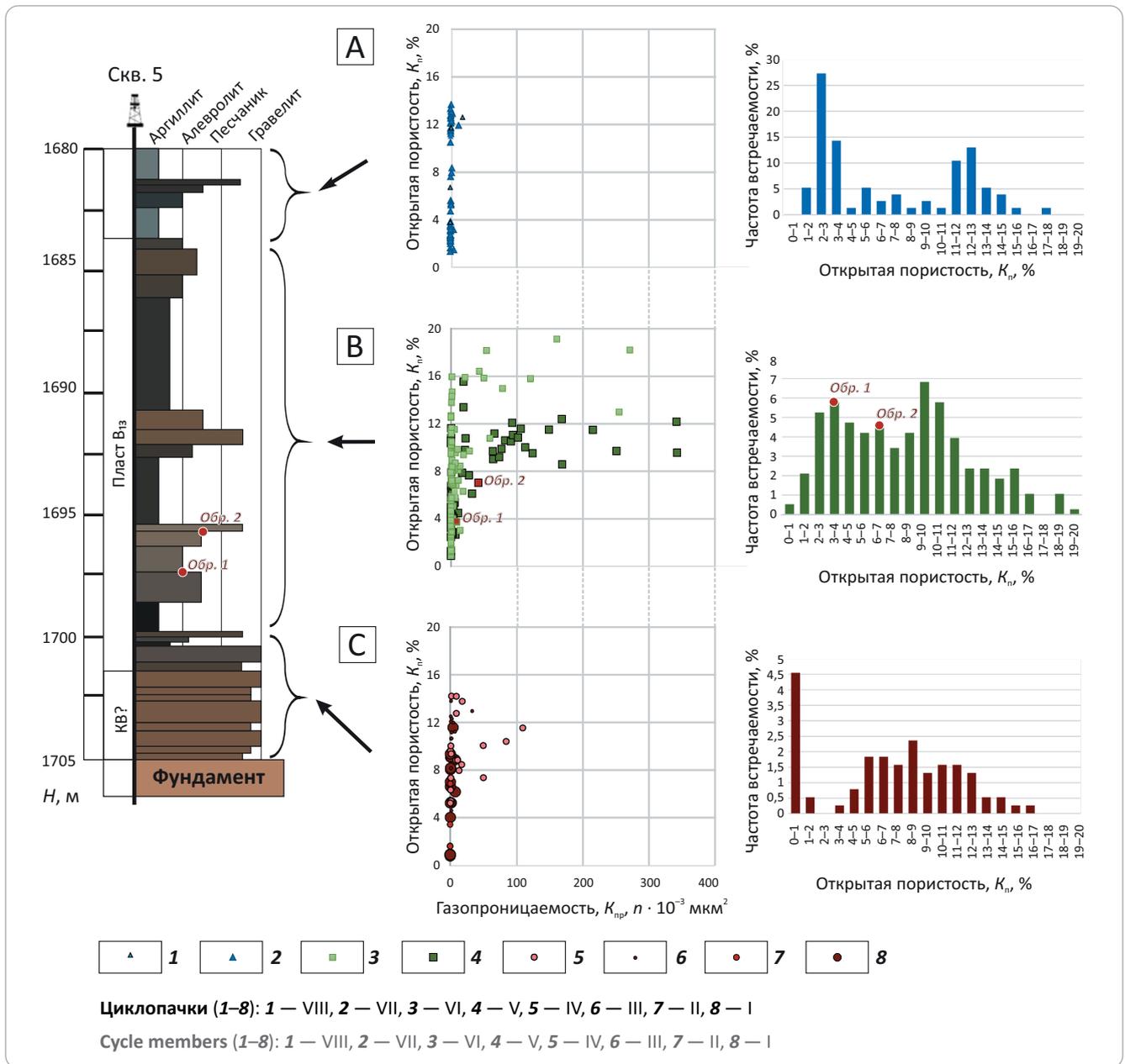
Входные данные и методы исследований

Выполнен комплекс лабораторных исследований, позволяющий описывать литологический состав и коллекторские свойства нижненепских пород с различным уровнем детальности. Литологические исследования включают: описание керна и шлифов; гранулометрический, минеральный и химический анализы состава пород; изучение структуры пустотного пространства пород методами оптической электронной микроскопии. Основными петрофизическими исследованиями являются измерение пористости и проницаемости образцов пород, в частности до и после экстракции галита и их съемка методом компьютерной томографии. Помимо результатов проведенных лабораторных исследований керна, в статье использованы материалы интерпретации данных ГИС и высокочастотной сейсморазведки МОГТ-3D.

Петрофизические исследования керна

Измеренные значения пористости и проницаемости нижненепских пород изменяются в широком диапазоне — открытая пористость образцов варьирует от 0,5 до 19 % (в среднем 9 %), значения газо-

Рис. 1. Открытая пористость и газопроницаемость нижнепепских пород в пределах выделенных циклопачек верхней (А), средней (В) и базальной (С) толщ
Fig. 1. Open porosity and gas permeability of Lower Nepa rocks within the identified cycle members in the upper (A), middle (B), and basal (C) sequences



проницаемости пород составляют от 0 до 0,4 мкм² (в среднем 0,05 мкм²).

Результаты анализа значений пористости и проницаемости отдельно по выделенным циклопачкам и толщам свидетельствуют о лучших коллекторских свойствах пород циклопачек V–VI средней толщи, также высокие значения встречаются в гравелитах циклопачек II и IV базальных толщ (в разрезах скважин 1 и 3). Породы верхней толщи, несмотря на относительно пористую структуру, слабопроницаемы (рис. 1).

Наблюдается три группы образцов.

1. Первая группа образцов с наиболее высокими значениями пористости и проницаемости

(см. рис. 1 В) — это крупно- и среднезернистые мезомиктовые хорошо отсортированные песчаники циклопачек V и VI средней толщи. Содержание цемента в песчаных разностях не превышает 10%. Цемент глинистый, карбонатный, реже ангидритовый или галитовый. Тип цемента — поровый. Открытая пористость, измеренная в лабораторных условиях, варьирует от 1 до 19% (среднее значение — 8,5%). Распределение данного параметра имеет бимодальный характер, выделяется два кластера. К первому кластеру относятся значения пористости образцов, в составе которых фиксируются значительные концентрации карбонатных и эвапоритовых минералов (по данным рентгенофазового анализа от 10 до 30%) с открытой пористостью от 0 до 8%. Ко второ-

му кластеру относятся значения пористости образцов песчаников с меньшим содержанием карбонатных и эвапоритовых минералов (до 10 %) — от 8 до 20 %. Газопроницаемость варьирует от 0 до 1 мкм². Образцы с лучшими коллекторскими свойствами встречены в скважинах 4 и 5. В скв. 3 трещиноватые породы заполнены галитом. Коллекторы в основном порового и трещинно-кавернозного типов.

2. Вторая группа образцов (см. рис. 1 А) — это средне-крупнозернистые, гравелитистые грауваксовые песчаники циклопачек II и IV базальной толщи с ангидрит-карбонатным поровым цементом, с различным содержанием глинистого материала. Это плохо сортированные обломочные породы, зерна кварца в которых удлиненные, изометричные, полуугловатые и полуокатанные. Открытая пористость варьирует от 0,5 до 16,5 % (среднее значение — 8 %, отклонения от среднего значения существенные). Газопроницаемость варьирует от 0 до 0,5 мкм². Образцы с лучшими коллекторскими свойствами встречены в скважинах 1, 4, 5. Коллекторы в основном порового и трещинно-порового типов.

3. Третья группа образцов (см. рис. 1 С) — это средне-мелкозернистые аркозовые песчаники циклопачек VII и VIII верхней толщи с карбонатно-глинистым поровым цементом. Песчаники хорошо сортированы, зерна кварца изометричные, с тонкими прерывистыми регенерационными каемками. Открытая пористость варьирует от 1,5 до 17 % (среднее значение — 7 %). Распределение данного параметра имеет бимодальный характер, это связано с размерностью зерен песчаников в составе двух циклопачек. Первый кластер (пористостью от 1 до 7 %) представлен образцами со значениями пористости образцов мелкозернистых песчаников, второй кластер (пористость от 7 до 18 %) — преимущественно среднезернистых. Газопроницаемость варьирует от 0 до 0,05 мкм². Образцы с лучшими коллекторскими свойствами встречены в скв. 4. Коллекторы в основном порового типа.

Коллекторские свойства нижненепских пород дифференцированы как в разрезах скважин, так и латерально. В пределах одной циклопачки породы могут значительно отличаться от скважины к скважине, что связывается с различными обстановками накопления вендских пород и воздействием вторичных процессов преобразования пород. Образцы пористых и проницаемых пород встречены во всех частях исследуемого интервала, однако наиболее выдержаны значения преимущественно в среднезернистых песчаниках циклопачек V–VI.

Таким образом, в современном разрезе пласта песчаники с лучшими коллекторскими свойствами преимущественно сконцентрированы в песчаных пропластках и линзах средней толщи нижненепской подсвиты (см. рис. 1 В), над прослоями сильнозасолоненных отложений.

В качестве потенциальных коллекторов могут рассматриваться высокопористые трещиноватые

базальные гравелиты и песчаники, которые локально фиксируются в керне. Они составляют относительно маломощные, невыдержанные по свойствам слои и линзы.

Результаты компьютерной томографии

Для изучения внутреннего строения засоленных образцов (коллекция содержит 35 образцов циклопачек III–VII скважин 1, 3–6) диаметром 30 и 10 мм применялся микротомограф Skyscan 1172.

В качестве основных породообразующих компонентов песчаников выступают зерна кварца, полевых шпатов и обломки пород (рис. 2, 3). Эти составляющие хорошо распознаются и различаются между собой на томографических срезах. Среди них зерна кварца обладают наименьшими абсорбционными характеристиками, в то время как зерна полевых шпатов характеризуются слегка повышенной рентгеновской абсорбцией.

Абсорбционные характеристики обломков пород зависят от их состава. Наиболее высокими абсорбционными характеристиками обладают тяжелые минералы, такие как циркон, апатит, пирит. Благодаря высокому уровню рентгеновского поглощения карбонатный цемент идентифицируется на снимках на фоне обломочного каркаса песчаников и алевролитов. Однако отличить кальцит от доломита затруднительно, поэтому анализ данных томографической съемки образцов проводился совместно с результатами литологических исследований (см. рис. 2).

В образцах коллекции во всех выделенных циклопачках разреза отмечены признаки преобразования вторичными процессами, одним из которых является коррозия зерен кварца. На рентгеноплотностных срезах корродированные зерна на границе с карбонатным цементом имеют неровные края (см. рис. 3). Также отмечается и обратный процесс — регенерация кварца. Часто данный процесс выделяется по косвенным признакам. В процессе регенерации водорастворенный кремнезем достраивает зерно кварца, придавая ему тем самым кристаллографически правильные очертания.

Следы вторичных преобразований часто наблюдаются в зернах полевых шпатов. Одним из таких процессов является разрушение зерен полевых шпатов за счет выщелачивания. Данный процесс находит свое отражение сначала в образовании «разрыхленных» зон в зерне, а затем и просто формируются внутри разрушенных зерен полевых шпатов увеличивают объем пустотного пространства песчаников.

Детальная томографическая съемка образцов позволила построить 3D-модели распределения их минеральных компонент и пустотного пространства (рис. 4), которые дают представление о размещении пор и связующих каналов, трещин. Полученные численные значения позволяют провести

Рис. 2. Сопоставление фотографий ядра, образцов-цилиндров и шлифов с результатами съемки компьютерной томографии (с элементами интерпретации)
Fig. 2. Comparison of core images, cylinder-shaped samples, and thin sections with the results of computed tomography imaging (with the elements of interpretation)

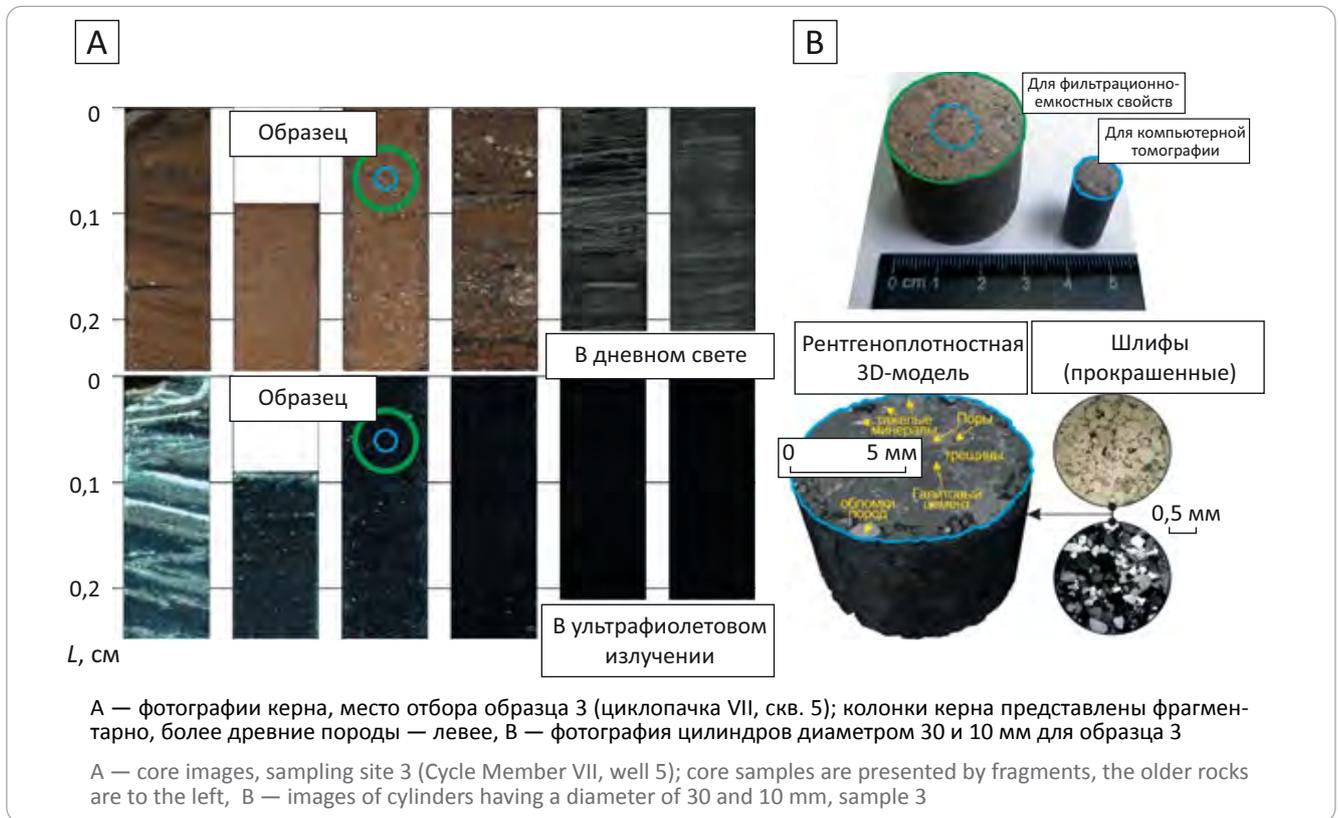
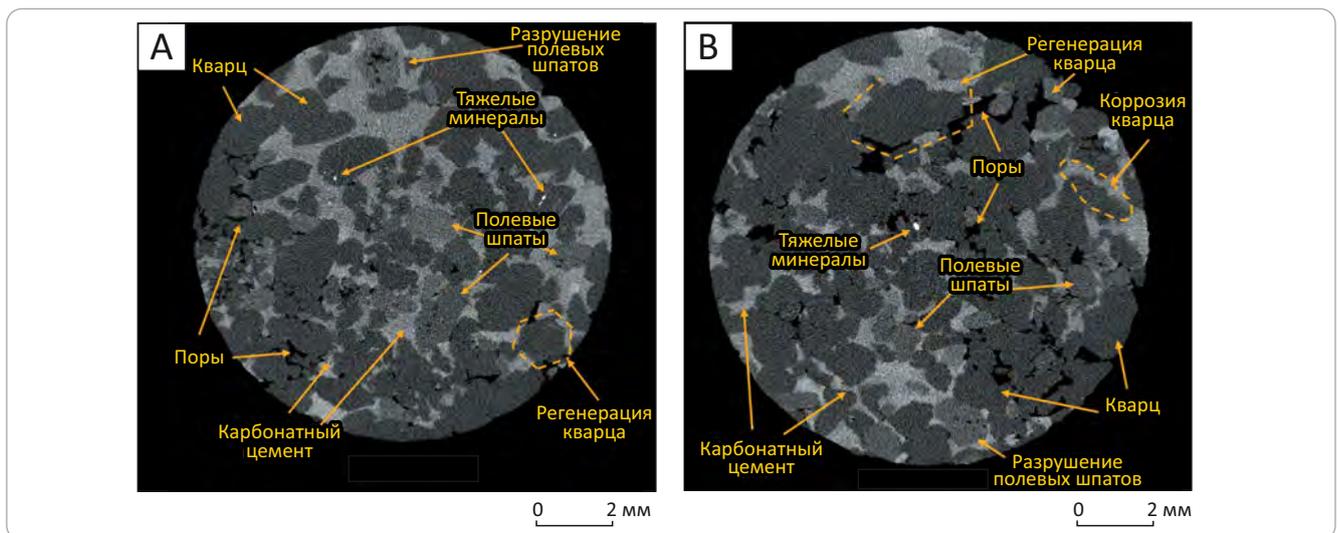


Рис. 3. Рентгеноплотностные срезы 1 (А) и 2 (В) образца 2 (циклопачка V, скв. 5) диаметром 10 мм с результатами интерпретации¹
Fig. 3. X-ray density slices 1 (A) and 2 (B) of sample No. 2 (Cycle Member V, well 5) D 10 mm, with the results of interpretation¹



статистический анализ пор, построить распределение пор по размеру, а также изучить морфологию порового пространства.

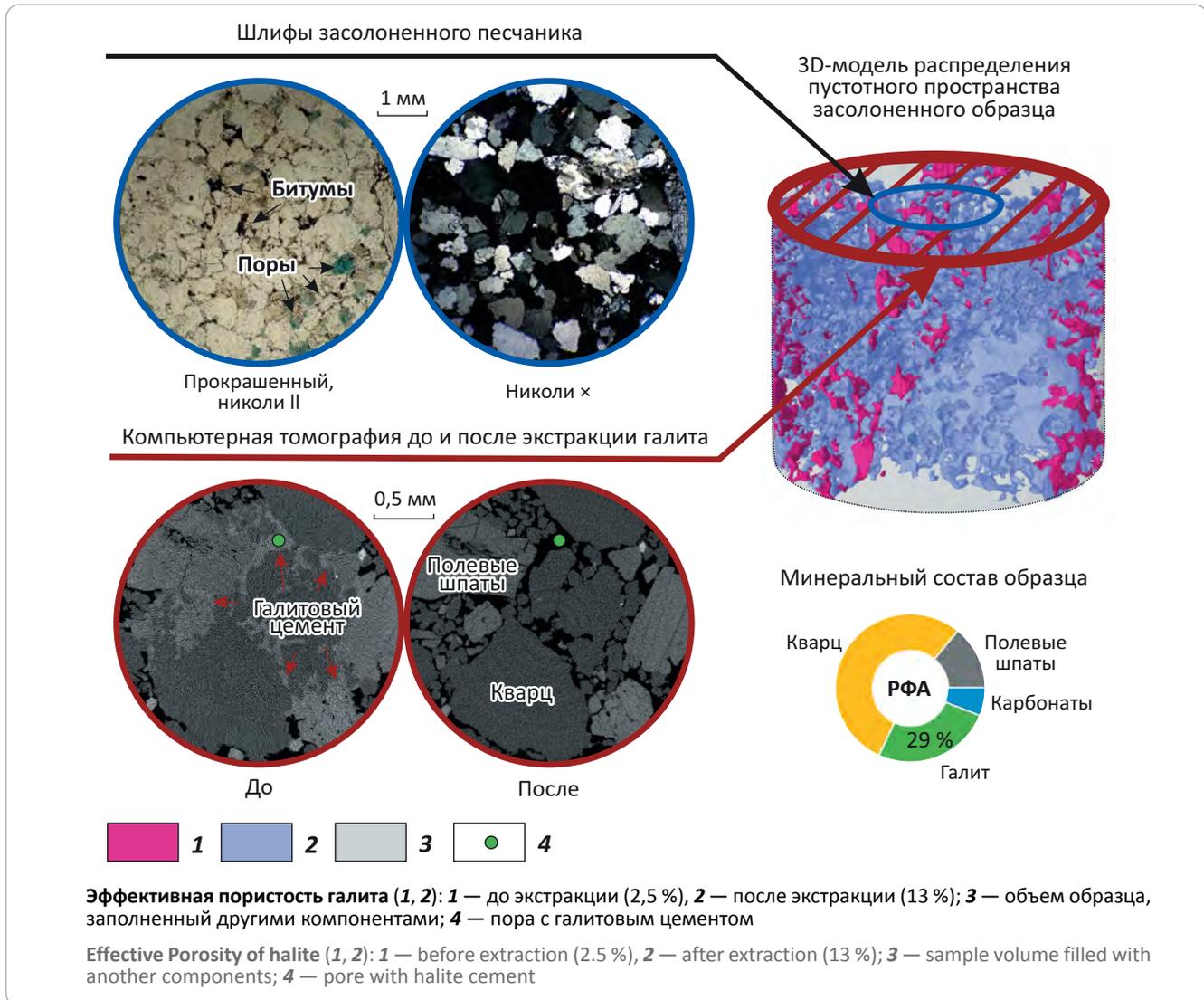
¹Воробьев Р.В. Особенности формирования пустотного пространства песчаников непского горизонта Непского свода Непско-Ботубинской антеклизы Восточной Сибири : выпускная квалификационная работа (дис. магистра геологии). – М. : МГУ имени М.В. Ломоносова, 2019. – 83 с.

Определение полевых шпатов в песчаниках с галитовым цементом сопряжено с рядом трудностей. Галит и полевые шпаты, в силу своего минерального состава и плотности, имеют близкие свойства рентгеновской абсорбции. Поэтому на рентгеноплотностных срезах они имеют одинаковый светло-серый цвет. При визуальном анализе



Рис. 4. Сопоставление фотографий шлифов и томографических срезов образца (циклопачка V, скв. 14) с 3D-моделью, рассчитанной по данным томографической съемки

Fig. 4. Comparison of thin section images and tomographic slices of a sample (Cycle Member V, well 14) with 3D model calculated using tomography data



полевые шпаты диагностируются по характерной морфологии зерен, имеют ровные резкие границы и соизмеримы с другими обломочными компонентами породы. Галит, выступая в роли цемента, заполняет интерстиции между зернами и представлен в виде пятен различных форм с неровными извилистыми краями.

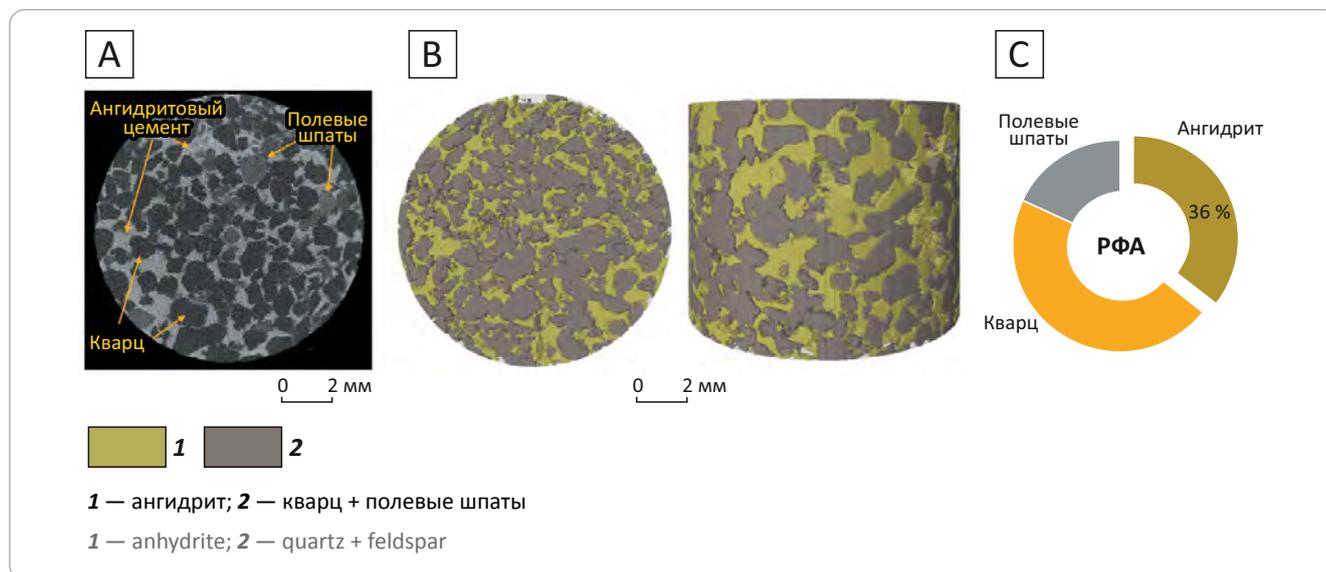
В силу сложности определения галитового цемента на срезах, было решено проводить томографическую съемку сильнозасоленных образцов до и после экстракции галита методом водной вытяжки. Несмотря на слабый уровень развития негалитового (карбонатного и глинистого) цемента в песчаниках, нарушений целостности образца при растворении галита не произошло и повторные съемки компьютерной томографии проводились в идентичных условиях. На рис. 4 представлена 3D-модель пустотного пространства образца 2 (циклопачка V, скв. 5). При равном соотношении компонентов в составе модели — кварца, полевых

шпатов, карбонатов, аутигенных и аксессуарных минералов, объем освободившихся от галита пор увеличился более чем в 5 раз, с 2,5 до 13 %, что свидетельствует о том, что до засоления эти породы обладали отличными коллекторскими свойствами.

Ангидрит и доломит, в сравнении с галитом и каркасными зернами в составе песчаников и алевролитов, обладают повышенными абсорбционными свойствами, что дает возможность однозначно идентифицировать их в образцах преимущественно циклопачки V. На рис. 5 представлено распределение ангидритового цемента в объеме образца песчаника циклопачки V скв. 5. Ангидрит почти полностью заполняет межзерновые поры, лишь часть пустотного пространства залечена другим (глинистым) цементом. Согласно расчетам, выполненным по методике компьютерной томографии, содержание ангидрита в исследованном образце песчаника составляет более 30 %.

Рис. 5. Рентгеноплотностной срез (А), срез 3D-модели образца 1 (циклопачка V, скв. 5) диаметром 10 мм с результатами интерпретации¹ (В) и минеральный состав образца (С)

Fig. 5. X-ray density slice (A), 3D model slice, sample No. 1 (Cycle Member V, well 5) D 10 mm, with the results of interpretation¹ (B) and mineral composition of the sample (C)



Если отложения в верхней части разреза представлены трансгрессивными сильноглинизированными мелкозернистыми песчаниками и алевролитами, то в основании пласта залегают, по всей видимости, породы с лучшими коллекторскими свойствами, высокопористые и проницаемые, местами заглинизированные, которые в дальнейшем были обширно засолены и преобразованы. На это указывают результаты компьютерной томографии и измерения фильтрационно-емкостных свойств образцов до и после экстракции легкорастворимого галита. Проницаемость образцов после экстракции превышает 1 мкм^2 .

Таким образом, в современном разрезе под свиты песчаники с лучшими коллекторскими свойствами встречаются преимущественно в песчаных трещиноватых и кавернозных породах пропластков и линз циклопачки V–VI средней толщи над прослоями сильнозасоленных отложений. Потенциальными коллекторами также могут считаться высокопористые трещиноватые базальные гравелиты и песчаники, которые локально наблюдаются в керне, но они составляют маломощные, невыдержанные по свойствам линзы, залегающие совместно с толщами аргиллитов, алевролитов и сильнозасоленными породами.

Палеогеографические реконструкции с учетом полученных результатов

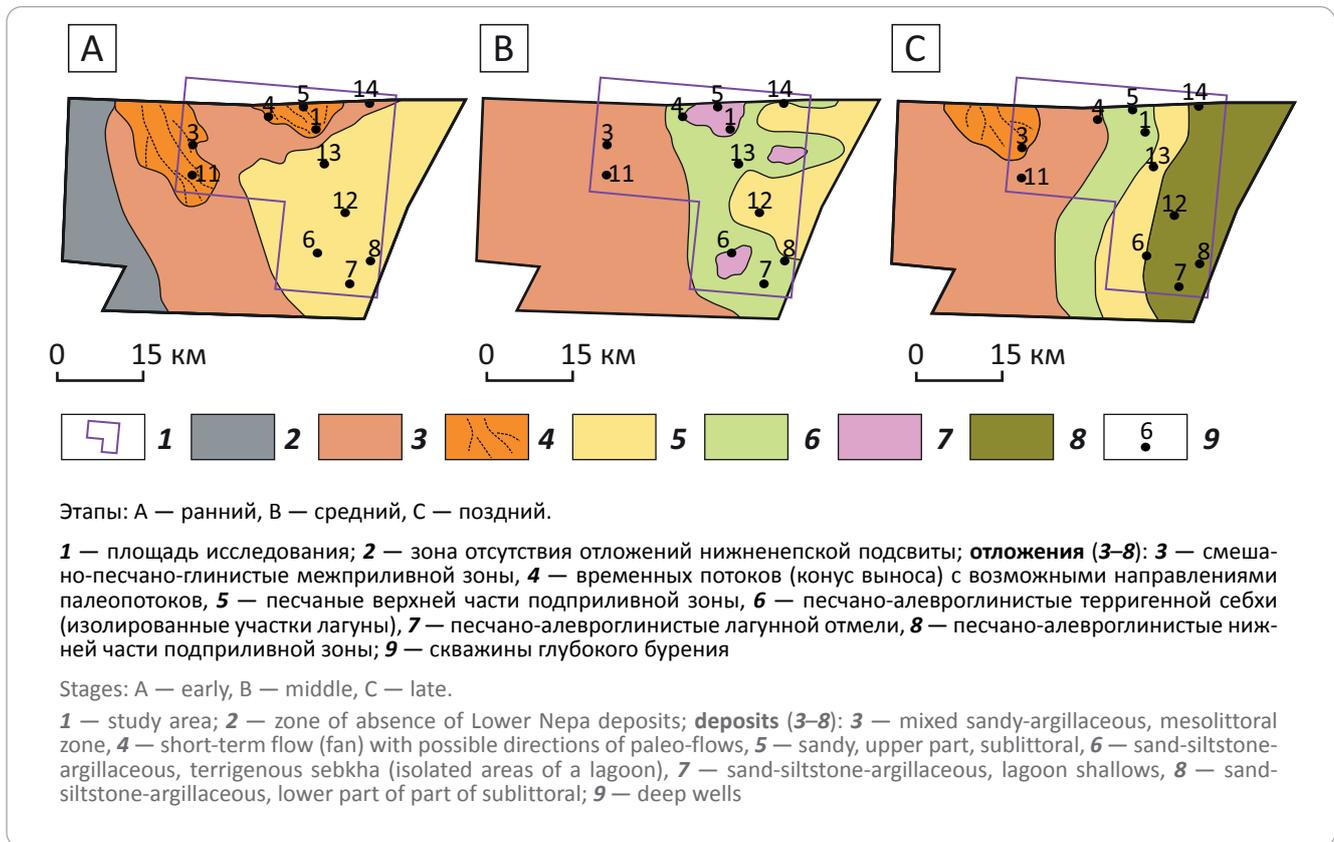
Благодаря скважинам, пробуренным с непрерывным отбором керна нижненепских пород, появился обширный фактический материал, который лег в основу воссоздания условий нижненепского осадконакопления. Для прослеживания латеральной изменчивости фациальных рядов были привлечены результаты макроописания керна 12 скважин, расположенных на площади исследования. Допол-

нительно по данным ГИС (гамма-каротаж) были выделены типовые каротажные кривые, опираясь на которые предполагался генезис отложений в скважинах с отсутствием или неполным описанием каменного материала [6]. При создании седиментационной модели учитывались ранее созданные модели формирования одновозрастных терригенных пластов для соседних месторождений.

В процессе петрофизического моделирования при расчетах кубов акустической инверсии выяснилось, что глинизация и засоление по-разному влияют на упругие свойства пород. При возрастании роли глинистого цемента в коллекторе наблюдается увеличение отношения скорости продольных волн к поперечным (V_p/V_s), снижение скорости продольных волн (V_p) и акустического импеданса ($V_p \cdot \rho$). Засоление приводит к сокращению отношения V_p/V_s и увеличению скорости продольных волн и акустического импеданса [7]. Деление пород разного литологического состава в полях упругих свойств ($V_p/V_s - V_p \cdot \rho$, $V_s \cdot \rho - V_p \cdot \rho$) позволяет локализовать зоны потенциально более и менее засоленных отложений с использованием синхронной инверсии сейсмических данных. По результатам динамической интерпретации данных МОГТ-3D закартированы зоны развития лагунных фаций в межскважинном пространстве. Предполагается появление небольших (изометричных, размером 1–2 км) солеродных лагун в эпоху кратковременной морской трансгрессии в вендское время, которые заполняли локальные структурные депрессии. С учетом полученных результатов, в интервале средней толщи под свиты можно предположить несколько таких зон изолированных лагун, сформировавшихся в районе скважин 1, 4–6. Также по аналогии с выделенными зонами скважин, которые характеризуются аномально высокими значениями акустического импеданса,



Рис. 6. Схемы распределения обстановок осадконакопления нижненепских отложений на площади исследования [6]
Fig. 6. Schemes of Lower Nepa depositional setting position in the study area [6]



можно предположить еще одну область развития древних эвапоритов — на 10 км восточнее скв. 13.

На рис. 6 представлены схемы распределения обстановок осадконакопления для нижненепских отложений, сформированные проектной группой исследователей ООО «Газпромнефть НТЦ» [6] и скорректированные с учетом текущих результатов исследований.

Выводы

На образцах разнозернистого песчаника и алевролита выполнены измерения пористости и проницаемости. Общая пористость этих пород варьирует от 0,5 до 19 % со средним значением 9 %, отклонения от среднего значения существенные.

В приподошвенных базальных гравелитах и крупнозернистых песчаниках встречены как максимальные значения — 19 %, так и минимальные, с пористостью 1 %, в сильнозаглинизированных образцах. В образцах средней толщи подсвиты, относительно однородных засоленных породах, общая пористость варьирует в интервале значений от 1 до 19 %. В линзах сильноангидритизированных и доломитизированных отложений в нижней части толщи зафиксирована преимущественно низкая пористость, до 5 %. Однако есть образцы плотных пород, где трещины не залечены и образуют разветвленную систему. В образцах верхней толщи, представленных преимущественно мелкозернистыми

относительно слабозасоленными песчаниками, общая пористость изменяется от 1,5 до 17 %. Прикровельные мелкозернистые песчаники и алевролиты обладают преимущественно низкой проницаемостью и пористостью (от 1 до 6 %).

Проницаемость пород сильно изменчива и по разрезу скважины, и по латерали. В имеющейся коллекции образцов она изменяется в пределах 0–1 мкм². Наиболее проницаемые нижненепские породы представлены средне- и мелкозернистыми песчаниками средней толщи циклопачек V–VI (газопроницаемость 0,05–0,4 мкм²).

Верхняя часть разреза нижненепской подсвиты сложена преимущественно заглинизированными песчаниками и алевролитами. Результаты анализа томографической съемки образцов и замеров их фильтрационно-емкостных свойств до и после экстракции легкорастворимого галита указывают на то, что в нижней части подсвиты залежали, по всей видимости, высокопористые и проницаемые породы, засоленные галитом в дальнейшем. При равном соотношении компонентов модели (кварца, полевого шпата, карбонатов, аутигенных и акцессорных минералов) объем освободившихся от галита пор увеличился более чем в 5 раз — с 2,5 до 13 %. Причем их расчетная связанность в модели позволяет утверждать о потенциально высокой проницаемости. Таким образом, до момента засоления эти породы являлись отличным коллектором.

В современном разрезе пласта песчаники с лучшими коллекторскими свойствами преимущественно встречаются в песчаных пропластках и линзах средней части пласта над прослоями сильнозасолоненных отложений. В качестве потенциальных коллекторов могут рассматриваться высокопористые трещиноватые базальные гравелиты и песчаники, которые локально наблюдаются в керне, но они составляют маломощные, невыдержанные по свойствам слои и линзы, залегающие совместно

с толщами аргиллитов, алевролитов и сильнозасолоненными породами.

Результаты проведенных исследований позволяют уточнить представление о геологическом строении и обстановках осадконакопления нижненепских толщ и предположить наличие локальных солеродных лагун, заполнивших локальные структурные депрессии на площади исследования в вендское время.

Литература

1. Воробьев В.С., Чеканов И.В., Клиновья Я.С. Модель распространения терригенных коллекторов и засоленных песчано-гравелистых отложений в пределах месторождений центральной части Непского свода // Геология нефти и газа. – 2017. – № 3. – С. 47–60.
2. Балагуров М.Д. Литологический состав и обстановки накопления нижневендских отложений на юго-западном склоне Непского свода (Восточная Сибирь) // Геология нефти и газа. – 2022. – № 5. – С. 51–61. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-5-51-61.
3. Анциферов А.С. Метаморфизм рассолов и засоление коллекторов нефти и газа в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика. – 2003. – № 6. – С. 499–510.
4. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботубинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина). – Новосибирск : СО РАН, 2007. – 467 с.
5. Воробьев В.С., Клиновья Я.С. Причины засоления терригенных пород в пределах Верхнечонского месторождения (Восточная Сибирь) // Газовая промышленность. – 2017. – № 4. – С. 36–43.
6. Туровская Е.М. Комплексный подход к созданию адаптированной седиментационной модели продуктивных терригенных пластов северо-западной части Непского свода // ГеоБайкал-2014 : сб. тезисов конф. (Иркутск, 18–22 августа 2014 г.). – 2014.
7. Балагуров М.Д. Характеристика зон засоления коллекторов терригенных отложений Непского свода Восточной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 2. – С. 18–21. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-2-18-21.

References

1. Vorobyev V.S., Chekanov I.V., Klinovaya Ya.S. The distribution model of terrigenous reservoirs and saline sand-gravelite deposits within the fields of the central part of the Nepal arch. *Geologiya nefi i gaza*. 2017;(3):47–60. In Russ.
2. Balagurov M.D. Lower Vendian deposits in south-western slope of Nepsky Arch (Eastern Siberia): lithology and depositional settings. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(5):51–61. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-5-51-61. In Russ.
3. Antsiferov A.S. Metamorfizm rassolov i zasolonenie kollektorov nefi i gaza v Leno-Tungusskoi neftegazonosnoi provintsii [Brine metamorphism and oil and gas reservoir salinization in Lena-Tungusky Petroleum Province]. *Russian Geology and Geophysics*. 2003;(6):473–483. In Russ.
4. Shemin G.G. Geologiya i perspektivy neftegazonosnosti venda i nizhnego kembriya tsentral'nykh raionov Sibirskoi platformy (Nepsko-Botuobinskaya, Baikitskaya anteklizy i Katangskaya sedlovina) [Geology and petroleum potential of Vendian and Lower Cambrian of the central Siberian Platform regions (Nepsky-Botuobinsky, Baikitsky antecises, and Katangsky saddle)]. Novosibirsk: SO RAN; 2007. 467 p. In Russ.
5. Vorobyev V.S., Klinovaya Ya.S. Causes of salinization of terrigenous rock within the verkhnechonskoe field (Eastern Siberia). *Gazovaya promyshlennost*. 2017;(4):36–43. In Russ.
6. Turovskaya E.M. Kompleksnyi podkhod k sozdaniyu adaptirovannoi sedimentatsionnoi modeli produktivnykh terrigennykh plastov severo-zapadnoi chasti Nepskogo svoda [Terrigenous reservoir beds in north-western part of Nepa Arch: integrated approach to creation of history-matched sedimentation model]. In: *GeObaikal-2014 : sb-k tezisov konf.* (Irkutsk, 18–22 august 2014). – 2014.
7. Balagurov M.D. Salting zones of Low Vendian terrigenous reservoirs rocks in the south-west of the Nepa arch in Eastern Siberia. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2020;(2):18–21. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-2-18-21. In Russ.

Информация об авторе

Балагуров Максим Дмитриевич
МГУ имени М.В. Ломоносова,
119991 Москва, Ленинские горы, д. 1
e-mail: maxim_balagurov@mail.ru
ORCID ID: 0000-0002-3640-2293

Information about author

Maxim D. Balagurov
Lomonosov Moscow State University,
1, Leninskiye gory, Moscow, 119991, Russia
e-mail: maxim_balagurov@mail.ru
ORCID ID: 0000-0002-3640-2293

Геомодель



НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

2023 Санкт-Петербург



10-я международная конференция
Геонауки: время перемен, время перспектив

Разделы научной программы

Региональные исследования

Геологическое изучение и
поэтапное освоение
Арктической зоны и шельфов

Геология и геофизика

Разведка и разработка
месторождений

Машинное обучение и
искусственный интеллект
при разведке и разработке
месторождений

Круглые столы

- Изучение и вовлечение в разработку коллекторов
- континентального генезиса - палеоруслы по данным керна, скважин и сейсморазведки
- Состояние рынка обработки сейсмических данных в России и перспективы!
- Геотермальная энергетика в России: перспективы развития

17–20 апреля 2023 г. | Санкт-Петербург, Россия

Генеральный спонсор



www.geomodel.ru

Будьте в курсе
наших новостей



УДК 553.98 + 553.041(470.41)

DOI 10.31087/0016-7894-2022-6-67-83

Высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые отложения доманикового типа как объект наращивания ресурсной базы углеводородов в центральной части Южно-Татарского свода

© 2022 г. | Р.Р. Афлятунов¹, А.П. Бачков¹, Н.Г. Веденина¹, С.Е. Войтович¹, Н.Г. Чернышова¹, Н.К. Фортунатова², А.С. Канев², М.В. Дахнова³, В.И. Петерсилье², С.В. Можегова³

¹ПАО «Татнефть»; Альметьевск, Россия; aflyatunovrr@tatneft.ru; bachkovap@tatneft.ru; vedeninang@tatneft.ru; voytovich@tatneft.ru; gghm.tgru@tatneft.ru;

²ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; fortunatova@vnigni.ru; alexandr_kanev@bk.ru; vipetersilie@mail.ru;

³Апрелевское отделение ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», dakhnova@vnigni.ru; mozhegov@vnigni.ru

Поступила 21.10.2022 г.

Доработана 26.10.2022 г.

Принята к печати 28.10.2022 г.

Ключевые слова: *Волго-Уральская провинция; отложения доманикового типа; трудноизвлекаемые запасы; Камско-Кинельская система прогибов; протяженные резервуары; комплексы конодонтов; геохимические исследования.*

Аннотация: В результате многочисленных исследований отложений верхнего девона Волго-Уральской провинции и, в частности, Южно-Татарского свода были выделены свиты, содержащие углеродистые отложения доманикового типа, дана их послышная литологическая и геохимическая характеристика. Промышленная нефтеносность этих отложений установлена в разрезе залежи 444 Березовской площади, которая была рассмотрена в ФБУ «ГКЗ» и поставлена на Госбаланс. В 2018 г. при бурении эксплуатационной скв. 21159 на Северо-Альметьевской площади Ромашкинского месторождения в открытом стволе был получен приток нефти в интервале развития отложений доманикового типа мандымско-доманикового возраста. Затем в пилотном стволе скважины был отобран и исследован керн, выполнен широкий комплекс ГИС и в горизонтальном стволе длиной 318 м после кислотного продавливания получен приток нефти 7,5 м³/сут. Результаты, полученные при изучении скважины, были рассмотрены совместно с ранее выполненными исследованиями нефтегазоносности пород доманикового типа на территории Татарстана. Приведены результаты исследований данных керна, ГИС и испытаний, сделаны выводы о перспективах отложений доманикового типа для прироста ресурсов и запасов с последующим освоением этих отложений на территории Татарстана и, в целом, в Волго-Уральской провинции.

Для цитирования: Афлятунов Р.Р., Бачков А.П., Веденина Н.Г., Войтович С.Е., Чернышова Н.Г., Фортунатова Н.К., Канев А.С., Дахнова М.В., Петерсилье В.И., Можегова С.В. Высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые отложения доманикового типа как объект наращивания ресурсной базы углеводородов в центральной части Южно-Татарского свода // Геология нефти и газа. – 2022. – № 6. – С. 67–83. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-6-67-83.

High-carbon carbonate-siliceous domanik-type deposits: object of hydrocarbon resource base development in central part of South Tatarsky Arch

© 2022 | R.R. Aflyatunov¹, A.P. Bachkov¹, N.G. Vedenina¹, S.E. Voitovich¹, N.G. Chernyshova¹, N.K. Fortunatova², A.S. Kanev², M.V. Dakhnova³, V.I. Petersilie², S.V. Mozhegova³

¹PAO "Tatneft"; Al'met'evsk, Russia; aflyatunovrr@tatneft.ru; bachkovap@tatneft.ru; vedeninang@tatneft.ru; voytovich@tatneft.ru; gghm.tgru@tatneft.ru;

²All-Russian Research Geological Oil Institute; Moscow, Russia; fortunatova@vnigni.ru; alexandr_kanev@bk.ru; vipetersilie@mail.ru;

³Aprelevka Division of All-Russian Research Geological Oil Institute; Aprelevka, Russia; dakhnova@vnigni.ru; mozhegov@vnigni.ru

Received 21.10.2022

Revised 26.10.2022

Accepted for publication 28.10.2022

Key words: *Volga-Urals Province; domanik-type deposits; difficult-to-recover reserves; Kamsky-Kinel'sky system of troughs; continuous reservoirs; conodont series; geochemical studies.*

Abstract: Numerous studies of Upper Devonian deposits in the Volga-Urals Province and, in particular, in the South Tatarsky Arch, resulted in identification of formations containing carbonaceous domanik-type deposits and their layer-by-layer lithological and geochemical characteristics. Commercial oil content in these deposits was revealed in the column of 444 Pool

in the Berezovsky area; it was approved by FSFI State Reserves Committee and put on the State Balance Sheet. In 2018, oil inflow from the interval of the Mendymsky-Domanikovy domanik-type deposits was obtained in open hole when drilling exploratory well #21159 in the North Altetievsky area of the Romashkinsky field. Core was later taken and studied, wide well logging was performed, and 7.5 m³/day oil inflow was obtained in 318 long horizontal sidetrack after acid pumping. Results of well studies were considered together with the previously conducted analysis of oil and gas bearing capacity of the domanik-type rocks in Tatarstan territory. The authors present the results of core studies, well logging and testing; they draw conclusions on the potential of the domanik-type deposits in the context of resources and reserves growth with further development of these deposits in Tatarstan territory in the Volga-Urals Province as a whole.

For citation: Aflyatunov R.R., Bachkov A.P., Vedenina N.G., Voitovich S.E., Chernyshova N.G., Fortunatova N.K., Kanev A.S., Dakhnova M.V., Petersil'e V.I., Mozhegova S.V. High-carbon carbonate-siliceous domanik-type deposits: object of hydrocarbon resource base development in central part of South Tatarsky Arch. Geologiya nefi i gaza. 2022;(6):67–83. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-6-67-83. In Russ.

Введение

Перспективы наращивания ресурсной базы в Республике Татарстан связаны с освоением так называемых трудноизвлекаемых запасов и нетрадиционных источников УВ.

К нетрадиционным источникам УВ относятся отложения доманикового типа в составе средне-франско-турнейского комплекса, в которых за последние 10 лет ФБУ «ГКЗ» после проведения экспертизы поставила на Государственный баланс 4 месторождения в Оренбургской и Самарской областях и 2 месторождения в Республике Татарстан (Ромашкинское — залежи 444 и 570, Бавлинское). Запасы нетрадиционных залежей в Оренбургской и Самарской областях составляют (геологические/извлекаемые), тыс. т: Троицкого месторождения — 516 177/15 485; Красногорского месторождения — 427 569/12 827; Лещевского месторождения — 976 291/101 534; Южно-Неприковского месторождения — 601 161/60 117. Общие суммарные геологические ресурсы перечисленных месторождений превышают 3 млрд т нефти [1].

Продуктивные отложения доманикового типа — это высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые породы со сланцеватой текстурой, а также углеродистые брекчии, известняки и доломиты в количестве более 0,5 % ОВ. Выделение в разрезе пород доманикового типа по указанному критерию контролируется результатами прямых геохимических исследований ядра и данными ГИС. Рассматриваемые отложения одновременно являются нефтематеринскими породами и источниками нетрадиционных УВ [2, 3].

Целенаправленное изучение верхнедевонских пород доманикового типа как нетрадиционных источников УВ, проведенное в последние годы коллективами исследователей разных организаций — института «ТатНИПИнефть» [4, 5], ФГБУ «ВНИГНИ» [1–3, 6–11], МГУ имени М.В. Ломоносова [12], АО «ВНИГРИ» [13, 14] и др. — позволило установить следующие их характерные признаки и свойства:

- 1) карбонатно-кремнистый состав отложений и низкое содержание (2–15 %) глинистых минералов, что дает основание не рассматривать эту формацию как «сланцевую»;
- 2) отсутствие традиционных пород-коллекторов;
- 3) отсутствие в этих отложениях корреляционной связи между пористостью и проницаемостью;

4) низкие значения проницаемости, не превышающие $(0,01–0,1) \cdot 10^{-3}$ мкм²;

5) наличие подвижных УВ в отложениях доманикового типа, что определяется наличием зон или областей активной генерации УВ (по данным Rock-Eval, значения $T_{\max} > 425^{\circ}\text{C}$).

Залежи нефти в отложениях доманикового типа, в отличие от традиционных, не контролируются структурным планом или локальными ловушками и не содержат подошвенных и законтурных вод. Резервуары, вмещающие эти залежи, имеют широкое площадное распространение, приурочены к нефтематеринским толщам, первично обогащенным ОВ, и носят название «протяженных» или «непрерывных» резервуаров (continuous reservoirs). Таким образом, целью региональных поисково-разведочных работ является выделение в разрезе и на площади комплекса отложений доманикового типа, который можно рассматривать как «непрерывный» резервуар, содержащий нефть, и в пределах которого должна проводиться оценка нелокализованных ресурсов УВ категории D₁. Учитывая особенности залегания нефти в нетрадиционных резервуарах, при проведении поисковых работ в доманиковых отложениях нет необходимости выявлять локальные ловушки и проводить работы по подготовке их к поисковому бурению. Соответственно не надо оценивать ресурсы категорий D₁ и D₀. В случае положительного результата при поисковом бурении (получение притока нефти, подтверждающего наличие промышленного скопления УВ) на изученном лицензионном участке в границах прослеживания продуктивных пластов запасы оцениваются по категории C₂. В качестве эффективной части разреза доманиковых продуктивных отложений рассматриваются интервалы углеродистых пород, содержащие подвижные УВ.

Доманиковые продуктивные отложения на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции развиты в составе верхнедевон-турнейского нефтегазоносного комплекса. Максимальный стратиграфический интервал их распространения во франских и фаменских отложениях характерен для разрезов осевых, прибортовых зон палеогибов Камско-Кинельской системы прогибов и внешних зон склонов палеосводов. По направлению к центральным частям палеосводов углеродистые отложения доманикового типа евлановского, ливенского горизонтов франского и фаменского ярусов

последовательно замещаются карбонатами склонового и мелководного генезиса.

Результаты исследований

В 2017–2018 гг. авторами статьи были проведены исследования по актуализации стратиграфической схемы верхнего девона Волго-Уральского субрегиона. В результате этих работ, а также исследований доманикового комплекса были выделены свиты, содержащие углеродистые отложения доманикового типа, дана их послойная литологическая и геохимическая характеристика, определен возраст этих отложений в различных структурно-фациальных зонах, выделены комплексы конодонтов, коррелируемых со стандартными конодонтовыми зонами, определен характер взаимоотношений свит с одновозрастными карбонатными отложениями (Унифицированная ..., Фортунатова Н.К., Зайцева Е.Л., Кононова Л.И., 2018). В центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции отложения доманикового типа распространены в пределах следующих стратиграфических подразделений. Во франском ярусе (рис. 1–4) — в доманиковом (семилукском) горизонте (доманиковая альметьевская, тлянчи-тамакская свиты) (см. рис. 1); в речицком (мендымском) горизонте (трудолюбовская, мендымская свиты); в воронежском (мендымском) горизонте (алпаровская, мендымская свиты) (см. рис. 2); в евлановском и ливенском горизонтах (янчиковская, аскынская свиты). В фаменском ярусе (см. рис. 3) — байтуганская и малочеремшанская свиты, включающие: волгоградский, задонский, елецкий горизонты (нижнефаменский подъярус), лебедянский оптуховский и плавский горизонты (среднефаменский подъярус), озерский, хованский, зиганский горизонты (заволжский надгоризонт верхнефаменского подъяруса).

Отложения доманикового типа на рассматриваемой территории Республики Татарстан (см. рис. 4) широко распространены в осевой и прибортовых зонах Усть-Черемшанского палеопргиба Камско-Кинельской системы прогибов и в пределах внешних зон склонов Южно-Татарского палеосвода, где они слагают средне-верхнефранский и фаменский интервалы разрезов. Во внутренних зонах склонов палеосвода стратиграфическое распространение углеродистых карбонатно-кремнистых пород ограничено средним и верхним франом, а в центральных частях только доманиковым и речицким горизонтами. Выделение свит углеродистых карбонатно-кремнистых отложений доманикового типа, их детальная стратиграфическая характеристика позволили более точно провести корреляцию разрезов в зонах их замещения мелководными карбонатными комплексами, а также выделить и охарактеризовать участки с однотипным строением разрезов.

Геохимические исследования являются необходимым видом работ при изучении и прогнозе нефтеносности отложений доманикового типа, так

как только они позволяют получить прямую информацию о распределении в породах различных форм ОВ и наличии подвижных УВ. С помощью геохимических исследований можно получить информацию для моделирования процессов нефтегазообразования и их масштабов в изучаемом регионе, для подсчета запасов и оценки ресурсов УВ в отложениях рассматриваемого типа.

Проведенные геохимические исследования в образцах скважин Березовские-32923, 27395 и Черемшано-Бастрыкская-1046, Алькеевская-30486, Азнакаевская-24673, Западно-Коробковская-2258, Архангельская-12026, Мелекеская-1, Южно-Мухоморские-1027, 1080 (рис. 5–7; см. рис. 4) позволили установить следующие характеристики ОВ для этого типа отложений: сапропелевый тип ОВ с содержаниями 0,5–25 %, градации катагенетической преобразованности ОВ $МК_1$ – $МК_2$ (T_{max} достигает 425–445 °С, метод Rock-Eval).

Для выделения нефтенасыщенных интервалов в отложениях доманикового типа по данным геохимических исследований ядра принято использовать индекс нефтенасыщенности S_1/TOC . По современным представлениям граничное значение показателя S_1/TOC , превышение которого является признаком нефтенасыщенных интервалов, равно 100 мг УВ/г ТОС, поскольку именно это значение является пороговым для насыщения сорбционной емкости материнского керогена и содержащих его пород для большинства изученных нефтематеринских отложений. Однако допускается, что это значение может меняться в зависимости от зрелости керогена, концентрации $C_{орг}$ и литологического состава пород. Известно также, что часть свободных относительно высокомолекулярных компонентов нефти может выходить с пиком S_2 . Оценить содержание таких компонентов в породах можно при сравнении результатов анализа ядра методом Rock-Eval и после экстракции. Центральные районы Волго-Уральской нефтегазоносной провинции — Мелекесская впадина, Южно-Татарский свод и северные районы Актаныш-Чишминского прогиба относятся к зонам катагенеза ОВ в отложениях доманикового типа, соответствующего началу $МК_1$ ($T_{max} = 425$ – 435 °С).

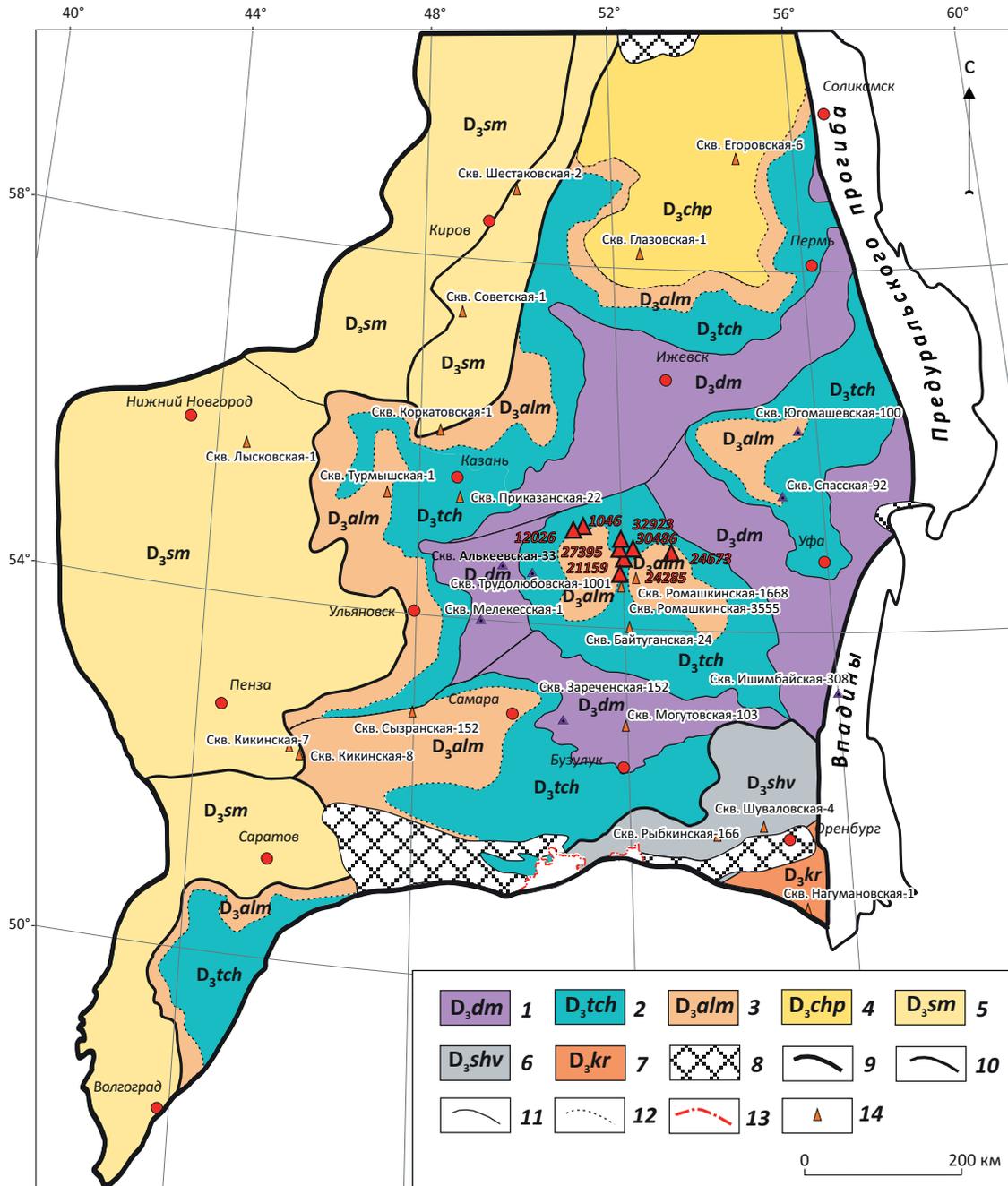
Органический углерод (ТОС) отложений доманикового типа характеризуется высоким генерационным потенциалом (НГ) (500–600 мг УВ/г ТОС). Расчеты, основанные на изменении водородного индекса ОВ отложений этого типа, показали, что с ростом катагенеза к середине градации $МК_1$ ОВ на 30 % реализует свой УВ-генерационный потенциал. Однако большая часть продуктов генерации керогена остается внутри толщи, поскольку они в основном представлены относительно высокомолекулярными компонентами нефти.

Зоны высокого катагенеза ($МК_2$ и выше, $T_{max} > 440$ °С) характеризуются заметным снижением общего содержания ОВ в породах и его генерационного потенциала. В большинстве проанализи-



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

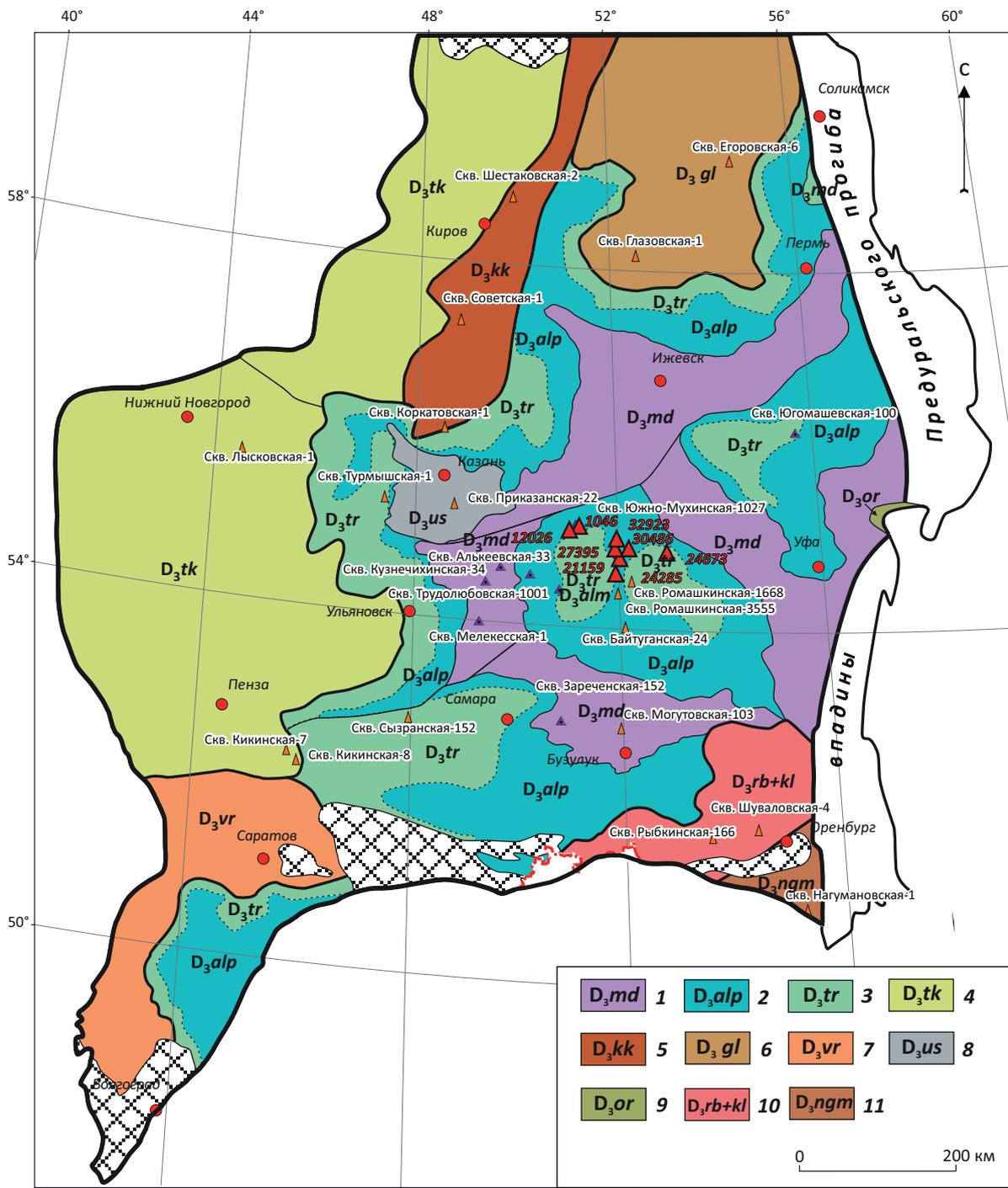
Рис. 1. Карта распространения свит углеродистых пород доманикового типа и синхронных им карбонатных отложений доманикового горизонта Волго-Уральского региона
Fig. 1. Map of occurrence of carbonaceous domanik-type formations and contemporaneous carbonate deposits of the Domanik horizon, Volga-Urals region



Отложения доманикового типа, свиты (1–3): 1 — доманиковская, 2 — тлянчи-тамакская, 3 — алимовская; **карбонатные отложения центральных зон палеосводов и их склонов, свиты (4–7):** 4 — чепецкая, 5 — семилукская, 6 — шуваловская, 7 — куралинская; 8 — области отсутствия отложений; **границы (9–13):** 9 — субрегионов, 10 — структурно-фациальных областей, 11 — структурно-фациальных зон, 12 — структурно-фациальных подзон, 13 — Российской Федерации; 14 — скважины, по которым выделены стратотипы свит

Domanik-type deposits, formations (1–3): 1 — Domanik, 2 — Tlyanchi-Tamaksky, 3 — Alimovsky; **carbonate deposits of central zones of paleo-arches and their slopes, formations (4–7):** 4 — Chepetsky, 5 — Semiluksky, 6 — Shuvalovsky, 7 — Kuralinsky; 8 — areas where the deposits are absent; **boundaries (9–13):** 9 — subregions, 10 — structural and facies areas, 11 — structural and facies zones, 12 — structural and facies subzones, 13 — Russian Federation; 14 — wells where type sections of the formations are identified

Рис. 2. Карта распространения свит углеродистых пород доманикового типа и синхронных им карбонатных отложений воронежского горизонта Волго-Уральского региона
Fig. 2. Map of occurrence of carbonaceous domanik-type formations and contemporaneous carbonate deposits of the Voronezhsky horizon, Volga-Urals region



Отложения доманикового типа, свиты (1–3): 1 — мендымская, 2 — алпаровская, 3 — турмышская; **карбонатные отложения центральных зон палеосводов и их склонов, свиты (4–11):** 4 — токмовская, 5 — коркатовская, 6 — глазовская, 7 — воронежская, 8 — услонская, 9 — орловская, 10 — колганская и рыбкинская, 11 — нагумановская.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

Domanik-type deposits, formations (1–3): 1 — Mendymsky, 2 — Alparovsky, 3 — Turmyshsky; **carbonate deposits of central zones of paleo-arches and their slopes, formations (4–11):** 4 — Tokmovsky, 5 — Korkatovsky, 6 — Glazovsky, 7 — Voronezhsky, 8 — Uslonsky, 9 — Orlovsky, 10 — Kolgansky and Rybkinsky, 11 — Nagumanovsky.

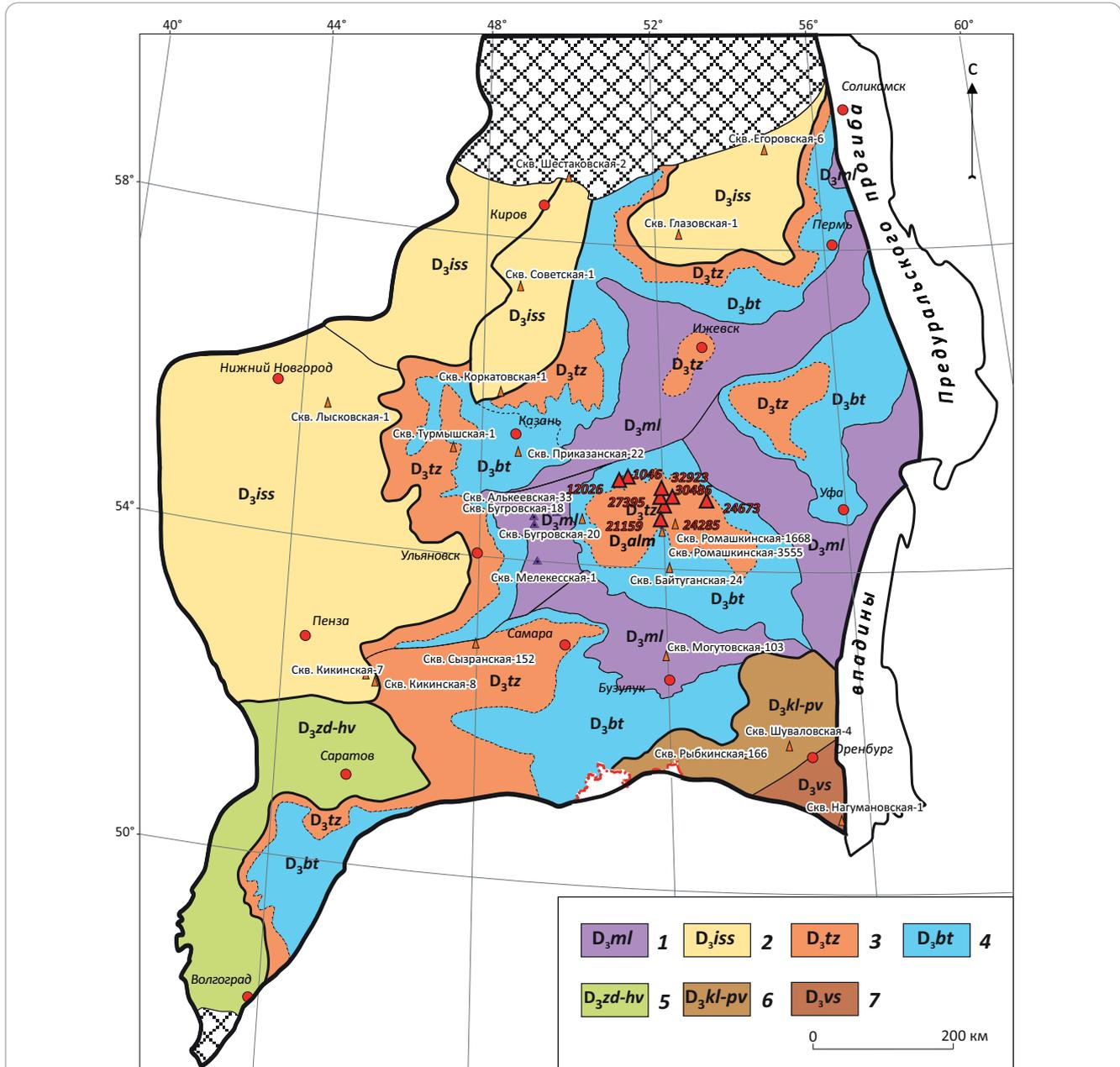
For other Legend items see Fig. 1



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 3. Карта распространения свит углеродистых пород доманикового типа и синхронных им карбонатных отложений фаменского яруса Волго-Уральского субрегиона

Fig. 3. Map of occurrence of carbonaceous domanik-type formations and contemporaneous carbonate deposits of the Famennian Stage, Volga-Urals subregion



1 — отложения доманикового типа, свита малочеремшанская; карбонатные отложения центральных зон палеосводов и их склонов, свиты (2–7): 2 — иссинская, 3 — туймазинская, 4 — байтуганская, 5 — задонская, елецкая, лебедянская, зимовская, сенинская, хованская, 6 — колганская и перволоцкая, 7 — веселовская.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

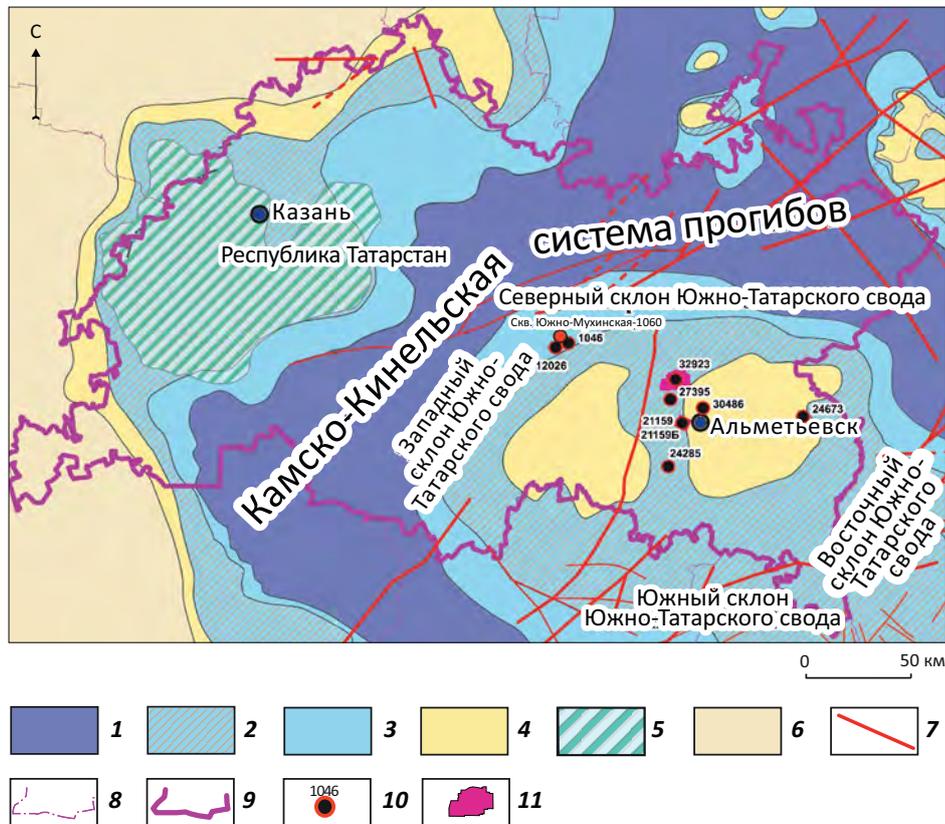
1 — domanik-type deposits, Malocheremshansky Formation; carbonate deposits of central zones of paleo-arches and their slopes, formations (2–7): 2 — Issinsky, 3 — Tuimazinsky, 4 — Baitugansky, 5 — Zadonsky, Eletsky, Lebedyansky, Zimovsky, Sennovskiy, Khovansky, 6 — Kolgansky and Perevolotsky, 7 — Veselovsky.

For other Legend items see Fig. 1

рованных образцов керна из этой зоны катагенеза содержание ТОС редко превышает 10 %. В пределах территории Республики Татарстан, в кернах проанализированных скважин, ОВ отложений доманикового типа соответствует средней степени катагенеза ($T_{max} = 418-430\text{ }^{\circ}\text{C}$, см. рис. 5–7).

Наиболее сложной задачей при изучении отложений этого типа является выделение в скважинах интервалов углеродистых пород доманикового типа, содержащих подвижные (паравтохтонные) УВ до проведения испытаний в пластах. Для этой цели используются два подхода. Первый — гео-

Рис. 4. Расположение анализируемых скважин в пределах Южно-Татарского свода, вскрывших отложения доманикового типа
Fig. 4. Location of the wells analysed within the South Tatarsky Arch, which encountered the domanik-type deposits



1 — Камско-Кинельская система прогибов (зона развития отложений доманикового типа в интервале от D_3f_2dm до D_3fm_3 , свиты: доманиковская, мендымская, аскынская, малочеремшанская); **2** — внешняя зона склона палеосвода (зона развития отложений доманикового типа в интервале от D_3f_2dm до D_3f_3ev-lv , свиты: тлянчи-тамакская, трудолюбовская, алпаровская, янчиковская); **3** — внутренняя зона склона палеосвода (зона развития отложений доманикового типа в интервале от D_3f_2dm до D_3f_3vr , свиты: тлянчи-тамакская, трудолюбовская, алпаровская); **4** — зона развития глинистых пород услонской свиты в верхней части воронежского горизонта; **5** — центральная часть палеосвода с рифовыми постройками (зона развития отложений доманикового типа в интервале от D_3f_2dm до D_3f_3rc , свиты: альметьевская, трудолюбовская); **6** — зона отсутствия отложений доманикового типа; **7** — разрывные нарушения; **8** — административные границы; **9** — административная граница Республики Татарстан; **10** — скважины Ромашкинского месторождения; **11** — залежь 444 (Березовская площадь)

1 — Kamsky-Kinel'sky system of troughs (zone of the domanik deposits occurrence in the interval from D_3f_2dm to D_3fm_3 , formations: Domanik, Mendymsky, Askynsky, Malocheremshansky); **2** — outer zone of the paleoarch slope (outer zone of the domanik deposits occurrence in the interval from D_3f_2dm до D_3f_3ev-lv , formations: Tlyanchi-Tamaksky, Trudolyubovsky, Alparovsky, Yanchikovsky); **3** — inner zone of the paleoarch slope (zone of the domanik deposits occurrence in the interval from D_3f_2dm to D_3f_3vr , formations: Tlyanchi-Tamaksky, Trudolyubovsky, Alparovsky); **4** — zone of argillaceous Uslonsky rocks occurrence in the upper part of Voronezhsky Horizon; **5** — central part of the paleo-arch with reef buildups (zone of the domanik deposits occurrence in the interval from D_3f_2dm to D_3f_3rc , formations: Almetievsky, Trudolyubovsky); **6** — zone of the domanik-type deposits absence; **7** — faults; **8** — administrative boundaries; **9** — administrative boundary of the Republic of Tatarstan; **10** — wells of the Romashkovsky field; **11** — pool 444 (Berezovsky area)

химический, проводимый на образцах пород методом Rock-Eval до и после экстракции битумоидов по параметру $S_1/TOC > 100$ мг УВ/г [7].

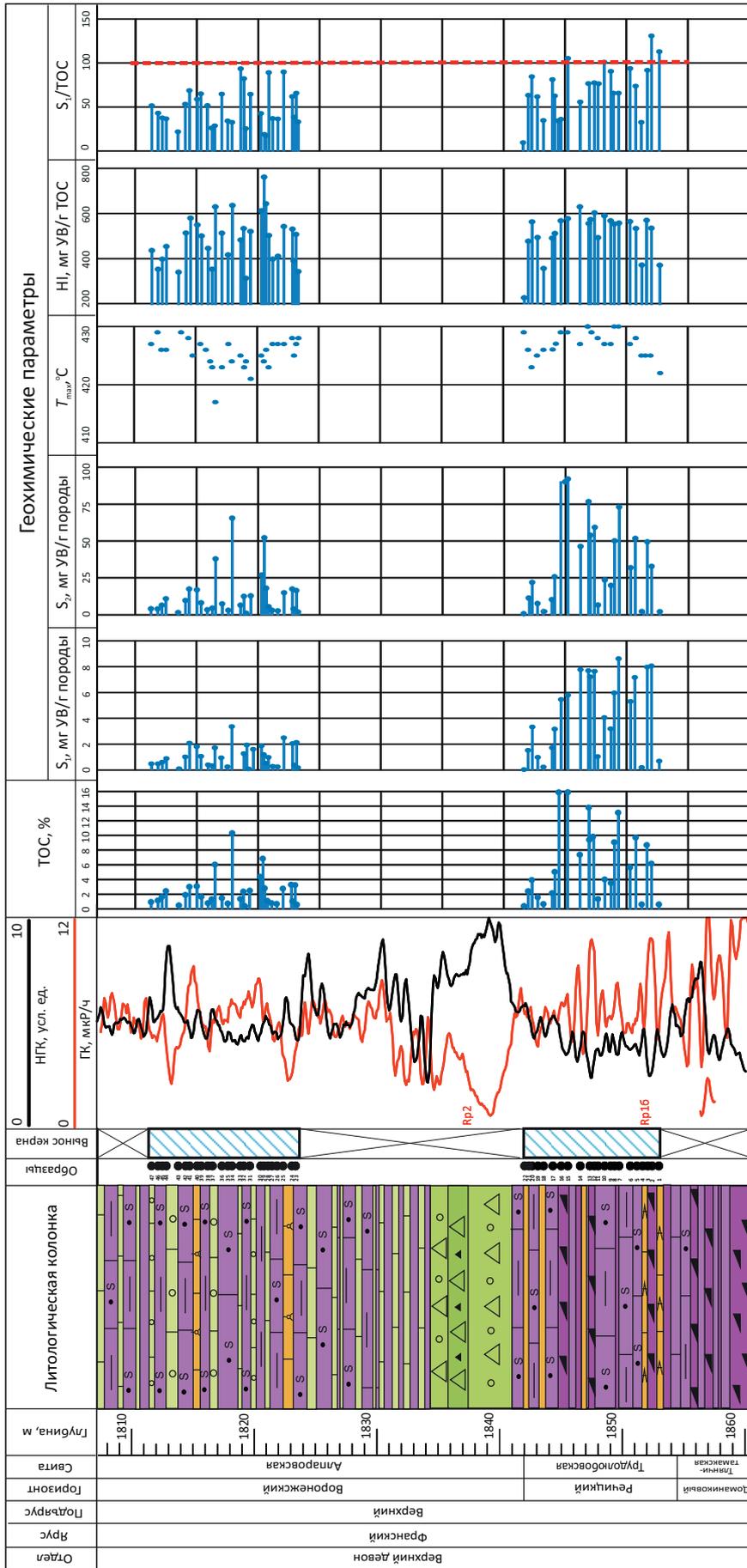
Второй — по данным геолого-технологических исследований скважин, по аномалии на кривых газового каротажа, связанной с поступлением растворенного в нефти газа при разбурировании интервалов, содержащих потенциально подвижную нефть [2]. Очень важно, что второй подход основывается на прямых признаках наличия подвижной нефти, проявляющихся в скважинных условиях. В скважинах Черемшано-Бастрыкская-1046, Березовские-32923,

27395, Алькеевская-30486, Азнакаевская-24673, Архангельская-12026 (см. рис. 4) отложения доманикового типа франского яруса охарактеризованы керном в интервале развития трудолюбовской свиты речицкого горизонта и алпаровской свиты воронежского. Приведем послойное описание строения этих свит в разрезе скв. Березовская-32923, наиболее охарактеризованном керном (см. рис. 5).

Трудолюбовская свита, речицкий горизонт (интервал глубин 1842,3–1855,5). Нижняя граница трудолюбовской свиты проведена на глубине 1855,5 м по подошве карбонатного пласта, соответ-



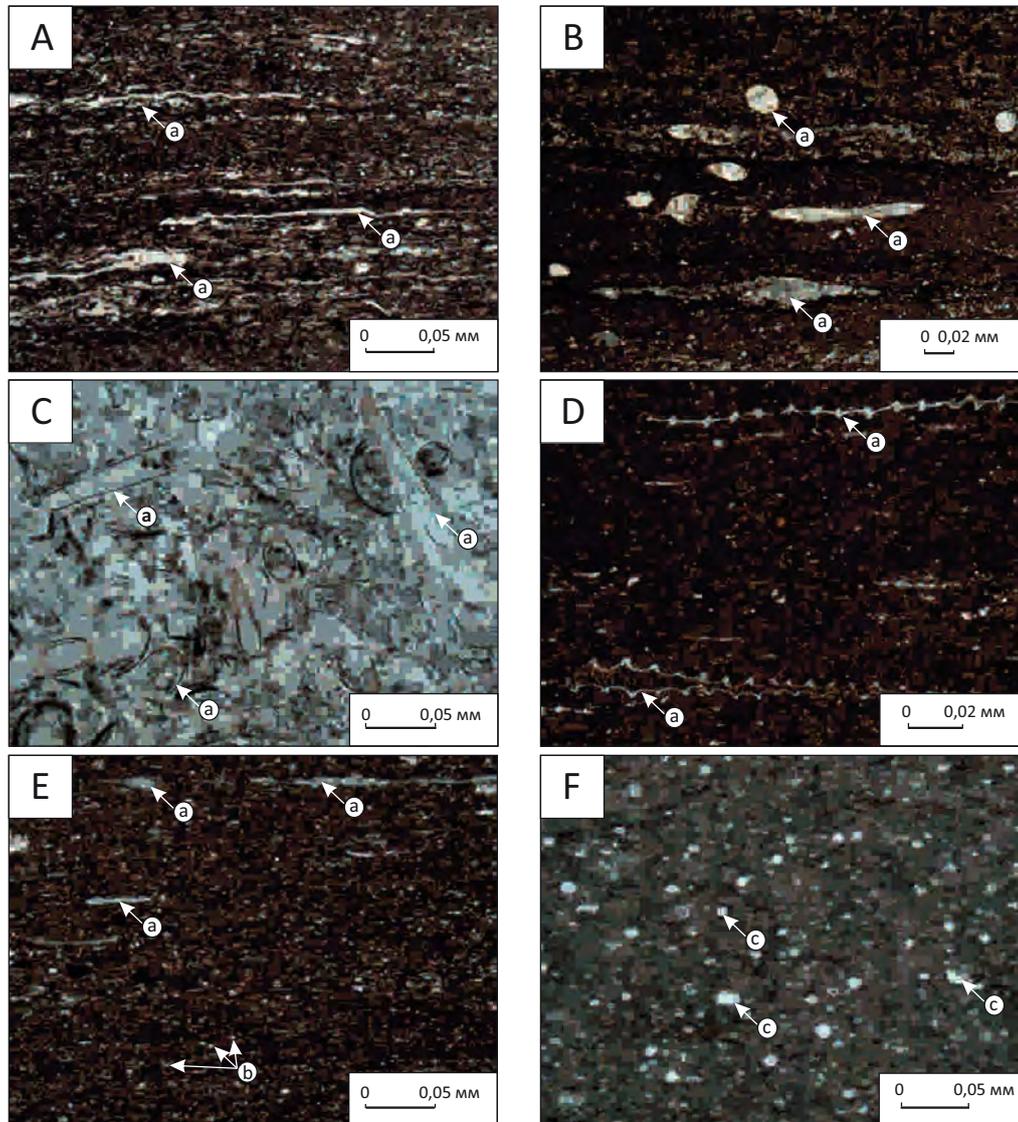
Рис. 5. Геолого-геохимический разрез средне-верхнефранских отложений скв. Березовская-32923
Fig. 5. Geological and geochemical cross-section of the Middle-Upper Frasnian deposits, Berzovskaya-32923 well



1 — высокоуглеродистые (ТОС > 15 %) карбонатно-кремнистые породы с однородным строением (нефтематеринские); **2** — углеродистые (ТОС = 5–15 %) карбонатно-кремнистые породы с прослоями карбонатов и радиоларитов; **3** — карбонатные брекчии с углеродистым кремнисто-карбонатным заполнителем; **4** — карбонатные брекчии с обломочным заполнителем; **5** — известняки с реликтовой радиоларитовой структурой; **7** — известняки; **8** — известняки обломочные

1 — high-carbon (TOC > 15 %) carbonate-siliceous rocks having homogeneous structure (oil source rocks); **2** — carbonate-siliceous rocks with carbonate and radiolarite partings; **3** — carbonate breccia with carbonaceous siliceous joining material; **4** — carbonate breccia with clastic joining material; **5** — tentaculitic limestone; **6** — limestone with relic radiolarite structure; **7** — limestone; **8** — clastic limestone

Рис. 8. Литологические типы пород доманикового комплекса скв. Березовская-32923 (фото шлифов, николи II)
Fig. 8. Lithological types of the rocks of the Domanik sequence, Berezovskaya-32923 well (photo of thin sections, II nicols)



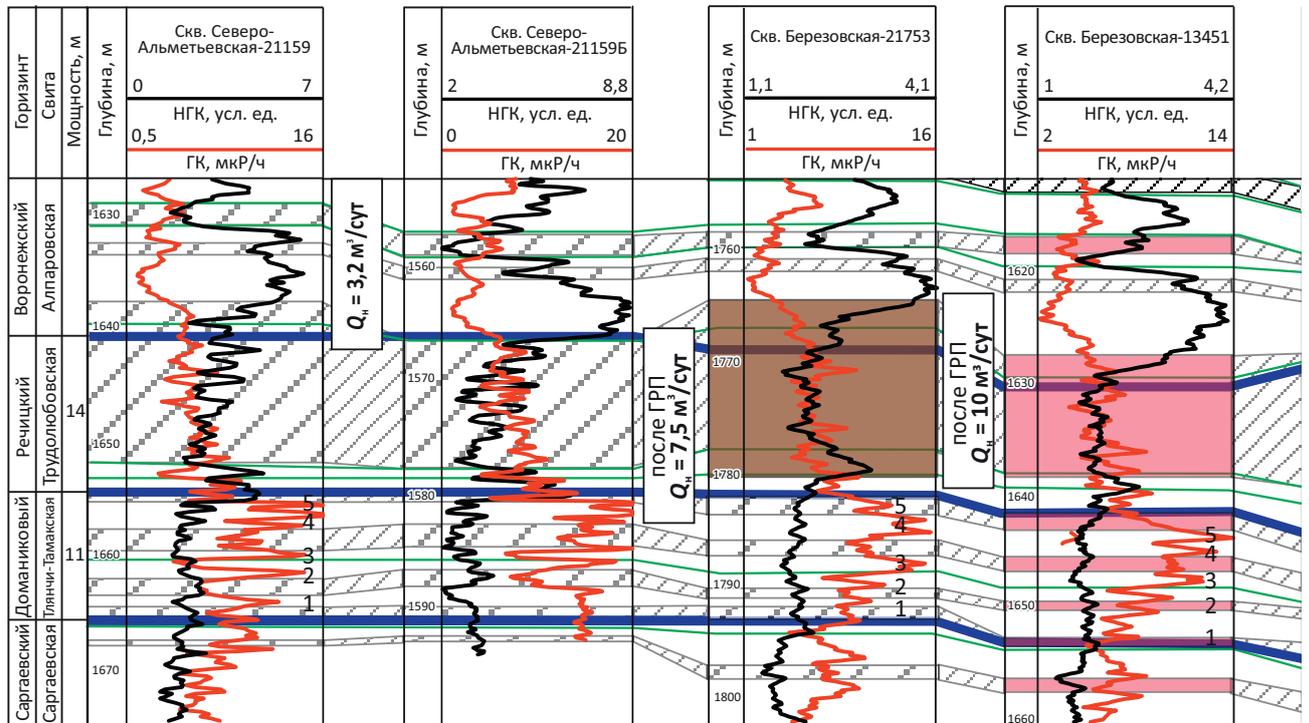
A–D — трудюлюбовская свита: А — высокоуглеродистая карбонатно-кремнистая сланцеватая порода, вторично окремненная, с реликтами остатков тентакулитов, глубина 1850,7 м (C_{org} — 9,7 %), пачка 2; В — высокоуглеродистая карбонатно-кремнистая сланцеватая порода с перекристаллизованными остатками раковин тентакулитов и микролинзами тонкокристаллического карбоната, глубина 1846,4 м (C_{org} — 7,4 %); С — известняк углеродистый тентакулитовый, глубина 1852,9 м (C_{org} — 0,6 %); D — высокоуглеродистая карбонатно-кремнистая сланцеватая порода с остатками тентакулитов, глубина 1844,35 м (C_{org} — 5,1 %); E–F — алпаровская свита: E — высокоуглеродистая карбонатно-кремнистая сланцеватая порода с перекристаллизованными остатками тентакулитов и мелкими включениями кристаллического кальцита, глубина 1823,9 м (C_{org} — 3,3 %); F — известняк углеродистый, неравномерно окремненный, микрокристаллический, с реликтовой структурой радиолярита, глубина 1812,15 м (C_{org} — 1 %): а — реликты тентакулитов, b — включения кристаллического кальцита, с — реликты радиолярий

A–D — Trudolyubovsky Formation: A — high-carbon carbonate-siliceous shaly, secondarily silicified, with tentaculite remain ghosts, depth 1850.7 m (C_{org} — 9.7 %), member 2; B — high-carbon carbonate-siliceous shaly rock with recrystallized remains of tentaculite shells and microlenses of finely crystalline carbonate, depth 1846.4 m (C_{org} — 7.4 %); C — carbonaceous tentaculitic limestone, depth 1852.9 m (C_{org} — 0.6 %); D — high-carbon carbonate-siliceous shaly rock with tentaculite remains, depth 1844.35 m (C_{org} — 5.1 %); E–F — Alparovsky Formation: E — high-carbon carbonate-siliceous shaly rock with recrystallized remains of tentaculites and small inclusions of crystalline calcite, depth 1823.9 m (C_{org} — 3.3 %); F — carbonaceous limestone, non-uniformly silicified, microcrystalline, with relic radiolarite structure, depth 1812.15 m (C_{org} — 1 %): a — tentaculite ghosts, b — inclusions of crystalline calcite, c — radiolaria ghosts



Рис. 9. Схема сопоставления скважин Северо-Альметьевской и Березовской (залежь 444) площадей Ромашкинского месторождения

Fig. 9. Correlation scheme of wells from North Almetievsky and Berezovsky (pool 444) areas of the Romashkinsky field



1 — приток нефти по результатам испытаний, гидроразрыв пласта; 2 — нефтенасыщенные интервалы по результатам интерпретации С/О-каротажа; 3 — перспективные интервалы по сопоставлению скважин; 4 — линии корреляции; 5 — границы горизонтов; 6 — индекс горизонта; 7 — пласты, соответствующие этапам накопления повышенных концентраций $C_{орг}$

1 — oil inflow according to test results, hydraulic fracturing; 2 — oil saturated intervals according to C/O logging data interpretation; 3 — promising intervals according to well correlation; 4 — tracing lines; 5 — boundaries of horizons; 6 — index of horizon; 7 — layers corresponding to the respective stages of accumulation of higher C_{org} concentration

ствующего реперу Rp 16 непосредственно над пачкой высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых пород, характеризующейся высокими значениями гамма-активности, залегающей в кровле тлянчи-тамакской свиты доманикового горизонта. Верхняя граница свиты проведена на глубине 1908,35 м по подошве карбонатного пласта, залегающего непосредственно под карбонатным репером Rp 2 (см. рис. 5). По данным керн и ГИС, в составе свиты выделяется три пачки.

Первая пачка (интервал глубин 1853,5–1855,5 м) керном не охарактеризована. По данным каротажа, сложена углеродистыми известняками с прослоями высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых пород.

Вторая пачка (интервал глубин 1844,9–1853,5 м) охарактеризована керном. Пачка представлена высокоуглеродистыми карбонатно-кремнистыми породами (рис. 8 А, В) с тонкими (до 1 см) прослоями радиоляритов и тентакулитовых известняков (см. рис. 8 С). Мощность последних изменяется от

0,5 до 10 см. Прослои распределены неравномерно и составляют до 20 % пачки. Породы послойно окремнены. Содержание $C_{орг}$ в среднем меняется от 5,68 до 9,86 % (см. рис. 5), в отдельных прослоях содержание $C_{орг}$ достигает 13,82–16,07 %. По результатам геохимических исследований в толще отмечаются следы перемещения УВ, признаком чего являются повышенные относительно соседних интервалов значения параметра $S_1/ТОС$, не всегда превышающие 100 мг УВ/г ТОС, но близкие к этому значению. В некоторых образцах значения T_{max} заметно понижены, а HI повышены, что свидетельствует о возможном присутствии в породе свободных высокомолекулярных УВ, выходящих с пиком S_2 .

Третья пачка (интервал глубин 1842,3–1844,9 м) сложена углеродистыми породами (см. рис. 8 Д) с микроскопически тонкими прослоями радиоляритов, а также линзами и прослоями (до 10 см) тентакулитовых и микрокристаллических известняков. Породы сильно и неравномерно окремнены, в результате чего общее содержание в них $C_{орг}$ состав-

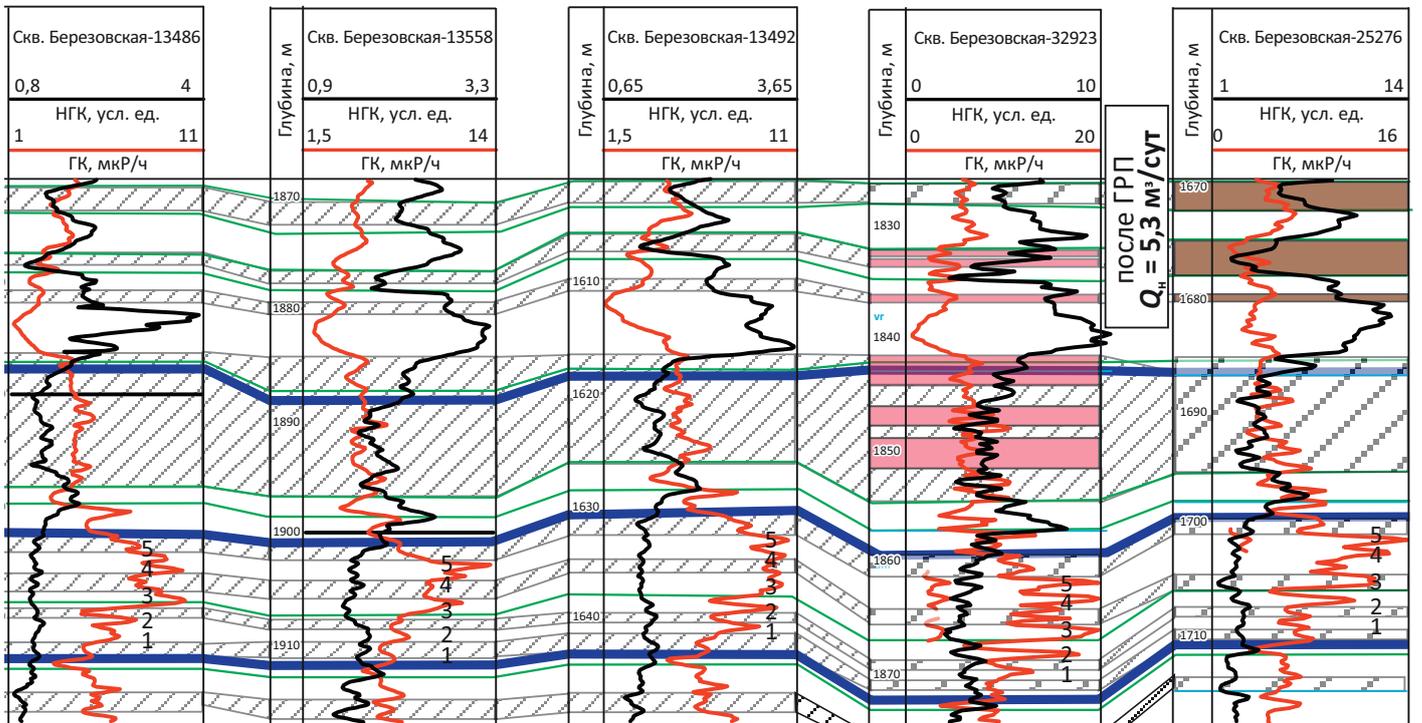


Рис. 9, окончание

Fig. 9, end.

ляет 2,8–5,07 % в углеродистых карбонатно-кремнистых породах и только 0,4–1,6 % в прослоях известняков.

По литологическому составу, значениям общего содержания $S_{орг}$ и присутствию в разрезе интервалов с подвижными УВ отложения трудюлюбовской свиты отнесены к нетрадиционным источникам УВ доманикового типа.

Алпаровская свита охарактеризована керном в интервале глубин 1841,9–1842,3 и 1811,3–1823,8 м. Нижняя граница свиты проведена на глубине 1842,3 м в подошве тентакулитовых известняков, содержащих прослой углеродистых карбонатно-кремнистых пород. Верхняя граница (глубина 1805 м) свиты проводится в основании пласта тентакулитовых углеродистых известняков. В составе свиты выделяется шесть пачек. Первая пачка (интервал глубин 1841,9–1842,3 м) представлена известняками тентакулитовыми с тонкими (1–2 см) прослоями углеродистых карбонатно-кремнистых пород. На диаграммах ГИС эта маломощная пачка

характеризуется повышенными значениями гамма-активности нефтегазоносного комплекса по сравнению с нижележащими породами трудюлюбовской свиты.

Вторая пачка (интервал глубин 1841–1841,9 м) керном не охарактеризована. По данным каротажа, интервал сложен высокоуглеродистыми карбонатно-кремнистыми породами с прослоями известняков и радиоляритов.

Третья пачка (интервал глубин 1834,4–1841 м) керном не охарактеризована. На каротажных кривых пачке соответствует так называемый воронежский репер, представленный в разрезах этой структурно-фациальной зоны (см. рис. 4) известняковой конгломератобрекчией со слабоуглеродистым карбонатным заполнителем, с прослоями высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых пород.

Четвертая пачка (интервал глубин 1820,8–1834,4 м) охарактеризована керном только в верхней части, где она представлена тонким переслаиванием высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых

пород с единичными маломощными (до 10 см) линзами известняков (см. рис. 8 E). Содержание $C_{орг}$ (ТОС) изменяется от 0,6 до 3,32 %.

Пятая пачка (интервал глубин 1814,3–1820,8 м) — тонкое переслаивание (0,05–0,2 м) высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых пород, обломочных микрозернистых известняков и радиоляритов. Известняки слагают линзовидные прослои и линзы. Участками породы имеют брекчиевидную структуру. Значения $C_{орг}$ (ТОС) в высокоуглеродистых породах изменяется от 4,42 до 10,33 %, в прослоях известняков и радиоляритов — от 0,76 до 2,51 %.

Шестая пачка (интервал глубин 1805–1814,3 м) сложена высокоуглеродистыми карбонатно-кремнистыми породами с прослоями тентакулитовых и микрокристаллических известняков с реликтовой радиоляриевой структурой (см. рис. 8 F). Содержание $C_{орг}$ (ТОС) изменяется от 0,5 до 2,45 %.

Тлянчи-тамакская свита (доманиковый горизонт) охарактеризована наиболее представительным керном в скв. Архангельская-12026 (см. рис. 6). Здесь, в интервале глубин 1722–1746 м, развиты высокоуглеродистые тонкослоистые, сланцеватые карбонатно-кремнистые породы с содержанием $C_{орг}$ (ТОС) от 8 до 32 %. Несмотря на высокие содержания $C_{орг}$, наблюдается отсутствие в них интервалов развития подвижных УВ ($S_1/ТОС > 100$), за исключением самой верхней части свиты.

Изучение разрезов трудолюбовской и алпаровской свит в скважинах Ромашкинского месторождения (32923, 30486, 24673, 12026, 27395, 1046) позволило обосновать наличие отложений доманикового типа с содержаниями $C_{орг}$ от 0,5 до 30 %. Судя по T_{max} (Rock-Eval), зрелость ОВ верхнедевонских отложений в пределах Южно-Татарского свода соответствует верхам главной зоны нефтеобразования. Несмотря на невысокую зрелость ОВ, признаки перемещения свободных УВ внутри толщи отмечаются практически во всех изученных разрезах скважин. Интервалы развития трудолюбовской и алпаровской свит в пределах Южно-Татарского свода характеризуются чрезвычайной выдержанностью на площади строения разрезов: последовательностью литологических типов пород, толщинами пластов и пачек, геохимическими параметрами, низкими значениями пористости, отсутствием взаимозависимости пористости и проницаемости.

Нефтеносность трудолюбовской и алпаровской свит в пределах Ромашкинского месторождения доказана (кроме положительных геохимических характеристик) испытаниями в открытом стволе и колонне. Наличие притоков нефти от 0,1 до 5,3 и 10 м³/сут свидетельствует об их промышленной нефтеносности.

В июне-августе 2018 г. на Северо-Альметьевской площади Ромашкинского месторождения пробурена эксплуатационная скв. 21159 на продуктивные отложения кыновского и пашийского горизонтов. При бурении скважины в интервале

глубин 1630–1632 м в промывочной жидкости наблюдались признаки УВ. При забое 1646 м в открытом стволе выполнено испытание КИИ-146 интервала 1580–1646 м верхнефранских отложений. При испытании поднято в трубах 8,8 м³ жидкости, из них 3,7 м³ нефти плотностью 0,980 г/см³ при средней депрессии 12,1 МПа. Сопоставление разрезов тлянчи-тамакской, трудолюбовской и алпаровской свит (средний – верхний фран) в пределах площади Ромашкинского месторождения, иллюстрирующее прослеживание продуктивных интервалов по результатам интерпретации данных ГИС и испытаний, показано на рис. 9.

По результатам испытания скв. 21159 было принято решение о бурении скважины-дублера 21159Б с отбором керна в нефтеперспективных интервалах и с горизонтальным окончанием по тлянчи-тамакской и трудолюбовской свитам (средний – верхний фран). Проведенные литолого-петрографические, геохимические и петрофизические исследования керна показали, что разрез сложен высокоуглеродистыми карбонатно-кремнистыми сланцеватыми породами с содержанием $C_{орг}$ (ТОС) от 0,5 до 40 %, породы отличаются низкими значениями пористости и отсутствием зависимости между пористостью и проницаемостью. Вышеперечисленные признаки позволяют уверенно отнести эти отложения к доманиковому типу.

В результате испытания в горизонтальном стволе после кислотного продавливания получен приток нефти 7,5 м³/сут.

Заключение

Проведенное сопоставление разрезов скважин на Северо-Альметьевской площади 21159 и 21159Б с залежью 444 Березовской площади, поставленной на баланс в качестве нетрадиционной (скв. 21753, 13451, 13486, 13558, 13492, 32923, 25276) (см. рис. 9), позволило сделать вывод о том, что залежь, установленная в скважинах 21159 и 21159Б, как и залежь 444, находится в углеродистых карбонатно-кремнистых породах трудолюбовской и алпаровской свит, характеризует единый протяженный резервуар в пределах центральной части Южно-Татарского свода, запасы которого относятся к нетрадиционному типу. Таким образом, в пределах центральной части Южно-Татарского свода в разрезах большого числа скважин установлено наличие продуктивных отложений доманикового типа с общими содержаниями $C_{орг}$ от 0,5 % и более в следующих интервалах разрезов: в тлянчи-тамакской свите (доманиковый горизонт, средний фран), в трудолюбовской свите (речицкий горизонт, верхний фран) и в алпаровской свите (воронежский горизонт, верхний фран).

При проведении дополнительных геолого-разведочных работ отложения доманикового типа могут стать существенным источником наращивания ресурсной базы УВ в центральной части Южно-Татарского свода.

Литература

1. *Фортунатова Н.К., Варламов А.И., Канев А.С., Пороскун В.И., Баранова А.В., Бушуева М.А.* Структура и оценка перспектив нефтеносности углеродистых карбонатно-кремнистых отложений доманикового типа Волго-Уральской НГП // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 8. – С. 1132–1154. DOI: 10.15372/GiG2021131.
2. *Варламов А.И., Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К., Комар Н.В., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.* Методика оценки запасов нефти в отложениях доманикового типа // Геология нефти и газа. – 2017. – № 5. – С. 51–65.
3. *Варламов А.И., Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К., Комар Н.В., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.* Временные методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях // Недропользование XXI век. – 2017. – Т. 67. – № 4. – С. 104–115.
4. *Хисамов Р.С., Губайдуллин А.А., Базаревская В.Г., Юдинцев Е.А.* Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана. – Казань : Фэн, 2010. – 283 с.
5. *Хисамов Р.С., Базаревская В.Г., Михайлова О.В., Подовалов В.Б.* Доманиковые продуктивные отложения Татарстана — аналог "сланцевых плевей" США // Недропользование XXI век. – 2016. – Т. 60. – № 3. – С. 82–91.
6. *Варламов А.И., Мельников П.Н., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К., Петерсилье В.И., Иутина М.М., Дахнова М.В., Виценовский М.Ю., Канев А.С., Соболева Е.Н., Шаломеенко А.В.* Результаты изучения и перспективы освоения нетрадиционных залежей нефти в высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых отложениях доманиковой формации Волго-Уральской провинции // Геология нефти и газа. – 2020. – № 6. – С. 33–52. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-6-33-52.
7. *Дахнова М.В., Киселева Ю.А., Можегова С.В., Пайзанская И.Л.* Задачи геохимических исследований для оценки перспектив нефтеносности отложений доманикового и баженовского типов // ВНИГНИ-65. Люди, результаты и перспективы. – М. : ФГБУ «ВНИГНИ», 2018. – 520 с.
8. *Дахнова М.В., Можегова С.В., Назарова Е.С.* Методы органической геохимии в связи с изучением проблемы нефтегазоносности доманикитно-доманикоидных толщ // Геология нефти и газа. – 2013. – Специальный выпуск, октябрь. – С. 108–113.
9. *Фортунатова Н.К., Зайцева Е.Л., Бушуева М.А. и др.* Унифицированная субрегиональная стратиграфическая схема верхнедевонских отложений Волго-Уральского субрегиона. Объяснительная записка. – М. : ВНИГНИ, 2018. – 63 с.
10. *Фортунатова Н.К., Зайцева Е.Л., Кононова Л.И., Баранова А.В., Бушуева М.А., Михеева А.И., Афанасьева М.С., Обуховская Т.Г.* Литолого-фациальная и биостратиграфическая характеристика верхнедевонских отложений опорной скважины 1 Мелекесская (Мелекесская впадина, Волго-Уральская область) // Бюллетень московского общества испытателей природы. Отдел геологический. – 2018. – Т. 93. – Вып. 5–6. – С. 3–49.
11. *Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г., Канев А.С., Баранова А.В., Асташкин Д.А., Дахнова М.В., Мирнов Р.В.* Обоснование методики комплексного изучения отложений доманикового типа по материалам новых скважин Ухтинского района (Южный Тиман) // Геология нефти и газа. – 2020. – № 4. – С. 45–64. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-4-45-64.
12. *Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Фадеева Н.П., Гатовский Ю.А., Сулова А.А., Сауткин Р.С., Пронина Н.В., Большакова М.А., Завьялова А.П., Чупахина В.В., Петракова Н.Н., Мифтахова А.А.* Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносное // Георесурсы. – 2017. – № 5. – С. 112–124. DOI: 10.18599/grs.19.12.
13. *Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Ильинский А.Л., Морариу Д.* Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России // Сер. Труды ВНИГРИ: сб. науч. тр. – СПб. : ФГУП «ВНИГРИ», 2014. – 323 с.
14. *Прищепа О.М., Суханов А.А., Макарова И.Р.* Подходы к оценке доманиковых отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции как нетрадиционных источников углеводородов [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 4. – Режим доступа: https://ngtr.ru/rub/12/46_2014.pdf (дата обращения 09.07.2022).

References

1. *Fortunatova N.K., Varlamov A.I., Kanev A.S., Poroskun V.I., Baranova A.V., Bushueva M.A.* Structure and Assessment of the Oil Potential of Carbonaceous Carbonate-Siliceous Domanik Deposits in the Volga-Ural Oil and Gas Province. *Russian Geology and Geophysics*. 2021;62(8):929–946. DOI: 10.2113/RGG20214351.
2. *Varlamov A.I., Petersil'e V.I., Poroskun V.I., Fortunatova N.K., Komar N.V., Shvets-Teneta-Gurii A.G.* Technique of oil reserves estimation in Domanik deposits. *Geologiya nefi i gaza*. 2017;(5):51–65. In Russ.
3. *Varlamov A.I., Petersil'e V.I., Poroskun V.I., Fortunatova N.K., Komar N.V., Shvets-Teneta-Gurii A.G.* Vremennye metodicheskie rekomendatsii po podschetu zapasov nefi v domanikovykh produktivnykh otlozheniyakh [Temporary methodological recommendations on the calculation of oil reserves in Domanic Productive sediments]. *Nedropol'zovanie XXI vek*. 2017;67(4):104–115. In Russ.
4. *Khisamov R.S., Gubaidullin A.A., Bazarevskaya V.G., Yudinsev E.A.* Geologiya karbonatnykh slozhno postroennykh kolektorov devona i karbona Tatarstana [Geology of carbonate complex reservoirs of the Devonian and the Carboniferous of Tatarstan]. Kazan: Fen; 2010. 283 p. In Russ.
5. *Khisamov R.S., Bazarevskaya V.G., Mikhajlova O.V., Podovalov V.B.* Domanik pay zones in Tatarstan as analogs of shale plays in USA. *Nedropol'zovanie XXI vek*. 2016;60(3):84–93. In Russ.
6. *Varlamov A.I., Mel'nikov P.N., Poroskun V.I., Fortunatova N.K., Petersil'e V.I., Iutina M.M., Dakhnova M.V., Vitsenovskii M.Yu., Kanev A.S., Soboлева E.N., Shalomeenko A.V.* Unconventional oil reservoirs in high-carbon carbonate-siliceous Domanik formations, Volga-Urals Province: results of studies and future development trends. *Geologiya nefi i gaza*. 2020;(6):33–52. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-6-33-52. In Russ.
7. *Dakhnova M.V., Kiseleva Yu.A., Mozhegova S.V., Paizanskaya I.L.* Zadachi geokhimicheskikh issledovaniy dlya otsenki perspektiv neftenosnosti otlozhenii domanikovogo i bazhenovskogo tipov [Problems of geochemical studies aimed at oil potential evaluation of formations of Domanik and Bazhenov type]. In: VNIIGNI-65. Lyudi, rezul'taty i perspektivy. Moscow: Izd-vo VNIIGNI; 2018. 520 p. In Russ.
8. *Dakhnova M.V., Mozhegova S.V., Nazarova E.S.* Metody organicheskoi geokhimii v svyazi s izucheniem problemy neftegazonosnosti domanikitnodomanikoidnykh tolshch [Methods of organic geochemistry and studies of the oil and gas occurrence of domanikite-domanicoid formations]. *Geologiya nefi i gaza*. 2013;(5):108–113. In Russ.

9. Fortunatova N.K., Zaitseva E.L., Bushueva M.A. et al. Unifitsirovannaya subregional'naya stratigraficheskaya skhema verkhnedevonskikh otlozhenii Volgo-Ural'skogo subregiona. Ob'yasnitel'naya zapiska [Unified subregional stratigraphic chart of Upper Devonian formations in Volga-Urals subregion. Explanatory note]. Moscow: VNIGNI; 2018. 63 p. In Russ.
10. Fortunatova N.K., Zaitseva E.L., Kononova L.I., Baranova A.V., Bushueva M.A., Mikheeva A.I., Afanas'eva M.S., Obukhovskaya T.G. Upper Devonian lithology and biostratigraphy of referenceborehole 1 Melekess (Melekess depression, Volga-Ural region). *Byulleten' moskovskogo obshchestva ispytatelej prirody. Otdel geologicheskij*. 2018;93(5–6):3–49. In Russ.
11. Fortunatova N.K., Shvets-Teneta-Gurii A.G., Kanev A.S., Baranova A.V., Astashkin D.A., Dakhnova M.V., Mirnov R.V. Substantiation of methodology for integrated studies of Domanik-type formations using materials from new wells (Ukhtinsky Region, Southern Timan). *Geologiya nefti i gaza*. 2020;(4):45–64. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-4-45-64. In Russ.
12. Stoupakova A.V., Kalmykov G.A., Korobova N.I., Fadeeva N.P., Gatovskii Yu.A., Suslova A.A., Sautkin R.S., Pronina N.V., Bolshakova M.A., Zavyalova A.P., Chupakhina V.V., Petrakova N.N., Miftakhova A.A. Oil-Domanic deposits of the Volga-Ural basin — types of section, formation conditions and prospects of oil and gas potential. *Georesursy = Georesources*. 2017;(5):112–124. DOI: 10.18599/grs.19.12. In Russ.
13. Prishchepa O.M., Aver'yanova O.Yu., Il'inskii A.L., Morariu D. Tight oil and gas shale formations — Russia's hydrocarbons future resources. In: Ser. Trudy VNIGRI: sb. nauch. tr. St. Petersburg: FGUP "VNIGRI"; 2014. 323 p. In Russ.
14. Prishchepa O.M., Sukhanov A.A., Makarova I.R. Approaches to evaluation of Domanik sequences of Timan-Pechora province as unconventional hydrocarbon source. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*. 2014;9(4). Available at: https://ngtp.ru/rub/12/46_2014.pdf (accessed 09.07.2022). In Russ.

Информация об авторах

Афлятунов Ринат Ракипович

Главный геолог

ПАО «Татнефть»,

423450 Республика Татарстан, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

e-mail: afliatunovrr@tatneft.ru

SCOPUS ID: 57221493277

Бачков Альберт Петрович

Начальник управления

ПАО «Татнефть»,

423450 Республика Татарстан, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

e-mail: bachkovap@tatneft.ru

SCOPUS ID: 36442291600

Веденина Наиля Габдулхаеровна

Заместитель начальника центра

Татарское геолого-разведочное управление ПАО «Татнефть»,

420021 Республика Татарстан, Казань, ул. Татарстан, д. 14/59

e-mail: vedeninang@tatneft.ru

Войтович Сергей Евгеньевич

Главный геолог

Татарское геолого-разведочное управление ПАО «Татнефть»,

420021 Республика Татарстан, Казань, ул. Татарстан, д. 14/59

e-mail: voytovich@tatneft.ru

SCOPUS ID: 55747476200

Чернышова Марина Геннадиевна

Начальник центра

Татарское геолого-разведочное управление ПАО «Татнефть»,

420021 Республика Татарстан, Казань, ул. Татарстан, д. 14/59

e-mail: gghm.tgru@tatneft.ru

Фортулатова Наталья Константиновна

Доктор геолого-минералогических наук,

заместитель генерального директора

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,

105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36

e-mail: fortunatova@vnigni.ru

SCOPUS ID: 16068336000

ORCID ID: 0000-0001-7948-4842

Information about authors

Rinat R. Aflyatunov

Chief Geologist

PAO "Tatneft",

75, ul. Lenina, Almet'yevsk, 423450, Republic of Tatarstan

e-mail: afliatunovrr@tatneft.ru

SCOPUS ID: 57221493277

Albert P. Bachkov

Head of Administration

PAO "Tatneft",

75, ul. Lenina, Almet'yevsk, 423450, Republic of Tatarstan

e-mail: bachkovap@tatneft.ru

SCOPUS ID: 36442291600

Nailya G. Vedenina

Deputy Head of Center

Tatar Geology and Prospecting Administration of TATNEFT

14/59, ul. Tatarstan, Kazan, 420021, Republic of Tatarstan

e-mail: vedeninang@tatneft.ru

Sergei E. Voitovich

Chief Geologist

Tatar Geology and Prospecting Administration of TATNEFT

14/59, ul. Tatarstan, Kazan, 420021, Republic of Tatarstan

e-mail: voytovich@tatneft.ru

SCOPUS ID: 55747476200

Marina G. Chernyshova

Head of Center

Tatar Geology and Prospecting Administration of TATNEFT

14/59, ul. Tatarstan, Kazan, 420021, Republic of Tatarstan

e-mail: gghm.tgru@tatneft.ru

Natalya K. Fortunatova

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,

Deputy Director General

All-Russian Research Geological Oil Institute,

36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: fortunatova@vnigni.ru

SCOPUS ID: 16068336000

ORCID ID: 0000-0001-7948-4842

Канев Александр Сергеевич

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

Дахнова Марина Виссарионовна

Доктор геолого-минералогических наук,
заведующая отделом
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: dakhnova@vnigni.ru
SCOPUS ID: 6508341149
ORCID ID: 0000-0001-7948-4842

Петерсилье Виктор Иосифович

Доктор геолого-минералогических наук,
советник генерального директора
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: vipetersilie@mail.ru
SCOPUS ID: 57194714163

Можегова Светлана Васильевна

Старший научный сотрудник
Филиал «Апрелевское отделение «ВНИГНИ»
143360, Московская область, г. Апрелевка, ул. 1-я Кетрица, д. 1
e-mail: mozhegova@vnigni.ru
SCOPUS ID: 56184104800

Aleksandr V. Kanev

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

Marina V. Dakhnova

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Department Supervisor
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: dakhnova@vnigni.ru
SCOPUS ID: 6508341149
ORCID ID: 0000-0001-7948-4842

Viktor I. Petersil'e

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Advisor to Director General
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: vipetersilie@mail.ru
SCOPUS ID: 57194714163

Svetlana V. Mozhegova

Senior Researcher
Aprelevka Division of All-Russian Research Geological Oil Institute,
1, ul. 1 Ketritsa, Aprelevka, 143363, Russia
e-mail: mozhegova@vnigni.ru
SCOPUS ID: 56184104800

СПГ 2023 конгресс РОССИЯ

IX Ежегодный конгресс и выставка

Организатор:
VOSTOCK CAPITAL
— 20 лет успеха —

+7 (495) 109 9 509 (Москва)
events@vostockcapital.com



Престижная и единственная площадка
для руководителей крупно-, средне-
и малотоннажных СПГ-заводов

15–16 марта, Москва

www.Ingrussiacongress.com

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

Генеральный спонсор 2022:  **ГАЗПРОМБАНК**

Серебряный спонсор 2022: 

Бронзовый спонсор 2022: 

Логистический партнер 2022: 

Среди докладчиков и почетных гостей 2022:



**Алексей
Трунов,**

Заместитель генерального
директора по технической
политике – первый
заместитель генерального
директора,
Газпромнефть Терминал СПБ



**Вячеслав
Мищенко,**

Руководитель Центра
анализа стратегии и
технологий развития ТЭК,
**РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина**



**Александр
Зайцев,**

Заместитель
генерального
директора по
обустройству,
НОВАТЭК НТЦ



**Любовь
Бриш,**

Генеральный директор,
Газпром гелий сервис



**Сергей
Комлев,**

Заместитель начальника
управления анализа газовых
рынков и ценообразования,
Газпром экспорт



**Станислав
Горбачев,**

Главный научный
сотрудник,
Газпром ВНИИГАЗ



**Николай
Варламов,**

Первый заместитель
генерального директора,
Газпром промгаз



**Елена
Туманова,**

Руководитель проекта
по логистике и
внешнеэкономической
деятельности,
Газпром гелий сервис



**Виолетта
Киушкина,**

И.о. руководителя
департамента
энергетической
безопасности и
инфраструктуры ТЭК,
**Российское энергетическое
агентство Минэнерго
России (РЭА)**

УДК 550.4.02

DOI 10.31087/0016-7894-2022-6-85-98

Повышение достоверности оценки степени катагенеза органического вещества баженовской свиты путем комплексирования пиролитических и молекулярных параметров (северо-западная часть территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры)

© 2022 г. | Г.Т. Салахидинова, М.Г. Кульков, Э.А. Вторушина

АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпилемана», Ханты-Мансийск, Россия; g.salakhidinova@gmail.com; mgk83@bk.ru; vtorushinaea@nacrn.hmao.ru

Поступила 20.01.2022 г.

Доработана 30.03.2022 г.

Принята к печати 20.09.2022 г.

Ключевые слова: *пиролиз Rock-Eval; хромато-масс-спектрометрические исследования; молекулярные параметры; органическое вещество; катагенез; баженовская свита.*

Аннотация: По результатам пиролитических и хромато-масс-спектрометрических исследований образцов керна и хлороформных экстрактов выявлены высокие корреляционные связи ряда пиролитических и молекулярных параметров для органического вещества пород баженовской свиты и ее стратиграфического аналога — нижнетутлеймской подсвиты в семи скважинах Краснolenинской и двух скважинах Фроловской нефтегазоносных областей, позволившие более достоверно оценить уровень термической зрелости органического вещества и получить значения диапазонов изменения молекулярных параметров для определения стадии катагенеза органического вещества баженовской свиты изучаемого района (стадии ПК₃–МК₃). Выполненное исследование показывает преимущество совместного использования пиролитических и молекулярных параметров при проведении геохимических исследований с возможностью корректировки одних параметров через другие, что позволяет наиболее достоверно определять генетические и катагенетические характеристики органического вещества для корректного восстановления истории его преобразования и дальнейшего использования полученных данных, например в бассейновом моделировании.

Для цитирования: Салахидинова Г.Т., Кульков М.Г., Вторушина Э.А. Повышение достоверности оценки степени катагенеза органического вещества баженовской свиты путем комплексирования пиролитических и молекулярных параметров (в пределах северо-западной части территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры) // Геология нефти и газа. – 2022. – № 6. – С. 85–98. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-6-85-98.

Combining pyrolysis and molecular parameters to improve reliability of assessment of Organic Matter maturity level in Bazhenov Formation (north-western part of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra)

© 2022 | 2022 G.T. Salakhidinova, M.G. Kul'kov, E.A. Vtorushina

Autonomous Institution “V.I. Shpilman research and analytical Centre for the rational use of the subsoil”, Khanty-Mansiysk, Russia; g.salakhidinova@gmail.com; mgk83@bk.ru; vtorushinaea@nacrn.hmao.ru

Received 20.01.2022

Revised 30.03.2022

Accepted for publication 20.09.2022

Key words: *Rock-Eval pyrolysis; gas chromatography-mass spectrometry; molecular parameters; Organic Matter; thermal maturity; Bazhenov Formation.*

Abstract: Based on the results of pyrolysis and gas chromatography-mass spectrometry studies of core samples and chloroform extracts, high correlations of a number of pyrolysis and molecular parameters were revealed for Organic Matter of the Bazhenov Formation and its stratigraphic analogue — the Lower Tutleim Formation. Core was taken from 7 wells of the Krasnoleninsky and 2 wells of the Frolovsky oil and gas regions. This work made it possible to improve reliability of the assessment of Organic Matter thermal maturity level. The obtained results show the advantage of combining pyrolysis and molecular parameters in geochemical studies when it is possible to correct some parameters using others. This allows the most reliable determination of Organic Matter genetic and maturity characteristics for the correct reconstruction of Organic Matter transformation history and further use the obtained data, for example, in basin modelling.

For citation: Salakhidinova G.T., Kul'kov M.G., Vtorushina E.A. Combining pyrolysis and molecular parameters to improve reliability of assessment of Organic Matter maturity level in Bazhenov Formation (north-western part of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra). *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(6):85–98. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-6-85-98. In Russ.

Введение

Оценка уровня термической зрелости ОБ нефтегазоматеринских пород является одним из важнейших вопросов, решаемых в процессе поисково-разведочных работ. К традиционным методам оценки степени катагенеза ОБ относят определение отражательной способности витринита (R_o , %). Применительно к баженовской свите прямое измерение R_o невозможно, поскольку рассматриваемые нефтематеринские породы содержат ОБ сапропелевого типа, в котором отсутствуют витринитовые компоненты [1].

В этой связи для оценки степени катагенеза ОБ широко используются альтернативные методы, основанные как на изучении пиролитических характеристик собственно пород, так и молекулярных параметров битумоидов.

Для соотнесения результатов оценки степени катагенеза по пиролитическим и молекулярным параметрам с общепринятыми шкалами катагенеза (Н.Б. Вассоевич, М.К. Калинин, А.А. Карцев, А.Э. Конторович, Н.В. Лопатин и др.) [2, 3] требуется дополнительная процедура их калибровки по значениям показателя R_o близковозрастных пород в пределах изучаемого нефтегазоносного бассейна [1] или по значениям R_o битуминита [4].

Кроме того, неоднородность минерального состава пород и различия условий фоссилизации ОБ баженовской свиты [5] снижают достоверность и степень детализации получаемых результатов в случае использования какого-либо одного из альтернативных методов в качестве универсального.

Таким образом, актуальным видится исследование по оценке взаимосвязей ряда общепринятых пиролитических и молекулярных параметров термической зрелости ОБ пород баженовской свиты и выявление среди них наиболее значимых с целью последующего совместного применения для повышения уровня достоверности результатов определения степени катагенеза ОБ нефтегазоматеринских пород.

Объект и методика исследования

В настоящей статье приведены результаты изучения 55 образцов кернового материала баженовской свиты и ее стратиграфического аналога — нижнетуглеймской подсвиты из скважин 2–8 Краснотеневской и 1, 9 Фроловской нефтегазоносных областей (НГО) пиролитическим и хроматографическими методами (рис. 1).

Геохимические исследования ОБ включали пиролитический анализ измельченных образцов керна, экстракцию (выделение) битумоидов с последующим их разделением на четыре группы (фракции) компонентов, детальный анализ молекулярного состава насыщенных и ароматических фракций. Пиролитический анализ выполнялся для образцов до и после экстракции на анализаторе горных пород HAWK RW (Wildcat technologies, США) по методи-

ке, описанной в работе [6]. Выделение битумоидов с оценкой их содержания на породу проводилось методом ускоренной экстракции на аппарате ASE 350 Dionex (Thermo Scientific, США) с использованием хлороформа в качестве экстрагента в условиях, описанных в работе [7]. Разделение битумоидов осуществлялось с предварительным отделением фракции асфальтенов, осаждением их в 40-кратном избытке *n*-гексана и выдержкой 24 ч при комнатной температуре без доступа света. Оставшаяся мальтеновая фракция битумоида подвергалась фракционированию на три группы компонентов методом колоночной жидкостно-адсорбционной хроматографии на силикагеле, последовательным элюированием фракций насыщенных УВ и ароматических соединений смесью из петролейного эфира и бензола (85/15 % об.) и фракции смол смесью из изопропанола и толуола (50/50 % об.). Границы элюирования фракций определяли под УФ-светом (светофильтр на длину волны 365 нм).

Анализ молекулярного состава насыщенных и ароматических фракций выполнялся с помощью хромато-масс-спектрометрического комплекса Trace 1310 / TSQ 8000 EVO (Thermo Fisher Scientific, США) при следующих условиях:

- кварцевая капиллярная колонка TG-5MS (Thermo Fisher Scientific) с неподвижной фазой на основе 5 %-го дифенил/95 %-го диметилполисилоксана, длина — 30 м, внутренний диаметр — 0,25 мм, толщина фазы — 0,25 мкм;

- температура испарителя — 310 °С, температура интерфейсной линии хроматограф/масс-спектрометр — 300 °С;

- программа нагрева термостата хроматографа — от 60 до 310 °С со скоростью 4 °С/мин, выдержка конечной температуры — 40 мин;

- квадрупольный масс-спектрометрический детектор с электронно-ударным методом ионизации, энергия ионизирующих электронов — 70 эВ;

- температура ионизационной камеры — 250 °С; скорость сканирования — 0,2 с/скан.

Хроматограммы фракций насыщенных УВ регистрировались по общему ионному току (ТIC) в диапазоне масс от 45 до 550 а. е. м., дополнительно фракции насыщенных и ароматических соединений записывались в режиме мониторинга выборочных ионов (SIM) по характеристическим значениям m/z — 191, 217, 218 и 178, 184, 192, 198, 231, 253 соответственно.

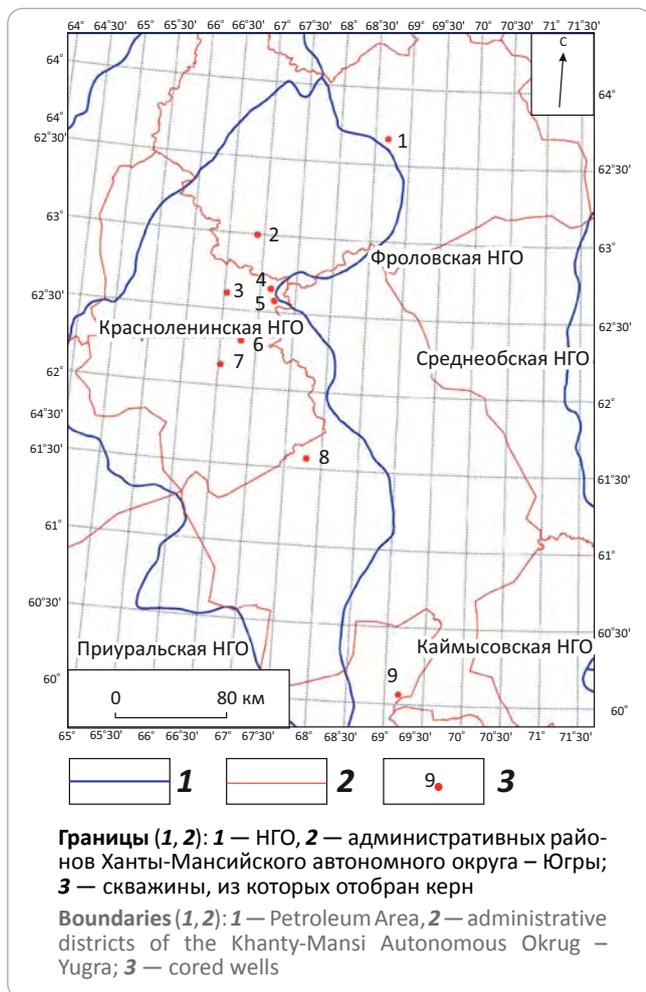
Характеристика минерального состава исследованных образцов пород выполнена по результатам рентгенофазового анализа на дифрактометре ARL X'TRA (Thermo Fisher Scientific, Швейцария).

Результаты исследований

Образцы баженовской свиты отобраны в интервале глубин 2365–2845 м и представлены глинисто-кремнистыми, кремнисто-глинистыми, карбонатно-глинисто-кремнистыми и карбонат-

Рис. 1. Схема расположения изученных скважин Красноленинской и Фроловской НГО

Fig. 1. Location map of studied wells, Krasnoleninsky and Frolovsky petroleum areas



но-кремнисто-глинистыми слабопиритизированными и пиритизированными породами. Вариации минерального состава прослеживаются как по площади и глубине изучаемого района, так и среди образцов одной скважины, что соответствует общепринятым представлениям о сложном строении баженовской свиты [8, 9].

Все образцы обогащены ОВ и характеризуются содержанием общего органического углерода в породе (параметр ТОС) в диапазоне от 4 до 19 % масс., при этом количество термодесорбируемых УВ (параметры $S_0 + S_1 + \Delta S_2$) в образцах колеблется от 7 до 40 мг УВ/г породы, значение остаточного генерационного потенциала (параметр S_2) составляет от 4 до 124 мг УВ/г породы. Значения параметра T_{max} характеризуются широким диапазоном — 427–456 °С, который соответствует изменению уровня термической зрелости ОВ в пределах стадий катагенеза ПК₃–МК₃ (табл. 1).

Для получения более детальной характеристики стадий катагенеза образцов авторами статьи были применены формулы расчета значений R_o через пиролитический параметр T_{max} по методике, приведенной в работе [4], что позволило сгруппи-

ровать образцы по соответствующим стадиям катагенеза. Так, в исследованной выборке из 55 образцов к стадии ПК₃ со значениями R_o от 0,4 до 0,5 % отнесен 1 образец, к стадии МК₁ со значениями R_o от 0,5 до 0,65 % — 27 образцов, к стадии МК₂ с диапазоном R_o от 0,65 до 0,85 % — 22 образца и к стадии МК₃ со значениями R_o от 0,85 до 1,15 % — 5 образцов, что для основной доли исследованных образцов свидетельствует о нахождении пород в зоне нефтяного окна. В полученной группировке диапазоны вариации параметров HI и GOC/ТОС составили для стадии ПК₃ — 716 мг УВ/г ТОС и 62 %; для стадии МК₁ — 336–792 мг УВ/г ТОС и 30–68 %; для стадии МК₂ — 108–509 мг УВ/г ТОС и 10–44 % и для стадии МК₃ — 138–191 мг УВ/г ТОС и 13–17 %.

Характер распределения средних значений параметров HI и GOC/ТОС по рассмотренным скважинам в целом имеет обратно пропорциональную зависимость от средних значений T_{max} , что согласуется с тезисом об уменьшении остаточного генерационного потенциала (параметра S_2) в процессе термического преобразования ОВ. В то же время при совместном рассмотрении диапазонов изменения параметров T_{max} , HI и GOC/ТОС выделяется значительный разброс значений по скважинам 4, 5, 8, что актуализирует необходимость применения альтернативных методов оценки степени катагенеза.

Анализ полученных данных также показал, что в достаточно широком интервале глубин по всем скважинам отсутствует зависимость изменения значений R_o и пиролитических параметров от глубины залегания образцов, что отмечалось и ранее [1, 5, 10], при этом в работах [5, 10] вариация параметров T_{max} и HI по разрезу свиты главным образом связывалась с литологической неоднородностью баженовских отложений. В то же время среди глобальных факторов, контролирующих уровень термической зрелости ОВ, можно выделить наиболее вероятные: различный возраст консолидации блоков фундамента, развитие тектонических нарушений, внедрение и состав магматических тел, гидрогеологический режим районов [4, 11].

В групповом составе хлороформных битумоидов доминирует мальтеновая фракция (сумма насыщенных, ароматических и смолистых компонентов в среднем составляет 89 % масс.), что соответствует главной фазе нефтеобразования [12] (см. табл. 1). Среднее содержание масляных фракций (сумма насыщенных и ароматических компонентов) изменяется в диапазоне от 36 до 65 % масс., смолисто-асфальтеновых — от 35 до 63 % масс. При этом доля масляных фракций по выборке преимущественно изменяется за счет вариации содержания насыщенных УВ — от 11 до 43 % масс., тогда как содержание ароматических соединений изменяется в узком диапазоне — от 22 до 28 % масс. В составе смолисто-асфальтеновых веществ в среднем доля смол колеблется от 26 до 49 % масс., доля асфальтенов варьирует в более широком диапазоне — от 5 до 18 % масс.



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Табл. 1. Результаты пиролитического анализа пород, экстракции и группового состава выделенных битумоидов
 Tab. 1. Table of the results of rock pyrolysis, bitumoid extraction and group analysis

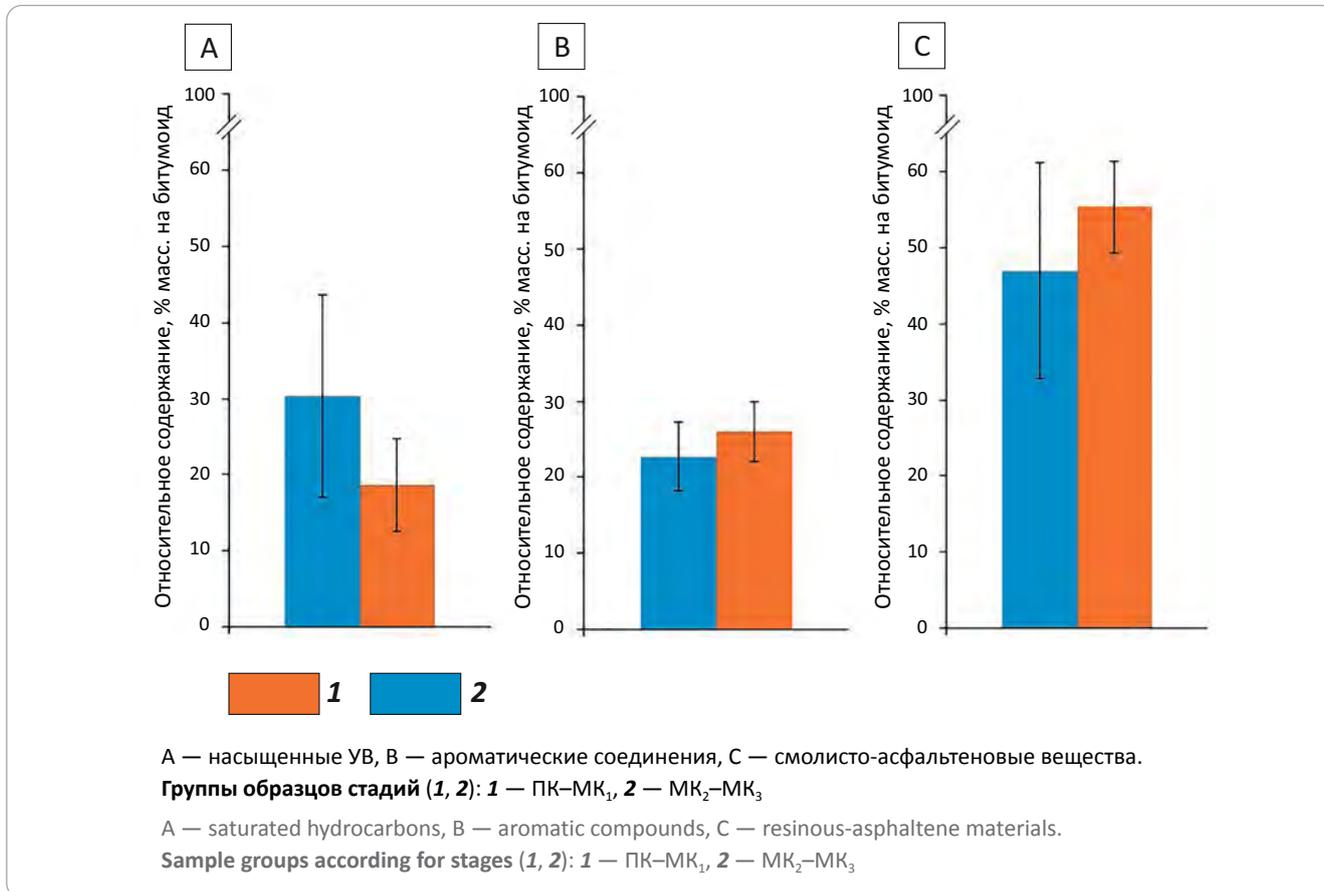
Номер скважины	Глубина отбора, м	Число образцов	Содержание битумоида, мг/г породы	Групповой состав битумоида, % масс. на битумоид			β^{XS} , %	ТОС, % масс.	S_2 , мг УВ/г породы	$S_0 + S_1 + \Delta S_2$, мг УВ/г породы	T_{max} , °C	HI, мг УВ/г ТОС	GOC/ТОС, %
				насыщенные УВ	ароматические соединения	смолы							
1	2660,43–2676,96	5	2 17–25	22 14–30	24 21–28	42 38–44	12 5–18	10 8–15	32 21–50	30 24–40	440 438–441	409 351–463	36 31–40
2	2445,53–2469,94	8	9 3–14	22 12–31	26 18–31	46 40–51	5 3–7	10 5–18	56 15–105	20 10–33	431 429–433	661 553–704	57 49–61
3	2368,59–2384,53	8	10 8–14	18 10–29	28 24–32	49 39–57	6 3–9	12 5–16	73 26–109	20 13–24	433 430–437	692 620–792	60 54–68
4	2507,03–2528,27	6	21 10–46	29 12–43	25 14–34	32 24–49	13 4–26	9 4–17	24 6–57	18 8–25	443 441–446	300 212–372	26 20–32
5	2518,94–2539,64	8	20 15–24	26 16–42	22 17–27	34 27–43	18 8–26	8 5–12	22 6–44	24 17–32	442 437–444	328 216–429	29 20–37
6	2570,42–2583,55	4	19 13–27	20 17–24	22 15–28	48 42–55	10 5–15	13 11–16	45 35–66	28 22–31	440 437–440	425 376–471	38 34–42
7	2365,37–2374,65	4	20 16–23	14 10–19	24 17–29	47 45–52	14 8–21	12 10–17	51 34–82	17 14–20	439 437–440	474 448–509	40 37–44
8	2520–2533,42	8	8 5–12	43 26–60	22 13–27	26 15–17	9 3–17	6 4–10	8 4–15	9 7–13	450 444–456	145 108–716	13 10–17
9	2819,91–2845,05	4	16 7–24	11 8–15	25 23–30	49 45–54	14 5–22	16 12–19	96 76–124	22 17–25	430 427–433	697 663–716	60 57–62

Примечание. Числитель — среднеарифметические значения, знаменатель — диапазон изменения значений параметров. β^{XS} — битумоидный коэффициент, отношение содержания хлороформного битумоида к содержанию общего органического углерода в породе, %. Пиролитические параметры: ТОС — содержание общего органического углерода в породе (параметр, рассчитываемый по сумме пиролитизируемого и остаточного органического углерода в породе), % масс.; HI — водородный индекс, выражает отношение количества УВ и гетероатомных элементов нефтяного ряда S_2 , образованных в процессе нагревания породы от 300 до 650 °C, к содержанию общего органического углерода, мг УВ/г ТОС; T_{max} — температура, зарегистрированная при максимальном образовании УВ продуктов крекинга керогена, °C; S_0 и S_1 — количество термодесорбируемых УВ (продуктов термического испарения), образующихся при нагревании образца породы в температурных интервалах от 25 до 150 и от 150 до 300 °C соответственно, мг УВ/г породы; S_2 — количество УВ-продуктов крекинга керогена и термического испарения смолесто-асфальтеновых веществ, образующихся при нагревании образца породы в температурном интервале от 300 до 650 °C (параметр, характеризующий остаточный генерационный потенциал), мг УВ/г породы; ΔS_2 — разность значений параметра S_2 для образцов до и после экстракции; GOC/ТОС — отношение содержания пиролизимого органического углерода в породе (ТОС) к содержанию общего органического углерода на 100 %. Для параметров T_{max} , S_2 , HI и GOC/ТОС представлены результаты по образцам после экстракции.

Note. Numerator shows arithmetic mean values, denominator — range of parameter value changes. β^{XS} — bituminoid coefficient, the ratio of the chloroform bitumen content to the total organic carbon content of the rock, %. Pyrolysis parameters: TOC — Total Organic Carbon content (parameter calculated from the sum of pyrolyzed and residual organic carbon in the rock), wt %; HI — Hydrogen Index showing the ratio of the amount of HC to heteroatomic elements of the petroleum series S_2 formed during heating of the rock from 300 to 650 °C, to the Total Organic Carbon content, mg HC/g TOC; T_{max} — temperature registered at maximum formation of HC products of kerogen thermal decomposition, °C; S_0 and S_1 — amount of thermally desorbed HC (products of thermal evaporation) formed when a rock sample is heated in temperature ranges 25 to 150 and 150 to 300 °C, respectively, mg HC/g of rock; S_2 — amount of HC products of kerogen thermal decomposition and thermal evaporation of resinous-asphaltene materials formed when a rock sample is heated in temperature range 300 to 650 °C (parameter that characterises residual generation potential), mg HC/g of rock; ΔS_2 — difference between the S_2 parameter values for samples before and after extraction; GOC/TOC — ratio of pyrolyzed organic carbon content in a rock (GOC) to Total Organic Carbon content (TOC) multiplied by 100 %. Results for T_{max} , S_2 , HI, and GOC/TOC parameters are presented for samples after extraction.

Рис. 2. Групповой состав битумоидов баженовских отложений в пределах Красноленинской и Фроловской НГО на стадиях катагенеза ПК–МК₁ и МК₂–МК₃ (по средним значениям с планками погрешностей по величине стандартного отклонения для выборки образцов в соответствующей группе)

Fig. 2. Bitumoid group analysis of the Bazhenov deposits within Krasnoleninsky and Frolovsky petroleum areas at ПК–МК₁ and МК₂–МК₃ catagenesis stages (according to mean values with error thresholds for standard deviation value in collection sample of the respective group)



Для оценки возможности использования результатов определения группового состава, применительно к оценке степени термической зрелости ОВ пород, проведено ранжирование данных по содержанию отдельных фракций согласно ранее выполненной группировке образцов по стадиям катагенеза.

Результаты ранжирования показали, что содержание отдельных фракций между различными стадиями катагенеза (ПК₃, МК₁, МК₂, МК₃) практически не различимо. В то же время в более широких диапазонах зрелости образцы пород на стадиях МК₂–МК₃, в отличие от стадий ПК₃–МК₁, характеризуются более высоким (примерно в 1,6 раз) средним содержанием насыщенных УВ и пониженной долей смолисто-асфальтеновых веществ, при этом по содержанию ароматических соединений дифференциация не прослеживается (рис. 2).

Значения битумоидного коэффициента (β^{XB}) образцов, отнесенных к стадиям МК₂–МК₃, более высокие — $\beta^{XB} = 21 \pm 11$ (среднее значение и стандартное отклонение) и предполагают первичное перемещение битумоида в нефтематеринской толще, тогда как для образцов стадий ПК₃–МК₁ прослеживаются более низкие значения — $\beta^{XB} = 13 \pm 6$.

Таким образом, по результатам пиролитического анализа образцов пород и оценки содержания и группового состава хлороформных экстрактов, образцы скв. 8 отличаются наиболее термически зрелым ОВ стадии катагенеза МК₃. Во всех остальных изученных образцах, за исключением одного наименее термически преобразованного образца из скв. 9 (ПК₃), степень катагенеза ОВ пород соответствует стадиям МК₁–МК₂.

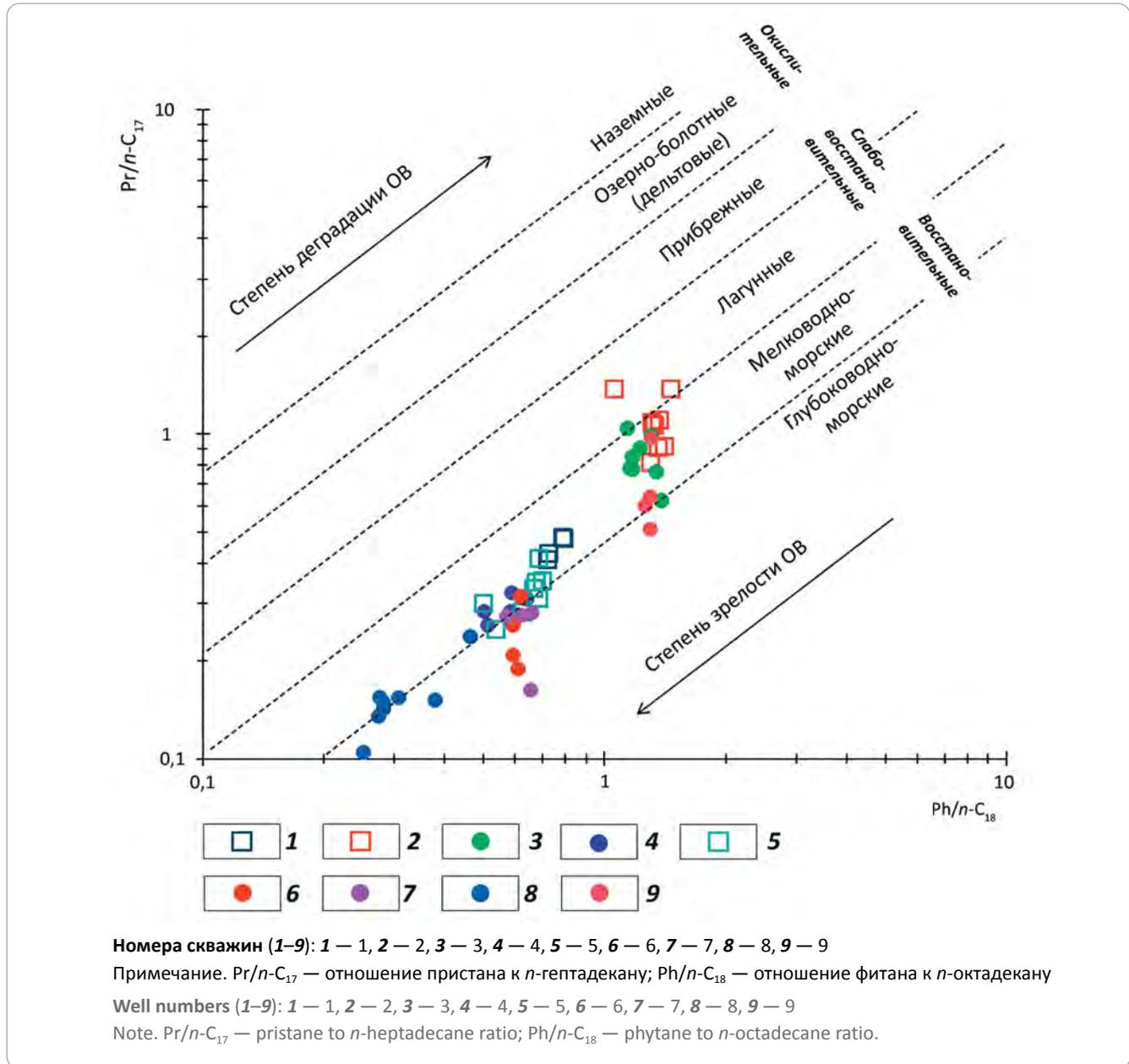
По результатам хромато-масс-спектрометрических исследований рассчитан ряд молекулярных параметров для широкого спектра УВ и гетероатомных соединений, несущих информацию о генезисе ОВ, фациальных условиях седиментогенеза и раннего диагенеза, литологическом составе материнских пород, а также степени термической преобразованности ОВ на этапе катагенеза.

Из [13] известно, что геохимическая характеристика ОВ должна проводиться с учетом возможного взаимного влияния генетического и катагенетического факторов на значение молекулярных параметров, поэтому на первом этапе интерпретации данных хромато-масс-спектрометрического анализа авторами статьи была оценена принадлежность выбранных образцов к одному генетическому типу



Рис. 3. Определение фациальных условий седиментогенеза и окислительно-восстановительных условий начальной стадии фоссилизации ОВ [17]

Fig. 3. Determination of facies settings of sedimentogenesis and redox settings at the early OM fossilization stage [17]



ОВ и близость литофациальных условий осадконакопления.

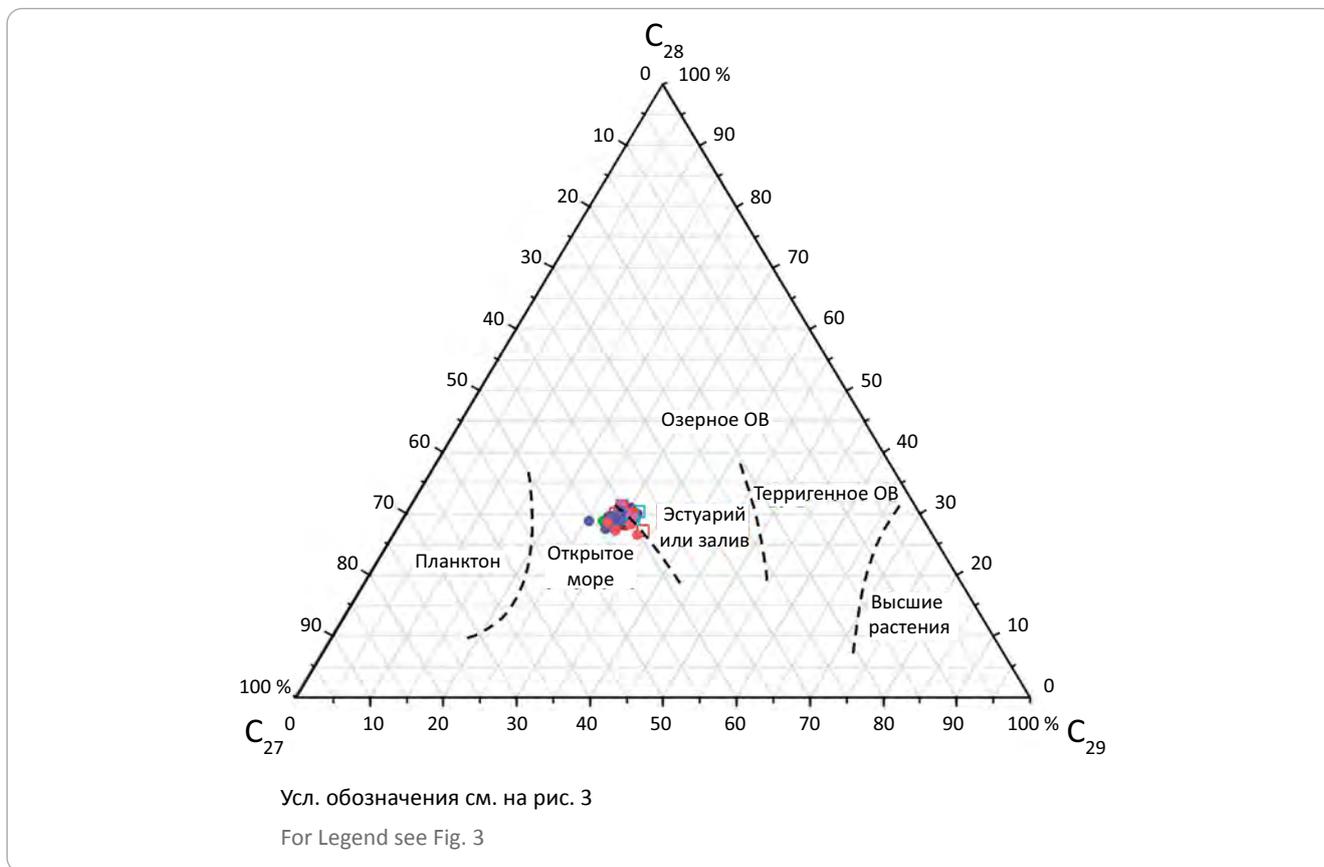
По соотношению нормальных и изопреноидных алканов исследуемое ОВ относится к аквагенному типу, сформированному преимущественно в мелководно-морских, а также глубоководно-морских восстановительных условиях (рис. 3). В распределении регулярных стеранов состава C_{27} – C_{29} преобладают гомологи C_{27} , составляющие в среднем 41 %, гомологи C_{28} и C_{29} содержатся примерно в одинаковых количествах — 29 и 30 % соответственно, что является свидетельством формирования ОВ в условиях открытого моря или обстановках типа залив (рис. 4). Морской генезис ОВ для большинства образцов прослеживается и по трициклановому ин-

дексу Its, значения которого изменяются в диапазоне от 0,03 до 1,06 [14], а также по преобладанию триароматических стеранов над моноароматическими (среднее 2,82 в диапазоне значений 0,96–4,86) [15, 16]. По параметру STER/PENT источником ОВ для большей части образцов рассматривается бактериальная некрома, для ОВ образцов из скважин 8, 9 — остатки фитопланктона [13].

Для оценки генетической связи материнской породы преимущественно с карбонатными, глинистыми либо глинисто-карбонатными формациями рассмотрены молекулярные параметры по три- и пентациклическим терпанам [13, 19], результаты анализа которых указывают на глинисто-карбонатный состав вмещающих отложений. Наличие в со-

Рис. 4. Треугольная диаграмма для классификации генетических типов ОВ по соотношению стеранов C_{27} , C_{28} , C_{29} [18] в составе насыщенной фракции битумоидов

Fig. 4. Triangular diagram for OM genetic type classification according to C_{27} , C_{28} , C_{29} steranes ratio [18] in bitumoid saturated fraction



стве материнских пород кремнистых компонентов прослеживается по значениям параметра 4-MDBT/Phen в диапазоне от 0,29 до 1,92 [20]. Полученные результаты согласуются с данными рентгенофазового анализа.

В связи с широким диапазоном стадий катагенеза рассматриваемых образцов (от ПК₃ до МК₃) традиционно используемое соотношение перегруппированных и регулярных стеранов состава C_{27} параметр Dia/(Dia + Reg) не позволяет связать вариацию значений (0,3–0,9) параметра с различием литофациальных обстановок формирования ОВ. Распределение значений параметра Ts/(Ts + Tm), рассчитываемых по соотношению термически более устойчивого C_{27} 18 α -триснорнеогопана (Ts) к менее устойчивому C_{27} 17 α -трисноргопану (Tm), в отношении интерпретации литофациальных условий в образцах также неоднозначно. Например, для битумоидов скв. 8 максимальные значения данного параметра (0,83–0,95) предполагают глинистые среды осадконакопления, в то же время параметр $C_{31}R/NOP$ со значениями выше 0,35, предлагаемый К.Е. Петерсом и др. [13, 19], может указывать на присутствие карбонатного материала. Наблюдаемое несоответствие, вероятнее всего, объясняется значительным влиянием катагенетического фактора, в связи с чем данный параметр в изученной

выборке рассматривался только как показатель степени термической зрелости ОВ.

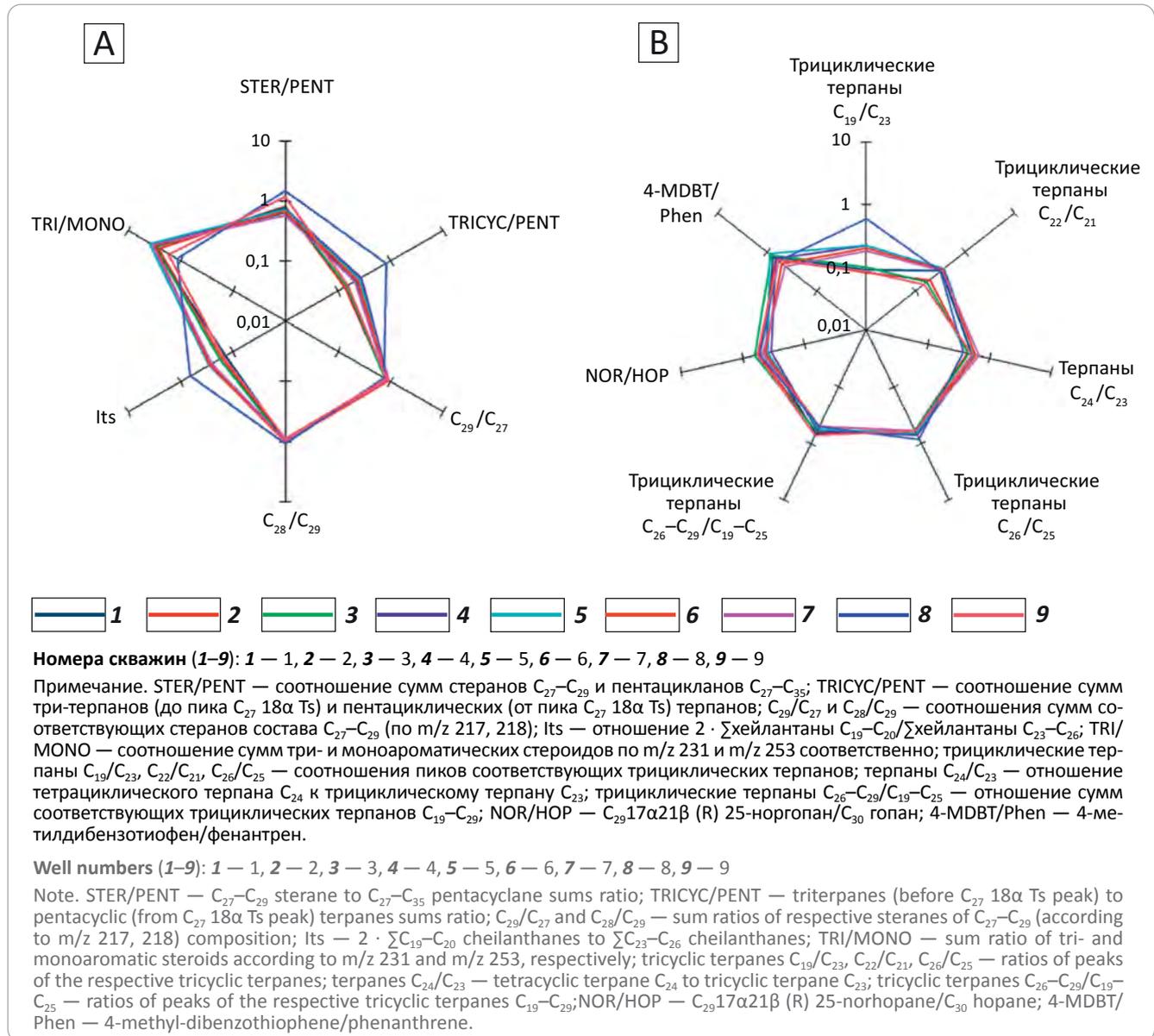
В целом пиролитические и молекулярные параметры (рис. 5, см. табл. 1) указывают на единство генетического типа и близость условий формирования ОВ исследованной выборки образцов, что позволяет производить сравнительную оценку степени катагенеза ОВ по молекулярным параметрам. Несмотря на несколько отличающуюся конфигурацию графика для скв. 8, определяемую некоторым различием исходных биопродуцентов ОВ (по параметрам STER/PENT, TRICYC/PENT, Its, TRI/MONO) (см. рис. 5 А) и литологическим составом материнских пород (по распределению терпанов и ароматических соединений) (см. рис. 5 В), все рассматриваемые образцы можно отнести к одному семейству ОВ морского генезиса, формирование которого происходило в кремнисто-карбонатно-глинистых обстановках осадконакопления. На значения параметра TRICYC/PENT, вероятно, оказывает влияние катагенетический фактор.

В стандартном комплексе молекулярных исследований предусмотрен ряд параметров оценки степени катагенеза ОВ, рассчитываемых по нормальным и изопреноидным алканам, тетра- и пентациклическим УВ (стераны и терпаны) в составе насыщенных фракций битумоидов и ароматическим соединениям соответствующей фракции.



Рис. 5. Звездные диаграммы значений (среднее по скважине) параметров, определяющих генезис ОБ, (А) и параметров, определяющих литологический состав материнской породы, (В)

Fig. 5. Rose diagrams of parameter values (average in the well) responsible for OM genesis (A) parameters responsible for source rock lithology (B)



Исследование уровня термической зрелости ОБ с использованием соотношений изопреноидных и нормальных алканов (см. рис. 2) возможно проводить скорее на качественном уровне с выделением «незрелого», «зрелого» и «постзрелого» ОБ, что дает лишь первичное представление о ранжировании образцов в пределах изучаемой выборки. Наиболее зрелыми являются образцы из скв. 8 (см. рис. 2).

Применение молекулярных параметров, рассчитываемых на основе соотношения пространственных изомеров стеранов и гопанов, ограничено начальными этапами главной зоны нефтеобразования, при этом в процессе геохимической интерпретации следует учитывать, что при одинаковой энергии активации фактор частоты столкновений реагирующих молекул у гопанов выше, чем у стеранов, поэтому изомеризация биогопанов 22R в гео-

гопаны 22S происходит быстрее, чем изомеризация биоэпимеров 20R C_{29} $\alpha\alpha\alpha$ -стеранов в геоэпимеры 20S [21]. Исходя из этого, параметр $C_{32}HSR = 22S/[22S + 22R]$ достигает предельных (равновесных) значений (0,57–0,62) быстрее, чем параметр $C_{29}SSR = \alpha\alpha 20S/\alpha\alpha[20S + 20R]$.

В свою очередь, соотношение R- и S-эпимеров C_{29} $\alpha\alpha\alpha$ -стеранов быстрее достигает равновесных значений (0,52–0,55) по сравнению с соотношением эпимеров C_{29} стеранов конфигураций $\alpha\beta\beta$ и $\alpha\alpha\alpha$ (параметр $C_{29}\beta\beta\alpha\alpha = \beta\beta[20S + 20R]/(\beta\beta[20S + 20R] + \alpha\alpha[20S + 20R])$, равновесные значения 0,67–0,71) [13]. Кроме того, что с повышением уровня термической зрелости ОБ концентрации стеранов и гопанов значительно уменьшаются [22].

В выполненном исследовании, по указанным гопановым и стерановым параметрам зрелости

$C_{32}HSR$, $C_{29}SSR$ и $C_{29}\beta\beta\alpha\alpha$, образцы либо близки, либо уже вступили в главную зону нефтеобразования, что согласуется с результатами вышеприведенных пиролитических исследований, по которым 89 % образцов соответствует стадиям MK_1 – MK_2 .

При этом рассматриваемые молекулярные параметры для образцов стадий MK_3 , MK_1 и MK_2 имеют следующие значения: $C_{32}HSR = 0,58, 0,58$ и $0,57$; $C_{29}SSR = 0,41, 0,52$ и $0,54$; $C_{29}\beta\beta\alpha\alpha = 0,33, 0,55$ и $0,57$ соответственно. Для образцов стадии MK_3 отмечены наименьшие значения параметра $C_{32}HSR$ (0,51) и пониженные по сравнению с образцами стадий MK_1 и MK_2 значения параметра $C_{29}SSR$ (0,46), значения параметра $C_{29}\beta\beta\alpha\alpha = 0,59$ наибольшие среди образцов в рассматриваемом диапазоне градаций катагенеза ОВ.

Неоднозначное распределение значений параметров $C_{32}HSR$ и $C_{29}SSR$ по стадиям катагенеза может быть связано с влиянием на скорость изомеризации 17α 21β 22 R-бисгомопана литологического состава материнских пород и возможным понижением значений параметра $C_{29}SSR$ на высоких уровнях термической зрелости ОВ (для стадии MK_3) [13]. Полученное распределение значений параметров, во-первых, подтверждает рассмотренный выше тезис об ограниченности использования данных параметров только на начальных этапах главной зоны нефтеобразования и не позволяет провести дифференциацию значений параметров по стадиям катагенеза, во-вторых, показывает возможное влияние генетического и катагенетического факторов на значения параметров $C_{32}HSR$ и $C_{29}SSR$ соответственно. Поэтому эти стерановые и терпановые параметры для построения корреляционных зависимостей с пиролитическими параметрами не рассматривались.

Считается, что более надежная оценка степени катагенеза ОВ пород прогнозируется при использовании молекулярных параметров, рассчитанных по ароматическим соединениям, например по соотношению дибензотиофенов (параметр $MDR = 4-MDBT/1-MDBT$) и триароматических стеранов (параметр $TA(I)/TA(I + II)$), поскольку они являются термически более устойчивыми по сравнению с УВ-биомаркерами на высоких уровнях термической зрелости [22]. В дополнение к указанным ароматическим параметрам для оценки степени катагенеза ОВ баженновской свиты И.В. Гончаровым, А.Э. Конторовичем и др. [1, 15, 16, 23] в качестве информативных рассматриваются параметры $Ts/(Ts + Tm)$, $Ki = (Pr + Ph)/(n-C_{17} + n-C_{18})$.

В соответствии с представлениями о меньшей термодинамической устойчивости соединений, используемых в знаменателях расчетных формул молекулярных параметров MDR , $Ts/(Ts + Tm)$, $TA(I)/TA(I + II)$, значения данных параметров должны закономерно увеличиваться с повышением степени катагенеза ОВ. Напротив, для параметра Ki , отражающего величину отношения изопреноидных алканов к нормальным, значения

параметра должны уменьшаться с увеличением термического преобразования ОВ пород.

Указанные выше закономерности для исследованной выборки образцов прослеживаются с высокими коэффициентами детерминации R^2 при корреляциях с пиролитическими параметрами (рис. 6). Аналогичная картина с высокой степенью взаимосвязи отмечается и при взаимных корреляциях между молекулярными параметрами зрелости MDR , $Ts/(Ts + Tm)$, $TA(I)/TA(I + II)$, Ki . Кроме того, для изученных образцов выявлена хорошая корреляционная зависимость значений параметра $TRICYC/PENT$ от вышеуказанных молекулярных параметров зрелости ОВ, что указывает на большее влияние катагенетического фактора на рассматриваемый параметр. Образцы скв. 8 (рис. 7) характеризуются повышенным содержанием трициклических терпанов относительно пентациклических по сравнению с образцами из других скважин, что также может указывать на большую степень термической зрелости рассматриваемых образцов [13].

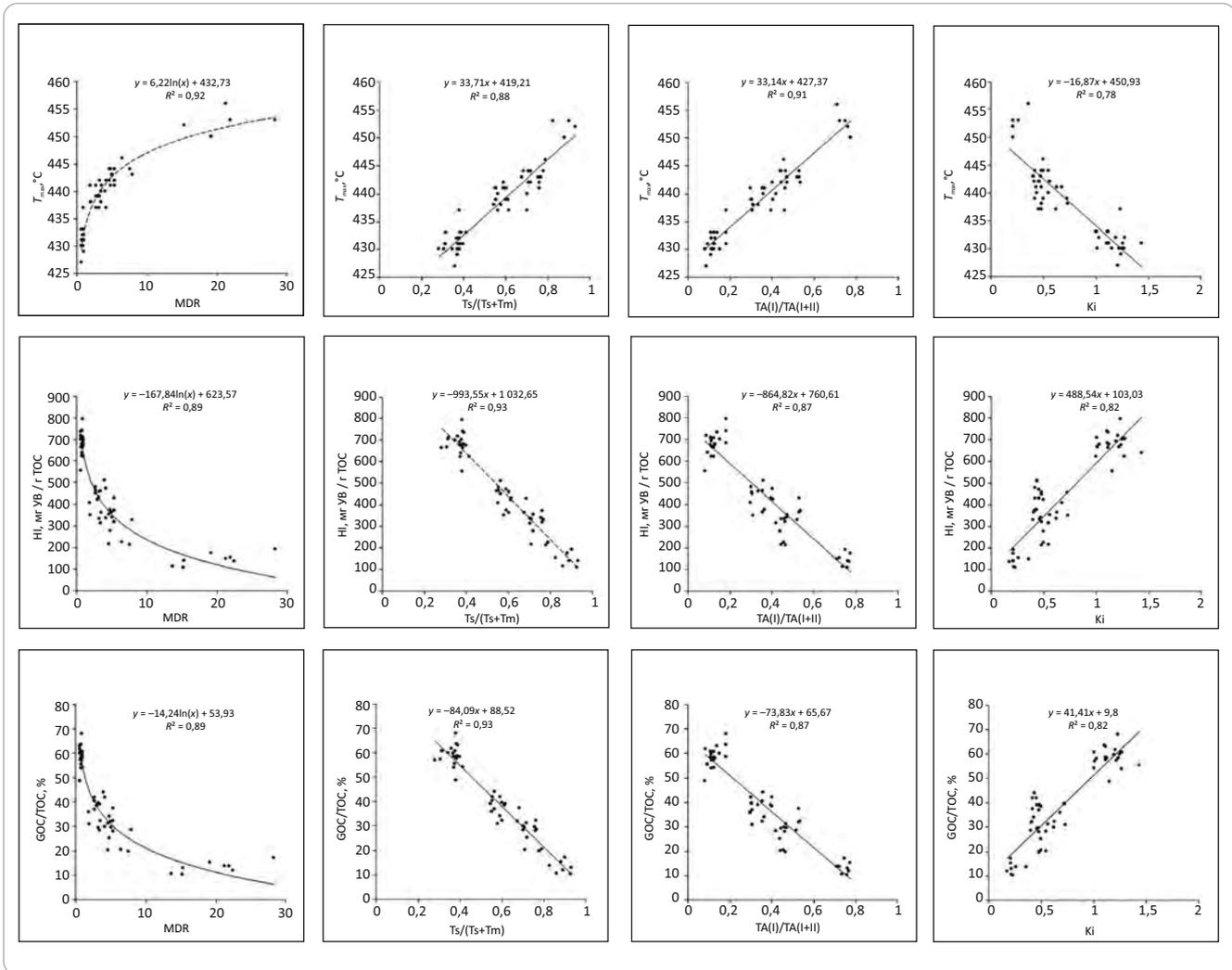
Ранжирование значений молекулярных параметров исследованных образцов в зависимости от R_0 позволило выделить диапазоны для ОВ баженновской свиты Красноленинской и Фроловской НГО, соответствующие определенным стадиям шкалы катагенеза (табл. 2). Рис. 8 наглядно демонстрирует дифференциацию образцов соответствующих стадий катагенеза в определенных диапазонах значений молекулярных параметров. Повышение степени катагенеза ОВ пород прослеживается в следующем порядке: наименее зрелые — образцы из скважин 2, 3, 9, средними значениями параметров характеризуются образцы из скважин 1, 4–7, наиболее зрелые — образцы из скв. 8.

Практическую значимость комбинированного использования пиролитических и молекулярных параметров применительно к оценке степени катагенеза нефтегазоматеринских пород можно продемонстрировать на примере образцов скв. 8. Так, по этой скважине для восьми образцов выполнены пиролитические исследования пород и хроматографические анализы группового и молекулярного состава битумоидов (экстракция – групповой анализ – хромато-масс-спектрометрия). По первичным пиролитическим данным несколько образцов имели нехарактерные значения при совместном рассмотрении параметров T_{max} , NI и GOC/TOC относительно основной части образцов. В частности, основная доля образцов выборки имела средние значения $T_{max} = 453$ °C при значении $NI = 161$ мг УВ/г ТОС. Три аномальных образца имели пониженные значения T_{max} , при этом индекс NI также был ниже, чем у других образцов. Это противоречит представлениям о том, что для ОВ пород, имеющих пониженные значения параметра NI , т. е. реализовавших генерационный потенциал (параметр S_2) в большей степени, должны прослеживаться более высокие значения параметра T_{max} .



Рис. 6. Корреляционные взаимосвязи пиролитических и молекулярных параметров ОБ пород бажендовской свиты Красноленинской и Фроловской НГО

Fig. 6. Correlations of pyrolytic and molecular parameters of OM from the Bazhenov Fm (Krasnoleninsky and Frolovsky petroleum areas)



По результатам хромато-масс-спектрометрического анализа, все исследованные образцы данной скважины имели схожие значения молекулярных параметров Ki, Ts/(Ts + Tm), MDR, TA(I)/TA(I + II), что указывало на их принадлежность к одной стадии катагенеза и, соответственно, на близость значений показателя R_o .

С помощью уравнения взаимосвязи (см. рис. 6 А) молекулярного параметра MDR и T_{max} авторы статьи рассчитывали теоретическое значение T_{max} , которое должно соответствовать величине данного молекулярного параметра. Для аномальных образцов значения T_{max} , определенные пиролитическим методом, действительно оказались заниженными, и дальнейшее использование этих значений в расчете R_o могло привести к ошибочному отнесению данных образцов к менее зрелым стадиям по шкале катагенеза. На рис. 8 показано, что при корректировке пиролитических значений T_{max} на основе параметра MDR и последующем расчете R_o , точки данных аномальных образцов смещаются

в более зрелую зону (пунктирные круги). Аналогичным образом с помощью пересчетных уравнений взаимосвязи можно рассчитать скорректированные значения индексов HI и GOC/TOC и таким образом получить более достоверную информацию о степени зрелости образцов пород.

Выводы

С использованием комплекса пиролитических и молекулярных параметров проведена оценка уровня термической зрелости ОБ бажендовских отложений и их стратиграфических аналогов (нижнетуллейская подсвита) из девяти скважин Красноленинской и Фроловской НГО.

Анализ распределения значений молекулярных параметров Ki, Ts/(Ts + Tm), MDR, TA(I)/TA(I + II) в пределах соответствующей стадии катагенеза показал изменение значений данных параметров в определенных дифференцируемых диапазонах, что указывает на возможность их комбинированного использования с пиролитическими параметрами

Рис. 7. Типовые масс-фрагментограммы по характерному иону m/z 191 насыщенной фракции битумоидов в образцах из скважин 8 (А) и 1–7, 9 (В)

Fig. 7. Typical mass fragmentogram according to specific m/z 191 ion of saturated bitumoid fraction in the samples from well 8 (A), wells 1–7, 9 (B)

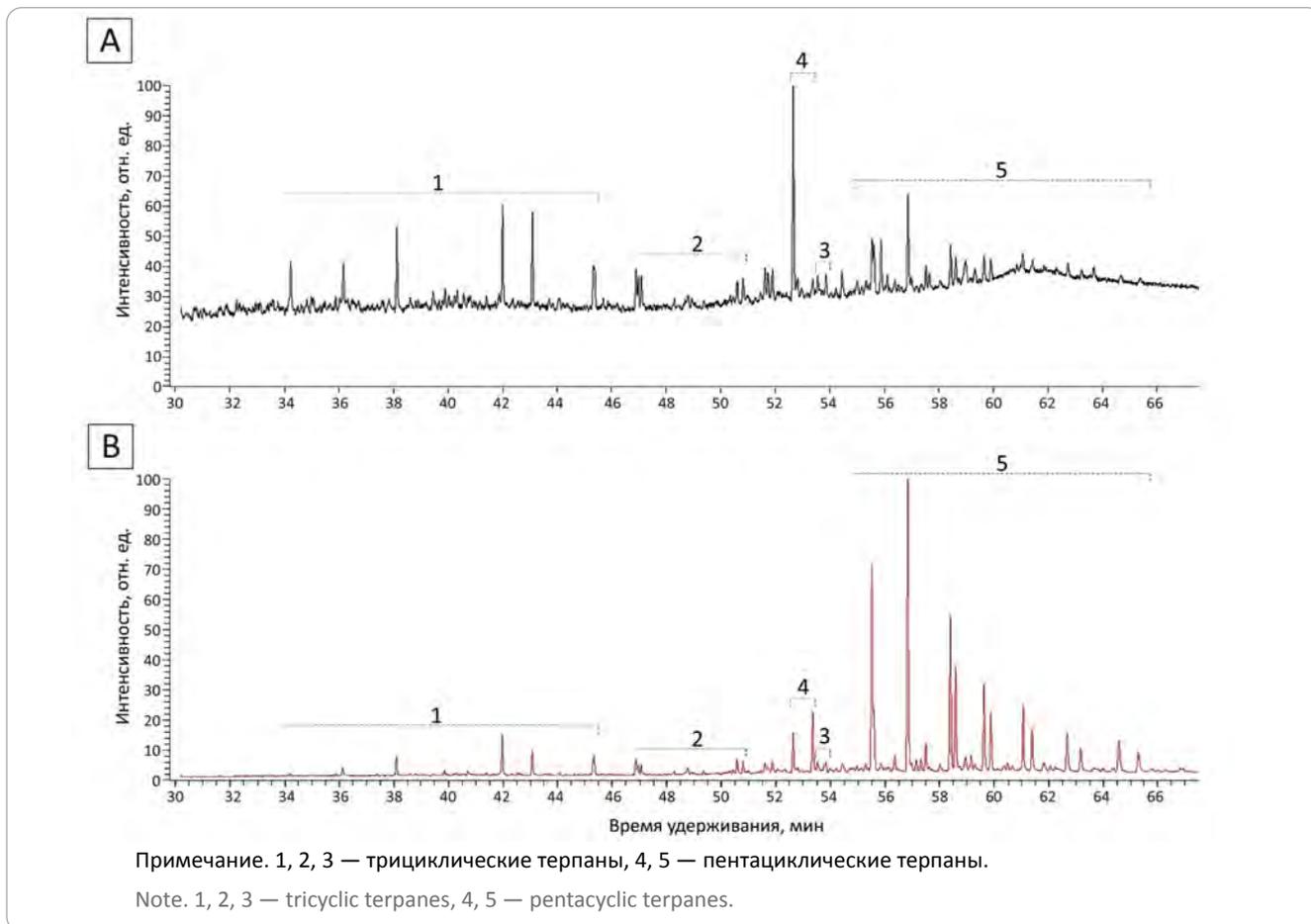


Табл. 2. Значения молекулярных параметров, соответствующих стадиям ПК₃–МК₁–МК₂–МК₃ шкалы катагенеза ОБ баженовской свиты в пределах Красноленинской и Фроловской НГО

Tab. 2. Values of molecular parameters corresponding to ПК₃–МК₁–МК₂–МК₃ stages of catagenesis of Bazhenov Fm Organic Matter in the Krasnoleninsky and Frolovsky petroleum areas

Число образцов, отнесенных к соответствующей стадии катагенеза	R_o , %	Молекулярные параметры			
		Ki	Ts/(Ts + Tm)	MDR	TA (I)/TA (I + II)
ПК₃ (R_o от 0,4 до 0,5 %)					
1	0,48	1,21	0,36	0,59	0,09
МК₁ (R_o от 0,5 до 0,65 %)					
27	$\frac{0,57 \pm 0,05}{0,51-0,64}$	$\frac{0,98 \pm 0,31}{0,42-1,44}$	$\frac{0,43 \pm 0,12}{0,28-0,7}$	$\frac{1,48 \pm 1,09}{0,57-4,2}$	$\frac{0,19 \pm 0,11}{0,08-0,46}$
МК₂ (R_o от 0,5 до 0,65 %)					
22	$\frac{0,07 \pm 0,03}{0,66-0,76}$	$\frac{0,45 \pm 0,12}{0,18-0,68}$	$\frac{0,71 \pm 0,11}{0,55-0,93}$	$\frac{64 \pm 4,8}{1,9-22,5}$	$\frac{0,48 \pm 0,13}{0,30-0,77}$
МК₃ (R_o от 0,85 до 1,15 %)					
5	$\frac{0,99 \pm 0,05}{0,92-1,07}$	$\frac{0,25 \pm 0,06}{0,21-0,36}$	$\frac{0,89 \pm 0,04}{0,83-0,93}$	$\frac{21,2 \pm 4,8}{15,3-28,4}$	$\frac{0,74 \pm 0,03}{0,71-0,78}$

Примечание. Числитель — средние арифметические значения \pm стандартное отклонение, знаменатель — диапазон изменения значений параметров. R_o — расчетное значение через пиролитический параметр T_{max} по методике, приведенной в работе [4].

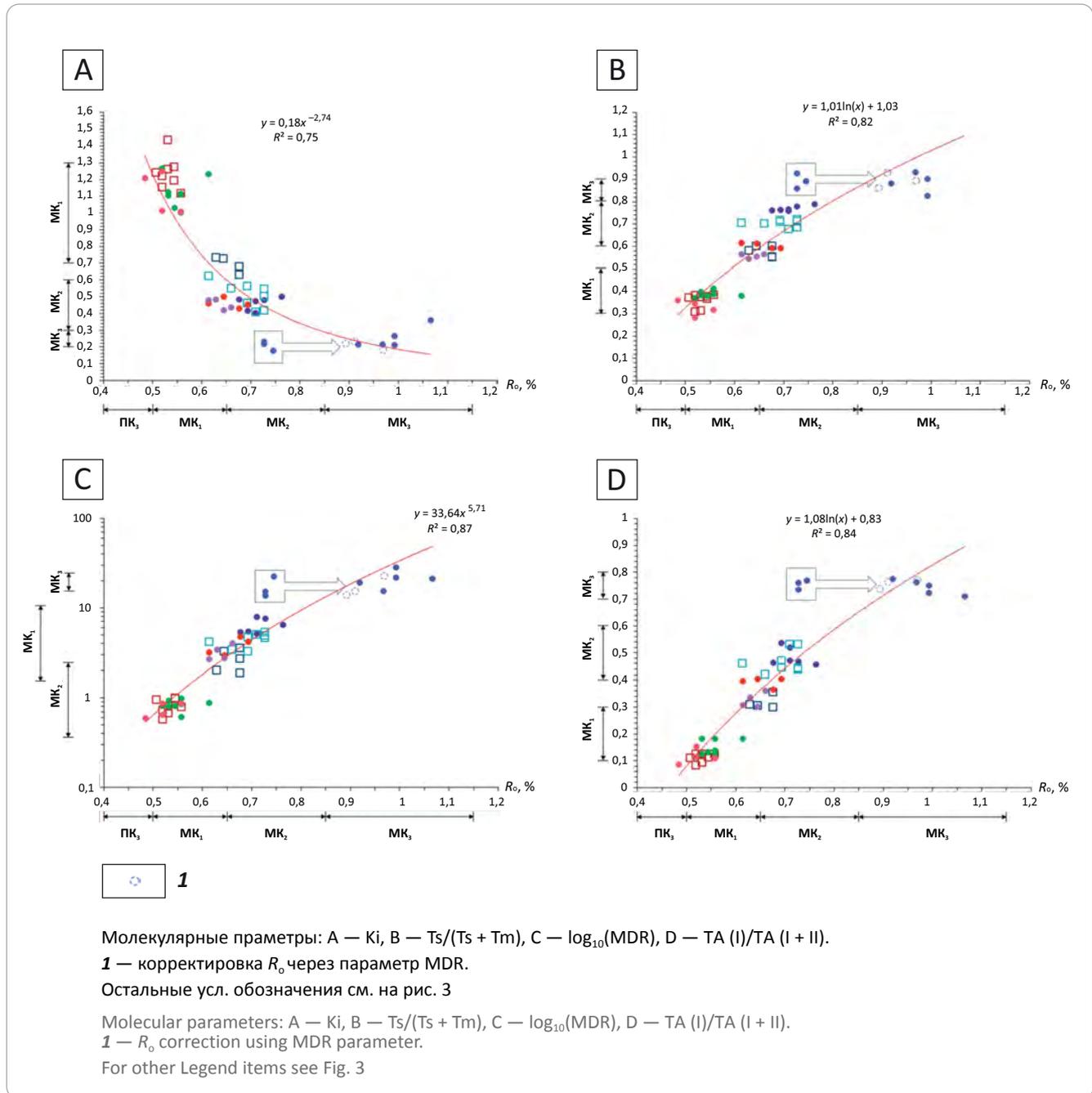
Note. Numerator shows arithmetic mean values \pm standard deviation, denominator — range of parameter value changes. R_o — value calculated using T_{max} pyrolytic parameter in accordance with methodology presented in [4].



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 8. Диапазоны значений молекулярных параметров при группировке образцов по стадиям катагенеза и их корреляция с показателем R_o для ОВ пород баженновской свиты Красноленинской и Фроловской НГО

Fig. 8. Ranges of molecular parameter values when samples are grouped according to catagenesis stage, and their correlation with R_o indicator for OM from the Bazhenov Fm (Krasnoleninsky and Frolovsky petroleum areas)



при оценке степени катагенеза ОВ. Информативность рассмотренных молекулярных параметров катагенеза подтверждается высокими значениями коэффициентов детерминации R^2 при построении корреляционных зависимостей между параметрами (пиролитическими и молекулярными).

Полученные числовые значения диапазонов изменения молекулярных параметров могут быть использованы для отнесения образцов баженновской свиты Красноленинской и Фроловской НГО к соответствующей стадии катагенеза (PK_3 – MK_3).

Выполненное исследование показывает, что изучение корреляционных зависимостей между молекулярными и пиролитическими параметрами дает весьма ценную информацию при проведении комплексных геохимических исследований с возможностью коррективки одних параметров через другие, что позволяет наиболее достоверно определять генетические и катагенетические характеристики ОВ для корректного восстановления истории преобразования ОВ и дальнейшего использования полученных данных, например в бассейновом моделировании.

Литература

1. Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Носова С.В. Молекулярные параметры катагенеза органического вещества пород баженновской свиты Томской области // Геология нефти и газа. – 2004. – № 5. – С. 53–59.
2. Конторович А.Э., Трофимук А.А. Литогенез и нефтегазообразование // Горючие ископаемые. Проблемы геологии и геохимии нафтидов и битуминозных пород / Под ред. Н.Б. Вассоевича. – М. : Наука, 1976. – С. 19–36.
3. Неручев С.Г., Вассоевич Н.Б., Лопатин Н.В. О шкале катагенеза в связи с нефтегазообразованием // Горючие ископаемые. Проблемы геологии нафтидов и битуминозных пород / Под ред. Н.Б. Вассоевича. – М. : Наука, 1976. – С. 47–62.
4. Калмыков А.Г., Карпов Ю.А., Топчий М.С., Фомина М.М., Мануилова Е.А., Шереметьева Е.В., Третьякова И.О., Пронина Н.В., Шишков В.А., Балушкина Н.С., Фадеева Н.П., Ступакова А.В., Калмыков Г.А. Влияние катагенетической зрелости на формирование коллекторов с органической пористостью в баженновской свите и особенности их распространения // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 2. – С. 159–171. DOI: 10.18599/grs.2019.2.159-171.
5. Гусев И.М., Панченко И.В., Смирнова М.Е., Талдыкин Я.Б., Куликов П.Ю. Подходы к оценке зрелости органического вещества в баженновском горизонте по данным сопоставления пиролитических параметров, литологии и стратиграфии разрезов [Электронный ресурс] // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии : мат-лы VIII Всероссийского совещания с международным участием, онлайн-конференция (7–10 сентября 2020 г.). – 2020 г. – С. 54–58. – Режим доступа: <http://www.mmtk.ginras.ru/pdf/Gusev%20et%20al,%202020.pdf> (дата обращения: 01.11.2021).
6. Вторушина Э.А., Булатов Т.Д., Козлов И.В., Вторушин М.Н. Современный метод определения пиролитических параметров горных пород // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 71–77. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-71-77.
7. Кульков М.Г., Вторушина Э.А. Ускоренная экстракция ASE — как эффективный метод извлечения битумоидов при выполнении пиролитических и хроматографических исследований кернового материала // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры : мат-лы двадцать второй научно-практической конференции (Ханты-Мансийск, 18–21 ноября 2019 г.). В 2 т. Т. 2 / Под ред. А.В. Шпильмана, В.А. Волкова. – Ханты-Мансийск : АУ "НАЦ РН им. В.И. Шпильмана", 2019. – С. 79–90.
8. Немова В.Д. Многоуровневая литологическая типизация пород баженновской свиты // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 13–17. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-8-13-17.
9. Панченко И.В., Немова В.Д., Смирнова М.Е., Ильина М.В., Барабошкин Е.Ю., Ильин В.С. Стратификация и детальная корреляция баженновского горизонта в центральной части Западной Сибири по данным литолого-палеонтологического изучения и ГИС // Геология нефти и газа. – 2016. – № 6. – С. 1–13.
10. Козлова Е.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А., Балушкина Н.С., Пронина Н.В., Полудеткина Е.Н., Костенко О.В., Юрченко А.Ю., Борисов Р.С., Бычков А.Ю., Калмыков А.Г., Хамидуллин Р.А., Стрельцова Е.Д. Технология исследования геохимических параметров органического вещества керогеносыщенных отложений (на примере баженновской свиты, Западная Сибирь) // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2015. – № 5. – С. 44–53.
11. Фомин А.Н., Беляев С.Ю., Красавчиков В.О., Истомин А.В. Факторы катагенеза органического вещества в юрских отложениях Западно-Сибирского мегабассейна // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 129–135.
12. Фадеева Н.П., Морозов Н.В., Бакай Е.А., Фролов С.В. Геохимические предпосылки нефтегазоносности Березовской впадины (Восточная Сибирь) // Георесурсы. – 2021. – Т. 23. – № 2. – С. 44–45. DOI: 10.18599/grs.2021.2.4.
13. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. – Cambridge university press, 2005. – V. 2. – 538 p.
14. Ступакова А.В., Соколов А.В., Соболева Е.В., Кирюхина Т.А., Курасов И.А., Бордюк Е.В. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири // Георесурсы. – 2015. – Т. 61. – № 2. – С. 63–76. DOI: 10.18599/grs.61.2.6.
15. Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Иванова Е.Н., Фомин А.Н. Фенантроны, 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.
16. Сотнич И.С., Костырева Е.А. Ароматические соединения в битумоидах баженновской свиты севера Хантейской гемаинтеклизы // Георесурсы. – 2021. – Т. 23. – № 1. – С. 42–51. DOI: 10.18599/grs.2021.1.4.
17. Connan J., Cassou A.M. Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1980. – V. 44. – № 1. – P. 1–23.
18. Huang Wen-Yen., Meinschein W.G. Sterols as ecological indicators // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1979. – V. 43. – № 5. – P. 739–745. DOI:10.1016/0016-7037(79)90257-6.
19. Peters K.E., Ramos L.S., Zumberge J.E., Valin Z.C., Scotese C.R., Gautier D.L. Curcum Arctic petroleum systems identified using decision-tree chemometrics // AAPG Bulletin. – 2007. – V. 91. – № 6. – P. 877–913. DOI:10.1306/12290606097.
20. Chakhmakhchev A., Suzuki N. Saturate biomarkers and aromatic sulfur compounds in oils and condensates from different source rock lithologies of Kazakhstan, Japan and Russia // Organic Geochemistry. – 1995. – V. 23. – № 4. – P. 289–299. DOI:10.1016/0146-6380(95)00050-O.
21. Mackenzie A.S., Beaumont C., McKenzie D.P. Estimation of the kinetics of geochemical reactions with geophysical models of sedimentary basins and applications // Organic geochemistry. – 1984. – V. 6. – P. 875–884.
22. He Chuan, Huang Haiping, Wang Qianru, Li Zongxing. Correlation of Maturity Parameters Derived from Methylphenanthrenes and Methylthiophenes in the Carboniferous Source Rocks from Qaidam Basin, NW China // Geofluids. – 2019. – V. 2019. – № 8. DOI:10.1155/2019/5742902.
23. Гончаров И.В., Самойленко В.В., Носова С.В., Обласов Н.В. Способ определения зрелых нефтематеринских пород [Электронный ресурс] // Патент № 2261438. – Заявитель и патентообладатель ОАО «ТомскНИПнефть». – 8 с. – Режим доступа: https://viewer.rusneb.ru/ru/000224_000128_0002261438_20050927_C1_RU?page=1&rotate=0&theme=black (дата обращения 04.11.2022).

References

1. Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Oblasov N.V., Nosova S.V. Molecular parameters of OM catagenesis of Bazhenov suite of Tomsk area. *Geologiya nefiti i gaza*. 2004;(5):53–59. In Russ.

2. *Kontorovich A.E., Trofimuk A.A.* Litogenez i neftegazooobrazovanie [Lithogenesis and oil and gas formation]. In: N.B. Vassoevich, ed. Goryuchie iskopaemye. Problemy geologii i geokhimii naftidov i bituminoznykh porod. Moscow: Nauka; 1976. pp. 19–36. In Russ.
3. *Neruchev S.G., Vassoevich N.B., Lopatin N.V.* O shkale katageneza v svyazi s neftegazooobrazovaniem [On the scale of catagenesis in connection with oil and gas formation]. In: N.B. Vassoevich, ed. Goryuchie iskopaemye. Problemy geologii i geokhimii naftidov i bituminoznykh porod. Moscow: Nauka; 1976. pp. 47–62. In Russ.
4. *Kalmykov A.G., Karpov Yu.A., Topchiy M.S., Fomina M.M., Manuilova E.A., Sheremeteva E.V., Tretyakova I.O., Pronina N.V., Shishkov V.A., Balushkina N.S., Fadeeva N.P., Stoupakova A.V., Kalmykov G.A.* The effect of catagenetic maturity on the formation of reservoirs with organic porosity in the Bazhenov formation and peculiarities of their extension. *Georesursy = Georesources*. 2019;21(2):159–171. DOI: 10.18599/grs.2019.2.159-171. In Russ.
5. *Gusev I.M., Panchenko I.V., Smirnova M.E., Taldykin Y.B., Kulikov P.Yu.* Approaches to assessing the maturity of organic matter in the Bazhenovo formation according to a comparison of pyrolytic parameters, lithology and stratigraphy of sections. In: Jurassic System of Russia: Problems of stratigraphy and palaeogeography. Proceedings of the VIIIth All-Russian Meeting with international participation (Online, September 7–10, 2020). Syktyvkar; 2020. pp. 54–58. Available at: <http://www.mmtk.ginras.ru/pdf/Gusev%20et%20al,%202020.pdf> (accessed on 01.11.2021). In Russ.
6. *Vtorushina E.A., Bulatov T.D., Kozlov I.V., Vtorushin M.N.* The advanced technique for determination of pyrolysis parameters of rocks. *Geologiya nefiti i gaza*. 2018;(2):71–77. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-71-77. In Russ.
7. *Kul'kov M.G., Vtorushina E.A.* Uskorennaya ehkstraksiya ASE - kak ehffektivnyi metod izvlecheniya bitumoidov pri vypolnenii piroliticheskikh i khromatograficheskikh issledovaniy kernovogo materiala [Accelerated extraction of ASE — as an effective method of extraction of bitumoids when performing pyrolytic and chromatographic studies of core material]. In: A.V. Shpil'man, V.A. Volkov, eds. Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga – Yugry : materialy dvadtsat' vtoroi nauchno-prakticheskoi konferentsii (Khanty-Mansiisk, November 18–21, 2019). In 2 V. V. 1. Khanty-Mansiisk: AU "NATS RN im. V.I. Shpil'mana"; 2019. pp. 79–90. In Russ.
8. *Nemova V.D.* Multi-level lithological typization of rocks of the Bazhenov Formation. *Oil Industry*. 2019;(8):13–17. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-8-13-17. In Russ.
9. *Panchenko I.V., Nemova V.D., Smirnova M.E., Ilyina M.V., Baraboshkin E.Yu., Ilyin V.S.* Stratification and detailed correlation of Bazhenov horizon in the central part of the Western Siberia according to lithological and paleontological core analysis and well logging. *Geologiya nefiti i gaza*. 2016;(6):1–13. In Russ.
10. *Kozlova E.V., Fadeeva N.P., Kalmykov G.A., Balushkina N.S., Pronina N.V., Poludetkina E.N., Kostenko O.V., Yurchenko A.Yu., Borisov R.S., Bychkov A.Yu., Kalmykov A.G., Khamidullin R.A., Streltsova E.D.* Geochemical technique of organic matter research in deposits enriched in kerogen (the Bazhenov formation, West Siberia). *Moscow University Geology Bulletin*. 2015;(5):44–53. In Russ.
11. *Fomin A.N., Belyaev S.Yu., Krasavchikov V.O., Istomin A.V.* Factors of organic matter maturity in Jurassic deposits of the West Siberian megabasin. *Geologiya nefiti i gaza*. 2014;(1):129–135. In Russ.
12. *Fadeeva N.P., Morozov N.V., Bakai E.A., Frolov S.V.* Geochemical background of Berezovsky depression oil and gas potential (Eastern Siberia). *Georesursy = Georesources*. 2021;23(2):44–55. DOI: 10.18599/grs.2021.2.4. In Russ.
13. *Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M.* The biomarker guide. V. 2. Cambridge university press; 2005. 538 p.
14. *Stoupakova A.V., Sokolov A.V., Soboleva E.V., Kiryukhina T.A., Kurasov I.A., Borydyug E.V.* Geological survey and petroleum potential of Paleozoic deposits in the Western Siberia. *Georesursy = Georesources*. 2015;2(61):63–76. DOI: 10.18599/grs.61.2.6. In Russ.
15. *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 province: implications for organic geochemistry. *Russian Geology and Geophysics*. 2004;45(7):873–883. In Russ.
16. *Sotnich I.S., Kostyreva E.A.* Aromatic compounds in bitumoids of the Bazhenov Formation in the North of the Khantey hemiantheclise. *Georesursy = Georesources*. 2021;23(1):42–51. DOI DOI: 10.18599/grs.2021.1.4. In Russ.
17. *Connan J., Cassou A.M.* Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochimica et Cosmochimica Acta*. 1980;44(1):1–23.
18. *Huang Wen-Yen., Meinschein W.G.* Sterols as ecological indicators. *Geochimica et Cosmochimica Acta*. 1979;43(5):739–745. DOI:10.1016/0016-7037(79)90257-6.
19. *Peters K.E., Ramos L.S., Zumberge J.E., Valin Z.C., Scotese C.R., Gautier D.L.* Curcum Arctic petroleum systems identified using decision-tree chemometrics. *AAPG Bulletin*. 2007;91(6):877–913. DOI:10.1306/12290606097.
20. *Chakhmakhchev A., Suzuki N.* Saturate biomarkers and aromatic sulfur compounds in oils and condensates from different source rock lithologies of Kazakhstan, Japan and Russia. *Organic Geochemistry*. 1995;23(4):289–299. DOI:10.1016/0146-6380(95)00050-O.
21. *Mackenzie A.S., Beaumont C., McKenzie D.P.* Estimation of the kinetics of geochemical reactions with geophysical models of sedimentary basins and applications. *Organic geochemistry*. 1984;6:875–884.
22. *He Chuan, Huang Haiping, Wang Qianru, Li Zongxing.* Correlation of Maturity Parameters Derived from Methylphenanthrenes and Methyl dibenzothiophenes in the Carboniferous Source Rocks from Qaidam Basin, NW China. *Geofluids*. 2019;2019(8). DOI:10.1155/2019/5742902.
23. *Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Nosova S.V., Oblasov N.V.* Sposob opredeleniya zrelykh neftematerinskikh porod [Method of determination of mature source rocks] Patent № 2261438. Available at: https://viewer.rusneb.ru/ru/000224_000128_0002261438_20050927_C1_RU?page=1&rotate=0&theme=black (accessed: 04.11.2022). In Russ.

Информация об авторах

Салахидинова Гульмира Темирхановна

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник

АУ «Научно-аналитический центр
рационального недропользования им. В.И. Шпильмана»,

628007 Ханты-Мансийск, ул. Студенческая, д. 2

e-mail: g.salakhidinova@gmail.com

ORCID ID: 0000-0003-4055-6831

SCOPUS ID: 56088071000

ResearcherID: ABC-7640-2021

Кульков Михаил Григорьевич

заведующий лабораторией

АУ «Научно-аналитический центр
рационального недропользования им. В.И. Шпильмана»,

628007 Ханты-Мансийск, ул. Студенческая, д. 2

e-mail: mgk83@bk.ru

ORCID ID: 0000-0002-1784-6315

SCOPUS ID: 36496932700

ResearcherID: ABC-2456-2021

Вторушина Элла Александровна

Кандидат химических наук,

заместитель директора по научной работе

АУ «Научно-аналитический центр
рационального недропользования им. В.И. Шпильмана»,

628007 Ханты-Мансийск, ул. Студенческая, д. 2

e-mail: vtorushinaea@nacrn.hmao.ru

ORCID ID: 0000-0002-3068-7603

SCOPUS ID: 24450935300

Information about authors

Gulmira T. Salakhidinova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Researcher

Autonomous Institution "V.I. Shpilman research and analytical
Centre for the rational use of the subsoil",

2, Studencheskaya Street, Khanty-Mansiysk, 628007, Russia

e-mail: g.salakhidinova@gmail.com

ORCID ID: 0000-0003-4055-6831

SCOPUS ID: 56088071000

ResearcherID: ABC-7640-2021

Mikhail G. Kul'kov

Head of the Laboratory

Autonomous Institution "V.I. Shpilman research and analytical
Centre for the rational use of the subsoil",

2, Studencheskaya Street, Khanty-Mansiysk, 628007, Russia

e-mail: mgk83@bk.ru

ORCID ID: 0000-0002-1784-6315

SCOPUS ID: 36496932700

ResearcherID: ABC-2456-2021

Ella A. Vtorushina

Candidate of Chemical Sciences,

Deputy Director for Research

Autonomous Institution "V.I. Shpilman research and analytical
Centre for the rational use of the subsoil",

2, Studencheskaya Street, Khanty-Mansiysk, 628007, Russia

e-mail: vtorushinaea@nacrn.hmao.ru

ORCID ID: 0000-0002-3068-7603

SCOPUS ID: 24450935300



НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Основан в 1957 г. МИНГЕО СССР

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.

ИНДЕКСИРУЕТСЯ в системах: «Российский индекс научного цитирования», GeoRef, Russian Science Citation Index на платформе Web of Science, Ulrich's Periodicals Directory, Library of Congress, WorldCat, Scopus.

РУБРИКИ:

- ✓ Актуальные проблемы нефтегазовой геологии
- ✓ Перспективы нефтегазоносности и результаты ГРП
- ✓ Формирование и размещение залежей нефти и газа
- ✓ Методика поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений
- ✓ Ресурсы и запасы УВ
- ✓ Коллекторы нефти и газа
- ✓ Геофизические исследования
- ✓ Геохимические исследования
- ✓ Трудноизвлекаемые запасы и нетрадиционные источники УВ
- ✓ Экология и проблемы освоения нефтяных и газовых месторождений
- ✓ За рубежом
- ✓ Дискуссии

ЗАДАЧИ: публикация новых научных результатов фундаментальных, прикладных, поисковых исследований, дискуссионных вопросов, аналитических статей и обзоров выполненных учеными, аспирантами, докторантами вузов, Российской академии наук, других научных организаций России, стран СНГ и зарубежных университетов.

ПЕРИОДИЧНОСТЬ: 6 выпусков в год.

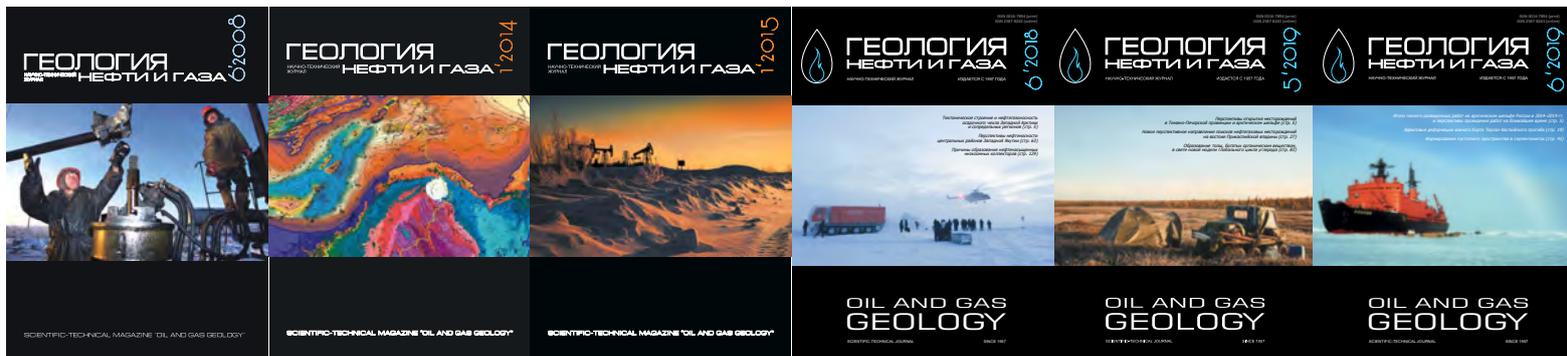
ПОДПИСКА В РЕДАКЦИИ:

Годовая (6 выпусков) – 12 744 руб.; на полугодие (3 выпуска) – 6372 руб.;
на 1 номер – 2 124 руб.

Цены указаны с учетом НДС 20%

info@oilandgasgeology.ru

+7 (495) 954-52-47



Соучредители:



Министерство природных ресурсов
и экологии Российской Федерации
(Минприроды России)



Федеральное
агентство
по недропользованию —
Роснедра



ПАО «Газпром»



Всероссийский
научно-исследовательский
геологический
нефтяной институт
(ФГУ «ВНИГНИ»)

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

Мигурский Ф.А. Осадочные бассейны и бассейны седиментации: терминология, главные отличия, принципы выделения, классификации и использования в нефтегазовой геологии. № 2.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И РЕЗУЛЬТАТЫ ГРП

Кринин В.А. Геологические модели, прогноз зон нефтегазонакопления в ниже-среднекембрийских отложениях Бахтинского мегавыступа и сопредельных территорий. № 1.

Асланов Б.С., Худузаде А.И., Асланзаде Ф.Б. Геодинамическая обстановка и прогноз нефтегазоносности Евлах-Агджебединского района (Азербайджан). № 1.

Шадрин А.О., Кривошеков С.Н. Разработка вероятностно-статистических моделей прогноза нефтеносности по структурным параметрам пласта ЮС₁ в северной части Сургутского свода. № 2.

Кринин В.А., Порозов И.И., Шеходанова Ю.В. Северо-Тунгусская нефтегазоносная область — приоритетный объект регионального изучения нефтегазоносности недр Восточной Сибири. № 3.

Масагутов Р.Х., Комилов Д.У., Хакимова С.В. Тектоника, перспективы нефтеносности карбонатов алексинского горизонта платформенной части Башкортостана. № 3.

Царегородцева Т.К., Быкадоров В.А., Волож Ю.А. Особенности геологического строения и нефтегазоносности плиоценовых (балаханских) отложений Южно-Каспийской впадины. № 4.

Дистанова Л.Р., Нассонова Н.В., Кудаманов А.И. Геологическое строение и перспективы газоносности отложений верхнеберезовской подсвиты кампанского возраста на примере одного из месторождений Западной Сибири. № 5.

Соборнов К.О. Каменноугольный комплекс низкого стояния уровня моря: новое направление нефтепоисковых работ в Косью-Роговской впадине Тимано-Печорского бассейна. № 5.

Корякин С.Ю., Львовская Я.Л. Прогноз нефтегазоносности слабоизученной территории восточной части Ракшинской седловины, Висимской моноклинали и южного окончания Камского свода на основе седиментационного и бассейнового моделирования. № 5.

Маракова И.А., Вельтистова О.М., Мотрюк Е.Н., Сабельников М.Ю. Геодинамические аспекты размещения нефтегазоперспективных структурных форм в доманиково-турнейском карбонатном комплексе Верхнепечорской впадины Предуральяского краевого прогиба. № 6.

Яковлев Ю.А., Кожевникова Е.Е., Башкова С.Е. Гидрогеохимические особенности девонского терригенного нефтегазоносного комплекса на территории Среднего Приуралья. № 6.

Ажгалиев Д.К., Бабашева М.Н., Нурсултанова С.Н. Геолого-тектонические особенности строения и перспективы нефтегазоносности Северного Устья. № 6.

Никитина М.В., Филимончиков А.А. Закономерности заполнения ловушек углеводородов на территории Ножовского выступа Пермского края. № 6.

ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗМЕЩЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Щергина Е.А., Сметанин А.Б., Щергин В.Г. Аналитический обзор механизмов формирования залежей с наклонными контактами углеводородов. № 1.

Коробов А.Д., Коробова Л.А. Литогенез, сопряженный с тектоногидротермальной активизацией — основа формирования промышленных скоплений углеводородов. № 1.

Шемин Г.Г. Комплексное обоснование Ереминско-Чонского нефтегазоконденсатного месторождения — крупнейшего объекта по подготовке запасов и добыче нефти и газа в Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (Восточная Сибирь). № 1.

Ян Х., Соболева Е.В., Цю Ш. Условия формирования нефтяных залежей в пермских отложениях восточной части впадины Фукан (бассейн Джунгария). № 1.

Яценко И.Г., Полищук Ю.М. Закономерности территориального размещения и физико-химические свойства нефтей с высоким содержанием асфальтенов и смол. № 1.

Горлов Д.А., Левшунова С.П. Прогноз зон раздельного нефтегазонакопления в отложениях куонамской и иниканской свит нижнего — среднего кембрия Восточной Сибири. № 2.

Ажгалиев Д.К., Валиуллин Р.А., Габбасова А.К. Структурно-тектонические особенности строения и перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих палеозойских горизонтов Прикаспийского бассейна. № 2.

Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Давыденко Б.И., Колоколова И.В., Сотникова А.Г., Лукова С.А., Сбитнева Я.С. Неразведанный углеводородный потенциал поднадвиговых структур Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. № 3.

Куницына И.В., Дердуга А.В., Вержбицкий В.Е., Малышев Н.А., Васильева Н., Хайруллина Е.А. Прогноз распространения кунгурских соленосных отложений в пределах Северного Каспия. № 3.

Шегай В.И., Толстиков А.В. Особенности структурно-тектонической эволюции северо-восточного шельфа о-ва Сахалин с учетом новых сейсмических данных. № 4.

МЕТОДИКА ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Пинчук А.В., Пылев Е.А., Поляков Е.Е., Творогов М.А., Чурикова И.В. Оптимизация кустового бурения на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении по данным совместного анализа сейсмических атрибутов и ГИС с применением алгоритмов нейронных сетей. № 2.

Шегай В.И., Штейн Я.И., Толстиков А.В. Особенности строения продуктивного интервала отложений нижнего и среднего миоцена (дагинский горизонт) на участке Киринского блока Сахалинского шельфа. № 2.

Мартынова Г.С., Максакова О.П., Нанаджанова Р.Г., Велиметова Н.И. Месторождение нефти Локбатан. № 2.

КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА

Балагуров М.Д. Литологический состав и обстановки накопления нижневендских отложений на юго-западном склоне Непского свода (Восточная Сибирь). № 5.

Балагуров М.Д. Коллекторские свойства и обстановки накопления нижневендских песчаников на юго-западном склоне Непского свода (Восточная Сибирь). № 6.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Ахмад А.А. Методика и результаты комплексирования данных сейсморазведки 3D и материалов разработки на примере нефтяного месторождения Джар. № 3.

Шегай В.И., Толстиков А.В. Новые сейсмические данные о строении и перспективах нефтегазоносности верхнемиоценовых и плиоценовых отложений северо-восточного шельфа о-ва Сахалин. № 3.

Мельников А.В., Коряков Д.А., Мирясова Я.А. Применение акустической инверсии на терригенных отложениях формации Мирадор на месторождении Альтуритас, Венесуэла. № 5.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Вторушина Э.А., Булатов Т.Д., Козлова Е.В., Кульков М.Г. Пиролитические критерии оценки степени термической зрелости органического вещества баженовской свиты. № 4.

ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ УВ

Пунанова С.А., Родкин М.В. Геоэкологические риски при освоении сланцевых углеводородных ресурсов. № 1.

Оксенойд Е.Е., Поповская В.Г., Печерин Т.Н., Демичев П.С. Динамика освоения трудноизвлекаемых запасов баженовско-абалакского нефтегазоносного комплекса на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. № 2.

Маракова И.А. Геологические закономерности размещения залежей тяжелых нефтей в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции. № 3.

Бумагина В.А., Мартынюк Е.В., Швецов Е.И., Ширяев А.В. Характеристика карбонатных пород баженовского горизонта севера Западной Сибири (Яптикалинская мегавпадина). № 5.

Афлятунов Р.Р., Бачков А.П., Веденина Н.Г., Войтович С.Е., Чернышова Н.Г., Фортунатова Н.К., Канев А.С., Дахнова М.В., Петерсилье В.И., Можегова С.В. Высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые отложения доманикового типа как объект наращивания ресурсной базы углеводородов в центральной части Южно-Татарского свода. № 6.

Салахидинова Г.Т., Кульков М.Г., Вторушина Э.А. Повышение достоверности оценки степени катагенеза органического вещества баженовской свиты путем комплексирования пиролитических и молекулярных параметров (северо-западная часть территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры). № 6.

ЭКОЛОГИЯ И ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Аббасов Г.А., Атакишиева Н.А., Курбанзаде Л.Б. Подготовка предложений по эффективному использованию попутных вод, добываемых совместно с нефтью на нефтяных месторождениях Апшеронского полуострова. № 4.

ДИСКУССИИ

Шемин Г.Г., Глазырин П.А., Вахромеев А.Г., Бостриков О.И., Деев Е.В., Смирнов М.Ю., Москвин В.И. Количественный прогноз нефтегазоносности региональных резервуаров средне-верхнеюрских отложений Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской нефтегазоносных областей сибирского сектора Арктики. № 4.

Родкин М.В., Пунанова С.А. Корреляционные зависимости микроэлементного состава природных объектов. № 4.

Зубков М.Ю. Генезис сеноманских залежей газа (Ямало-Ненецкий автономный округ). № 5.

TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

Migurskii F.A. Sedimentary basins and sedimentation basins: terminology, main differences, principles of identification, classification, and criteria of use in petroleum geology. № 2.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Krinin V.A. Lower-Middle Cambrian deposits of Bakhtinsky mega-uplift and neighbouring areas: geological models and prediction of oil and gas accumulation zones. № 1.

Aslanov B.S., Khuduzade A.I., Aslanzade F.B. Geodynamic settings and prediction of oil and gas occurrence in Yevlakh-Agdzhebedi area (Azerbaijan). № 1.

Shadrin A.O., Krivoshchekov S.N. Prediction of oil occurrence using structural parameters of ЮС₁ reservoir in the northern part of Surgut Arch: development of probabilistic-statistical models. № 2.

Krinin V.A., Porozov I.I., Shekhodanova Yu.V. North Tungusky Petroleum Area: object of priority in regional studies of oil and gas occurrence in East Siberian subsurface. № 3.

Masagutov R.Kh., Komilov D.U., Khakimova S.V. Carbonates of Aleksinsky Horizons in platform part of Bashkortostan: tectonics, petroleum potential. № 3.

Tsaregorodtseva T.K., Bykadorov V.A., Volozh Y.A. Pliocene (Balakhansky) deposits of South Caspian Depression: features of geological structure and oil and gas occurrence. № 4.

Distanova L.R., Nasonova N.V., Kudamanov A.I. Geological structure and gas potential of Campanian Verkhneberezovsky member by the example of one West Siberian field. № 5.

Sobornov K.O. The Carboniferous low stand complex: a new conceptual petroleum play in the Kosyu-Rogov Foredeep, the Timan-Pechora Basin. № 5.

Koryakin S.Yu., L'vovskaya Ya.L. Underexplored territory of eastern part of Rakshinsky Saddle, Visimsky Monocline, and southern end of Kamsky Arch: prediction of oil and gas occurrence using depositional and basin modeling. № 5.

Marakova I.A., Veltistova O.M., Motryuk E.N., Sabelnikov M.Yu. Domanik-Tournaisian carbonate sequence in Verkhnepechorsky depression of Urals Foredeep: geodynamic aspects of oil and gas promising structural form occurrence. № 6.

Yakovlev Yu.A., Kozhevnikova E.E., Bashkova S.E. Hydrogeochemical features of terrigenous Devonian Play in Middle Urals. № 6.

Azhgaliev D.K., Babasheva M.N., Nursultanova S.N. Geotectonic features of structure and petroleum potential of Northern Ustyurt. № 6.

Nikitina M.V., Filimonchikov A.A. Patterns of hydrocarbon trap filling in Nozhovsky Salient territory of Perm Krai. № 6.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Shchergina E.A., Smetanin A.B., Shchergin V.G. Analytical overview of formation mechanisms of deposits with tilted oil-water contacts. № 1.

Korobov A.D., Korobova L.A. Lithogenesis associated with tectonic and hydrothermal activation: basis for formation of commercial hydrocarbon accumulations. № 1.

Shemin G.G. Integrated substantiation of Ereminsky-Chonsky oil and gas condensate field — largest object for oil and gas reserves preparation and production in Nepsky-Botuobinsky Petroleum Region (Eastern Siberia). № 1.

Yang H., Soboleva E.V., Qiu Sh. Permian deposits of the eastern part of the Fukang Sag (Junggar Basin): settings of hydrocarbon pool formation. № 1.

Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. Oils rich in asphaltenes and resins: common factors of spatial distribution, physical and chemical properties. № 1.

Gorlov D.A., Levshunova S.P. Predicting zones of separate oil and gas accumulation in Lower-Middle Cambrian Kuonamsky and Inikansky deposits of Eastern Siberia. № 2.

Azhgaliev D.K., Valiullin R.A., Gabbasova A.K. Structural and tectonic features of structure and petroleum potential of deep-seated Palaeozoic horizons in Caspian Basin. № 2.

Grunis E.B., Rostovshchikov V.B., Davydenko B.I., Kolokolova I.V., Sotnikova A.G., Lukova S.A., Sbitneva Ya.S. Unexplored hydrocarbon potential of subthrust structures in Timan-Pechora Petroleum Province. № 3.

Kunitsyna I.V., Derduga A.V., Verzhbitskiy V.E., Malyshev N.A., Vasileva N., Khairullina E.A. Prediction of Kungurian salt-bearing deposits occurrence in North Caspian. № 3.

Shegai V.I., Tolstikov A.V. North-eastern Sakhalin Shelf: features of structural and tectonic evolution in view of new seismic data. № 4.

**THE LIST OF ARTICLES, PUBLISHED IN SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL
GEOLOGIYA NEFTI I GAZA (RUSSIAN OIL AND GAS GEOLOGY) IN 2022****METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS**

Pinchuk A.V., Pylev E.A., Polyakov E.E., Tvorogov M.A., Churikova I.V. Optimisation of cluster drilling based on integrated seismic attributes and well log data analysis using neural network algorithms: Chayandinsky oil and gas condensate field. № 2.

Shegai V.I., Shtein Ya.I., Tolstikov A.V. Structural features of Lower and Middle Miocene pay interval (Daginsky Horizon) in the area of the Kirinsky Block, the Sakhalin Shelf. № 2.

Martynova G.S., Maksakova O.P., Nanadzhanova R.G., Velimetova N.I. Lokbatan oil field. № 2.

OIL AND GAS RESERVOIRS

Balagurov M.D. Lower Vendian deposits in south-western slope of Nepsky Arch (Eastern Siberia): lithology and depositional settings. № 5.

Balagurov M.D. Lower Vendian sandstones on the south-western slope of Nepsky Arch (Eastern Siberia): reservoir properties and depositional settings. № 6.

GEOPHYSICAL SURVEYS

Ahmad A.A. Integration of 3D seismic and production data: methodology and results by the example of Jar oilfield. № 3.

Shegai V.I., Tolstikov A.V. Upper Miocene and Pliocene deposits of north-eastern shelf of Sakhalin Island: new seismic data on structure and petroleum potential. № 3.

Mel'nikov A.V., Koryakov D.A., Miryasova Ya.A. Terrigenous Mirador formation of Alturitas field, Venezuela: application of Acoustic Inversion. № 5.

GEOCHEMICAL SURVEYS

Vtorushina E.A., Bulatov T.D., Kozlova E.V., Kul'kov M.G. Pyrolysis criteria for assessing thermal maturity of organic matter in the Bazhenov Formation. № 4.

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Punanova S.A., Rodkin M.V. Development of shale hydrocarbon resources: geo-environmental risks. № 1.

Oksenoyd E.E., Popovskaya V.G., Pecherin T.N., Demichev P.S. Dynamics of hard-to-recover reserves development: Bazhenov-Abalak Play in Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra. № 2.

Marakova I.A. Geological trends of occurrence of heavy oil pools in north-eastern part of Timan-Pechora Province. № 3.

Bumagina V.A., Martynyuk E.V., Shvetsov E.I., Shiryayev A.V. Characteristic of Bazhenov carbonate rocks: Yaptiksalinsky Megadepression, northern part of Western Siberia. № 5.

Aflyatunov R.R., Bachkov A.P., Vedenina N.G., Voitovich S.E., Chernyshova N.G., Fortunatova N.K., Kanev A.S., Dakhnova M.V., Petersil'e V.I., Mozhegova S.V. High-carbon carbonate-siliceous domanik-type deposits: object of hydrocarbon resource base development in central part of South Tatarsky Arch. № 6.

Salakhidinova G.T., Kul'kov M.G., Vtorushina E.A. Combining pyrolysis and molecular parameters to improve reliability of assessment of Organic Matter maturity level in Bazhenov Formation (north-western part of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra). № 6.

ECOLOGY AND PROBLEMS OF OIL AND GAS DEPOSITS DEVELOPMENT

Abbasov G.A., Atakishieva N.A., Kurbanzade L.B. Preparation of proposals for efficient use of associated waters produced with oil in oil fields of the Absheron Peninsula. № 4.

DISCUSSIONS

Shemin G.G., Glazyrin P.A., Vakhromeev A.G., Bostrikov O.I., Deev E.V., Smirnov M.Yu., Moskvina V.I. Regional Middle-Upper Jurassic reservoirs in the Yenisei-Khatanga and neighbouring Gydan petroleum areas within the Siberian sector of Arctic: quantitative prediction of oil and gas occurrence. № 4.

Rodkin M.V., Punanova S.A. Trace element composition of natural objects: correlation dependences. № 4.

Zubkov M.Yu. Genesis of Cenomanian gas reservoirs (Yamal-Nenets Autonomous District). № 4.

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

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

2. Статья может быть доставлена в редакцию:

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

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

- рекомендуемое количество рисунков в статье — не более 10.

4. Переданные материалы должны содержать:

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

5. Правила оформления текста.

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

6. Правила написания математических формул.

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

7. Правила оформления рисунков и таблиц.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

8. Правила рецензирования и опубликования.

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

- Плата за публикацию статьи с авторов не взимается.

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

10. Правила оформления списка литературы.

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

GUIDELINES FOR AUTHORS

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

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

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

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

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

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

4. The materials submitted should include:

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

5. Text formatting rules:

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

6. Rules for mathematical formulas presentation:

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

7. Figures and Tables formatting rules:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

8. Review and publication rules:

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

- Publication of article is free for authors.

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

10. References formatting rules:

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

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

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

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

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

КОНТАКТЫ

Заместитель главного редактора

Виктор Иосифович *Петерсилье*
+7(916) 656-77-93, vipetersilie@mail.ru

Редакция

Зав. редакцией *В.В. Виноградова*
+7(495) 954-52-47, vinogradova@vnigni.ru
Выпускающий редактор *Е.А. Варламова*
Научный редактор *О.И. Будянская*
Дизайн, верстка *Д.А. Потатюев*
Корректор *Е.И. Таранина*

Адрес учредителя, издателя и редакции

105118 Москва, ш. Энтузиастов, 36
Тел. 8(495) 954-52-47
info@oilandgasgeology.ru

Сайт журнала «Геология нефти и газа»

www.oilandgasgeology.ru

Веб-мастер *П.Д. Шматченко*

Индекс в каталоге «Урал-Пресс» — 43299
Индекс в Объединенном каталоге «Пресса России» — 43299
Индекс в онлайн-каталоге «Почта России» — П4631

CONTACT INFORMATION

Deputy Editor in Chief

Viktor Petersilye
+7(916) 656-77-93, vipetersilie@mail.ru

Editorial office

Managing editor V.V. Vinogradova
+7(495) 954-52-47, vinogradova@vnigni.ru
Executive editor E.A. Varlamova
Science editor O.I. Budyanskaya
Design, layout D.A. Potatuev
Proofreader E.I. Taranina

Adress

36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118
Tel. 8(495) 954-52-47
info@oilandgasgeology.ru

Website

www.oilandgasgeology.ru

Webmaster P.D. Shmatchenko

Catalogue "The Ural-Press Agency" Index — 43299
Unified catalogue "Russian Press" Index — 43299
Online catalogue "Russian Post" Index — П4631

Цена свободная

Тираж 400 экз. Бумага мелованная, гарнитура PT Serif, Calibri
Отпечатано в ООО «Типография Офсетной Печати»
115114 Москва, ул. Дербеневская, 20, стр. 6

Open price

Circulation 400 copies. Coated paper, typeface PT Serif, Calibri
Printed by ООО "Tipografiya Ofsetnoy Pechati"
115114, 20, build. 6, ul. Derbenevskaya, Moscow, Russia
