

Научный журнал

Учредитель и издатель:

ФГБУН Институт морской геологии и геофизики
Дальневосточного отделения
Российской академии наук

Издаётся с января 2017 г.

Периодичность издания 4 раза в год

Scientific journal

Founder and Publisher:

Institute of Marine Geology and Geophysics
of the Far Eastern Branch
of the Russian Academy of Sciences

Published since January 2017

Periodicity: Quarterly

Основная задача журнала – информирование научной общественности, российской и зарубежной, о результатах изучения геосистем переходных зон Земли и связанных с ними проблем геофизики, геологии, геодинамики, сейсмологии, геоэкологии и других наук.

The main objective of the journal is informing of scientific community, Russian and foreign, about the results of researches in geosystems of the Earth's transition zones and related problems of geophysics, geology, geodynamics, seismology, geoecology and other sciences.

Журнал:

- индексируется в **Российском индексе научного цитирования (РИНЦ)**;
- регистрируется в системе **CrossRef**. Научным публикациям присваивается идентификатор – DOI;
- включен в каталог **Ulrich's Periodicals Directory**;
- включен в международную базу научных журналов открытого доступа – **Directory of Open Access Journals (DOAJ)**;
- входит в **Перечень ВАК** – Перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, доктора наук по следующим научным специальностям и соответствующим им отраслям науки: :

- 1.6.1. Общая и региональная геология. Геотектоника и геодинамика (*геолого-минералогические*)
- 1.6.3. Петрология, вулканология (*геолого-минералогические*)
- 1.6.9. Геофизика (*геолого-минералогические; физико-математические*)
- 1.6.14. Геоморфология и палеогеография (*географические*)
- 1.6.17. Океанология (*географические; геолого-минералогические; физико-математические*)
- 1.6.20. Геоинформатика, картография (*физико-математические*)
- 1.6.21. Геоэкология (*географические; геолого-минералогические*)
- 1.5.15. Экология (*биологические*)
- 1.1.8. Механика деформируемого твердого тела (*технические; физико-математические*)
- отнесен в Перечне ВАК к журналам II квартиля (K2).

The Journal is:

- indexed in **Russian Science Citation Index (RISC)**;
 - registered in the **CrossRef** system. Scientific publications are assigned an individual identifier DOI;
 - included in the **Ulrich's Periodicals Directory** database;
 - included in the **Directory of Open Access Journals (DOAJ)**;
 - included in the **VAK List** – the List of peer reviewed scientific journals, in which main scientific results of dissertations for the Candidate of Sciences and Doctor of Sciences degrees in the following scientific specialties and corresponding branches of science should be published:
- 1.6.1. General and regional geology. Geotectonics and geodynamics (*Geology and Mineralogy*)
 - 1.6.3. Petrology and volcanology (*Geology and Mineralogy*)
 - 1.6.9. Geophysics (*Geology and Mineralogy; Physics and Mathematics*)
 - 1.6.14. Geomorphology and Paleogeography (*Geography*)
 - 1.6.17. Oceanology (*Geography; Geology and Mineralogy; Physics and Mathematics*)
 - 1.6.20. Geoinformatics and cartography (*Physics and Mathematics*)
 - 1.6.21. Geoecology (*Geography; Geology and Mineralogy*)
 - 1.5.15. Ecology (*Biology*)
 - 1.1.8. Mechanics of deformable solids (*Physics and Mathematics; Engineering*)
 - it is assigned to the K2 quartile in the VAK list.

Адрес учредителя и издателя

ИМГиГ ДВО РАН
ул. Науки, 16, Южно-Сахалинск, 693022
Тел./факс: (4242) 791517
E-mail: gtrz-journal@mail.ru
Сайт: <http://journal.imgg.ru>

Postal address

IMGG FEB RAS
1B, Nauki Str., Yuzhno-Sakhalinsk, 693022
Tel. / Fax: (4242) 791517
E-mail: gtrz-journal@mail.ru
Website: <http://journal.imgg.ru>

© ИМГиГ ДВО РАН, 2023

Редакционная коллегия*Главный редактор*

Завьялов Петр Олегович, член-корреспондент РАН, д-р геогр. наук, заместитель директора, руководитель лаборатории взаимодействия океана с водами суши и антропогенных процессов, Институт океанологии им. П.П. Ширшова РАН, Москва

Заместитель главного редактора

Богомолов Леонид Михайлович, д-р физ.-мат. наук, директор, Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН, Южно-Сахалинск

Ответственный секретарь

Прытков Александр Сергеевич, канд. физ.-мат. наук, Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН, Южно-Сахалинск

- **Адушкин Виталий Васильевич**, академик РАН, д-р физ.-мат. наук, Институт динамики геосфер РАН; Московский физико-технический институт, Москва
- **Алексанин Анатолий Иванович**, д-р техн. наук, Институт автоматизации и процессов управления ДВО РАН, Владивосток
- **Быков Виктор Геннадьевич**, д-р физ.-мат. наук, Институт тектоники и геофизики им. Ю.А. Косыгина ДВО РАН, Хабаровск
- **Закупин Александр Сергеевич**, канд. физ.-мат. наук, Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН, Южно-Сахалинск – *зам. главного редактора*
- **Ковалев Дмитрий Петрович**, д-р физ.-мат. наук, Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН, Южно-Сахалинск
- **Кочарян Геворг Грантович**, д-р физ.-мат. наук, профессор, Институт динамики геосфер РАН, Москва
- **Куркин Андрей Александрович**, д-р физ.-мат. наук, профессор, Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева, Нижний Новгород
- **Лабай Вячеслав Степанович**, д-р биол. наук, Сахалинский филиал Всероссийского научно-исследовательского института рыбного хозяйства и океанографии, Южно-Сахалинск
- **Левин Владимир Алексеевич**, академик РАН, д-р физ.-мат. наук, профессор, Институт автоматизации и процессов управления ДВО РАН, Владивосток; Институт механики МГУ им. М.В. Ломоносова, Москва
- **Лучин Владимир Александрович**, д-р геогр. наук, Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева ДВО РАН, Владивосток
- **Марапупец Юрий Валентинович**, д-р физ.-мат. наук, доцент, Институт космофизических исследований и распространения радиоволн ДВО РАН, Камчатский край, Паратунка
- **Огородов Станислав Анатольевич**, профессор РАН, д-р геогр. наук, чл.-корр. РАН, МГУ им. М.В. Ломоносова, Москва
- **Плехов Олег Анатольевич**, чл.-корр. РАН, д-р физ.-мат. наук, профессор, Институт механики сплошных сред УрО РАН, Пермь
- **Разжигаяева Надежда Глебовна**, д-р геогр. наук, Тихоокеанский институт географии ДВО РАН, Владивосток
- **Ребetsкий Юрий Леонидович**, д-р физ.-мат. наук, Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, Москва
- **Родкин Михаил Владимирович**, д-р физ.-мат. наук, Международный институт теории прогноза землетрясений и математической геофизики РАН, Москва
- **Рыбин Анатолий Кузьмич**, д-р физ.-мат. наук, Научная станция РАН в г. Бишкеке, Бишкек, Киргизия
- **Сасорова Елена Васильевна**, д-р физ.-мат. наук, Институт океанологии им. П.П. Ширшова РАН, Москва

Editorial Board*Editor-in-Chief*

Peter O. Zav'yalov, Corr. Member of the RAS, Dr. Sci. (Geography), Deputy Director, Head of the Laboratory of land-ocean interactions and the anthropogenic impact, P.P. Shirshov Institute of Oceanology of RAS, Moscow, Russia

Deputy Editor-in-Chief

Leonid M. Bogomolov, Dr. Sci. (Phys. and Math.), Director, Institute of Marine Geology and Geophysics of the FEB RAS, Yuzhno-Sakhalinsk, Russia

Executive Secretary

Alexander S. Prytkov, Cand. Sci. (Phys. and Math.), Institute of Marine Geology and Geophysics of the FEB RAS, Yuzhno-Sakhalinsk

- **Vitaly V. Adushkin**, Academician of RAS, Dr. Sci. (Phys. and Math.), Institute of Geosphere Dynamics of RAS; Moscow Institute of Physics and Technology, Moscow
- **Anatoly I. Alexanin**, Dr. Sci. (Eng.), The Institute of Automation and Control Processes of the FEB RAS, Vladivostok
- **Victor G. Bykov**, Dr. Sci. (Phys. and Math.), Yu.A. Kosygin Institute of Tectonics and Geophysics of the FEB RAS, Khabarovsk
- **Alexander S. Zakupin**, Cand. Sci. (Phys. and Math.), Institute of Marine Geology and Geophysics of the FEB RAS, Yuzhno-Sakhalinsk – *Deputy Editor-in-Chief*
- **Dmitry P. Kovalev**, Dr. Sci. (Phys. and Math.), Institute of Marine Geology and Geophysics of the FEB RAS, Yuzhno-Sakhalinsk
- **Gevorg G. Kocharyan**, Dr. Sci. (Phys. and Math.), Professor, Institute of Geosphere Dynamics of RAS, Moscow
- **Andrei A. Kurkin**, Dr. Sci. (Phys. and Math.), Professor, Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev, Nizhny Novgorod
- **Vyacheslav S. Labay**, Dr. Sci. (Biology), Sakhalin Branch of the Russian Federal Research Institute of Fisheries and Oceanography, Yuzhno-Sakhalinsk
- **Vladimir A. Levin**, Academician of RAS, Dr. Sci. (Phys. and Math.), Professor, Institute of Automation and Control Processes of the FEB RAS, Vladivostok; Lomonosov Moscow State University, Moscow
- **Vladimir A. Luchin**, Dr. Sci. (Geogr.), V.I. Il'ichev Pacific Oceanological Institute of the FEB RAS, Vladivostok
- **Yuri V. Marapulets**, Dr. Sci. (Phys. and Math.), Associate Professor, Institute of Cosmophysical Research and Radio Wave Propagation of the FEB RAS, Kamchatka Region
- **Stanislav A. Ogorodov**, Professor of RAS, Dr. Sci. (Geogr.), Corr. Member of RAES, Lomonosov Moscow State University, Moscow
- **Oleg A. Plekhov**, Corr. Member of RAS, Dr. Sci. (Phys. and Math.), Professor, Institute of Continuous Media Mechanics of the Ural Branch of RAS, Perm'
- **Nadezhda G. Razjigaeva**, Dr. Sci. (Geogr.), Pacific Institute of Geography of the Far Eastern Branch of RAS, Vladivostok
- **Yuri L. Rebetskiy**, Dr. Sci. (Phys. and Math.), Schmidt Institute of Physics of the Earth of RAS, Moscow
- **Mikhail V. Rodkin**, Dr. Sci. (Phys. and Math.), Institute of Earthquake Prediction Theory and Mathematical Geophysics of RAS, Moscow
- **Anatoly K. Rybin**, Dr. Sci. (Phys. and Math.), Research Station of RAS in Bishkek City, Bishkek, Kyrgyzstan
- **Elena V. Sasorova**, Dr. Sci. (Phys. and Math.), P.P. Shirshov Institute of Oceanology of RAS, Moscow

Редакционная коллегия

- **Сергеева Ирина Вячеславовна**, д-р биол. наук, профессор, Саратовский государственный аграрный университет им. Н.И. Вавилова, Саратов
- **Такахаши Хироаки**, профессор, Институт сейсмологии и вулканологии Университета Хоккайдо, Саппоро, Япония
- **Троицкая Юлия Игоревна**, д-р физ.-мат. наук, профессор, Институт прикладной физики РАН, Нижний Новгород; Нижегородский гос. университет им Н.И. Лобачевского, Нижний Новгород
- **Христофорова Надежда Константиновна**, д-р биол. наук, профессор, чл.-корр. РАЕН, Заслуженный деятель науки РФ, Дальневосточный федеральный университет, Владивосток
- **Шакиров Ренат Белалович**, д-р геол.-минер. наук, доцент, Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева ДВО РАН, Владивосток
- **Шевченко Георгий Владимирович**, д-р физ.-мат. наук, Сахалинский филиал Всероссийского научно-исследовательского института рыбного хозяйства и океанографии, Южно-Сахалинск
- **Шеменда Александр Ильич**, профессор исключительного класса, Университет Ниццы София-Антиполис, Ницца, Франция
- **Ярмолук Владимир Викторович**, академик РАН, д-р геол.-минер. наук, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, Москва

Editorial Board

- **Irina V. Sergeeva**, Dr. Sci. (Biology), Professor, Saratov State Vavilov Agrarian University, Saratov
- **Hiroaki Takahashi**, Professor, Institute of Seismology and Volcanology, Hokkaido University, Sapporo, Japan
- **Yuliya I. Troitskaya**, Dr. Sci. (Phys. and Math.), Professor, Institute of Applied Physics of RAS, Nizhniy Novgorod; Lobachevsky University, Nizhniy Novgorod
- **Nadezhda K. Khristoforova**, Dr. Sci. (Biology), Professor, Corr. Member of RAES, Far Eastern Federal University, Vladivostok
- **Renat B. Shakirov**, Dr. Sci. (Geol. and Miner.), Associate Professor, V.I. Il'ichev Pacific Oceanological Institute of the FEB RAS, Vladivostok
- **Georgiy V. Shevchenko**, Dr. Sci. (Phys. and Math.), Sakhalin Branch of the Russian Federal Research Institute of Fisheries and Oceanography, Yuzhno-Sakhalinsk
- **Alexandre I. Chemenda (Shemenda)**, Dr. Sci. (Phys. and Math.), Professeur des Universités de Classe Exceptionnelle, Université de Nice Sophia Antipolis, Nice, France
- **Vladimir V. Yarmolyuk**, Academician of RAS, Dr. Sci. (Geol. and Miner.), Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry of RAS, Moscow

Журнал зарегистрирован в Федеральной службе по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций. (Регистрационный номер ПИ № ФС 77-73243 от 13.07.2018 г.). Территория распространения – Российская Федерация, зарубежные страны.

Переводчик Качесова Галина Сергеевна

Редактор к.ф.н. **Низяева Галина Филипповна**
Компьютерная верстка **Филимонкина Анна Александровна**
Корректор **Качесова Галина Сергеевна**
Дизайн **Леоненкова Александра Викторовна**

Адрес редакции журнала и типографии:
 693022, Россия, г. Южно-Сахалинск, ул. Науки, 1Б.
 gtrz-journal@mail.ru

Формат 60 × 84 /8. Усл. печ. л. 13.2.
 Тираж 150 экз. Заказ 8023. Свободная цена.
 Дата выхода в свет 28.09.2023.

Подписной индекс в Объединенном интернет-каталоге «Пресса России» (www.pressa-rr.ru) – 80882.

По вопросам распространения обращаться также в редакцию.

Translator Galina S. Kachesova

Editor **Galina Ph. Nizyaeva**, Cand. Sci. (Phylogeny)
Desktop publishing **Anna A. Filimonkina**
Proofreader **Galina S. Kachesova**
Design **Alexandra V. Leonenkova**

Postal address of the Editorial Office and printing house:
 1B, Nauki Str., Yuzhno-Sakhalinsk, 693022.
 gtrz-journal@mail.ru

Sheet size 60 × 84 /8. Conv. print. sheets 13.2.
 Number of copies 150. Order no. 8023. Free price.
 Date of publishing 28.09.2023.

Subscription index in the United web-catalogue "Press of Russia" (www.pressa-rr.ru) – 80882.

Please also contact the Editorial Office for distribution.

СОДЕРЖАНИЕ

CONTENT

Геофизика. Сейсмология

Н.А. Сычева. Исследование сейсмотектонических деформаций земной коры Алтае-Саянской горной области. Часть I ... 223

Общая и региональная геология

М.Ф. Крутенко, В.И. Исаев, Г. Лобова. «Палеозойская» нефть Урманского месторождения (юго-восток Западной Сибири) ... 243

Общая и региональная геология. Океанология

Р.Б. Шакиров, Е.В. Мальцева, А.Л. Веникова, Н.Л. Соколова, А. И. Гресов. Комплексные геолого-геофизические исследования по обоснованию внешней границы континентального шельфа России в Охотском и Восточно-Сибирском морях (2006–2009 гг.): обзор ... 264

Океанология. Геоинформатика и картография

Г.В. Шевченко, Д.М. Ложкин. Сезонные и межгодовые вариации температуры поверхности моря в Татарском проливе по спутниковым данным ... 276

[*Т.А. Воронина, В.В. Воронин.* Метод выбора данных для восстановления формы источника цунами] ... 292

Механика деформируемого твердого тела

П.Г. Великанов, Ю.П. Артюхин. Исследование по динамике многоэтажных зданий ... 304

Геоэкология. Геоинформатика, картография

НАУЧНАЯ СМЕНА

М.Н. Маслова. Количественный анализ эколого-хозяйственного баланса и структуры использования земель бассейна р. Туманная ... 316

Geophysics. Seismology

N.A. Sycheva. Study of seismotectonic deformations of the Earth's crust in the Altai-Sayan mountain region. Part I ... 223

General and regional geology

M.F. Krutenko, V.I. Isaev, G. Lobova. The Paleozoic oil in the Urman field (the southeast of Western Siberia) ... 243

General and regional geology. Oceanology

R.B. Shakirov, E.V. Maltseva, A.L. Venikova, N.L. Sokolova, A.I. Gresov. Complex geological and geophysical studies on substantiation of the outer limits of the Russian continental shelf in the Sea of Okhotsk and East Siberian Sea (2006–2009): Review (in Engl., <http://journal.imgg.ru/web/full/f-e2023-3-3.pdf>) ... 264

Oceanology. Geoinformatics and cartography

G.V. Shevchenko, D.M. Lozhkin. Seasonal and interannual variations in sea surface temperature in the Tatar Strait according to satellite data (in Engl., <http://journal.imgg.ru/web/full/f-e2023-3-4.pdf>) ... 276

T.A. Voronina, V.V. Voronin. Data selection method for restoring a tsunami source form (in English) ... 292

Mechanics of deformable solids

P.G. Velikanov, Y.P. Artyukhin. Research on the dynamics of multi-storey buildings ... 304

Geocology. Geoinformatics and cartography

NEW SCIENTIFIC GENERATION

M.N. Maslova. Quantitative analysis of the ecological and economic balance and the structure of land use in the basin of the Tumannaya River ... 316



«Палеозойская» нефть Урманского месторождения (юго-восток Западной Сибири)

М. Ф. Крутенко^{@1}, В. И. Исаев¹, Г. Лобова²

@ E-mail: margaritagalieva@gmail.com

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

²Независимый эксперт, Висагинас, Литва

Резюме. В работе представлены результаты применения палеотемпературного моделирования для определения вероятных источников, формирующих залежи углеводородов в доюрском фундаменте на юго-востоке Западной Сибири. Открытие залежей легкой нефти на глубинах свыше 7000 м в Таримском бассейне (КНР) свидетельствует о возможности существования благоприятного температурного режима для генерации и сохранения залежей углеводородов даже на столь больших глубинах. По некоторым оценкам, в глубоководных резервуарах содержится около 40 % доказанных мировых запасов нефти и газа. С палеозойскими осадочными бассейнами Западно-Сибирской плиты, формирующимися на срединных массивах, где на протяжении длительного геологического времени сохраняются благоприятные условия для накопления и преобразования рассеянного органического вещества в углеводороды, российские ученые также связывают большие перспективы. Существуют две концепции «главного источника» нефти, заполняющей палеозойские резервуары. Первая предполагает формирование залежи за счет восходящей миграции, вторая – за счет нисходящей межпластовой миграции углеводородов из юрских источников генерации. В настоящем исследовании ставится цель – определить вероятные источники «палеозойских» залежей углеводородов на Урманском месторождении методом моделирования термической истории фанерозойских потенциально нефтематеринских свит. Ранее авторы провели подобное исследование на Останинской группе месторождений. Исследования продолжены на Чузикско-Чижапской группе месторождений, приуроченной к одноименной тектонической структуре. Обе группы принадлежат к Нюрольскому осадочному бассейну. Установлено, что палеозойский резервуар на Урманском месторождении аккумулирует частично сохранившийся газ, источником которого являются палеозойские нефтематеринские свиты, и нефть, представляющую собой смесь юрской нефти морского и континентального генезисов.

Ключевые слова: генезис «палеозойских» залежей углеводородов, моделирование термической истории, фанерозойские потенциально нефтематеринские свиты, Урманское месторождение, юго-восток Западной Сибири

The Paleozoic oil in the Urman field (the southeast of Western Siberia)

Margarita F. Krutenko^{@1}, Valery I. Isaev¹, Galina Lobova²

@ E-mail: margaritagalieva@gmail.com

¹National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

²Independent expert, Visaginas, Lithuania

Abstract. This paper presents the results of applying paleotemperature modelling for determination possible sources, which form hydrocarbon deposits in the pre-Jurassic basement in the southeast of Western Siberia. Discovery of light oil deposits below the depth of 7000 m in the Tarim basin indicates the possibility of existence favourable temperature regime for generation and conservation of hydrocarbon deposits even at such great depths. According to some estimates about 40 % of the total proved oil and gas reserves in the world are distributed in the superdeep strata. Russian scientists also have extensive prospects for the Paleozoic sedimentary basins of Western Siberian Plate. These basins formed on betwixt mountains, where favourable environment for accumulation of dispersed organic matter and its transformation into hydrocarbons persisted for a long geological time. There are two concepts of “the main source” for oil accumulated in the Paleozoic reservoirs. The first suggests deposit formation via upward migration, while the second supports the

idea of downward interstratal migration of hydrocarbons from the Jurassic source rocks. The aim of this study is to determine possible sources for the Paleozoic hydrocarbon deposits in the Urman field via modelling of thermal history of the Phanerozoic oil-source rocks. The first experience of performing such research is related to the Ostanino group of fields. The research is continued for the Chuzic-Chizhapka group of fields, which is located on the tectonic unit of the same name. Both groups are associated with the Nyurol sedimentary basin. It was found that the Paleozoic reservoir of the Urman field accumulates partially preserved gas generated by the Paleozoic source-rocks and oil representing a mixture of the Jurassic oil of marine and terrigenous origin.

Keywords: origin of the Paleozoic hydrocarbon deposits, modelling of thermal history, the Phanerozoic oil-source rocks, the Urman field, southeast of Western Siberia

Благодарности

Авторы выражают глубокую признательность Валерию Ивановичу Исаеву (посмертно) за многолетнее руководство группой томских геотермиков и благодарят Ольгу Степановну Исаеву, руководителя Томского филиала Федерального бюджетного учреждения «Территориального фонда геологической информации по Сибирскому федеральному округу» за предоставленный фактический материал.

Для цитирования: Крутенко М.Ф., Исаев В.И., Лобова Г. «Палеозойская» нефть Урманского месторождения (юго-восток Западной Сибири). *Геосистемы переходных зон*, 2023, т. 7, № 3, с. 243–263. <https://doi.org/10.30730/gtr.2023.7.3.243-263>; <https://www.elibrary.ru/eeerziz>

Введение

Вопрос о воспроизводстве запасов углеводородов (УВ) за счет глубокозалегающих резервуаров, возникший еще в прошлом столетии, актуален и по сей день. Потенциальные перспективы восполнения ресурсной базы углеводородного сырья на юго-востоке Западной Сибири связывают с открытием месторождений в породах доюрского фундамента, и это не случайно. Наличие углеводородов, связанных с протерозойско-палеозойским стратиграфическим уровнем, доказано открытием крупных месторождений в восьми нефтегазоносных провинциях мира, как в пределах России (Волго-Уральская, Тимано-Печорская [1], Восточно-Сибирская), так и в известных бассейнах Китая (Таримский, Ордосский и Сычуаньский), Северной Америки (Пермский, Уиллистонский и Мичиганский), Ближнего Востока (Оманский) [2]. По оценкам [3], около 40 % доказанных мировых запасов нефти и газа сосредоточены в сверхглубоких пластах. Открытие в 2016 г. залежей легкой нефти на сверхбольших глубинах (7000–8500 м) в Таримском бассейне на крупном нефтегазовом месторождении Шунбэй [3] свидетельствует о возможности существования благоприятного темпе-

Acknowledgements

The authors greatly appreciate Valery Ivanovich Isaev (posthumously) for many years of guidance of Tomsk geothermic group and thank Olga Stepanovna Isaeva, the director of Tomsk branch of the Federal Budgetary Institution “Territorial fund of geological information in Siberian Federal District”, for providing factual data.

For citation: Krutenko M.F., Isaev V.I., Lobova G. The Paleozoic oil in the Urman field (the southeast of Western Siberia). *Geosistemy perehodnykh zon = Geosystems of Transition Zones*, 2023, vol. 7, no. 3, pp. 243–263. (In Russ., abstr. in Engl.). <https://doi.org/10.30730/gtr.2023.7.3.243-263>; <https://www.elibrary.ru/eeerziz>

ратурного режима для генерации и сохранности залежей углеводородов даже на столь больших глубинах. Здесь из скважины Лунтан 1 ведется добыча нефти из кембрийского пласта Усонггер (интервал 8203–8260 м) [4]. Предполагается, что кембрийские коллекторы в Таримском бассейне занимают площадь примерно 20 000 км², при этом ресурсы нефти могут достигать более 1 млрд т [4].

С палеозоем юго-восточной части Западно-Сибирской плиты наши ученые также связывают большие перспективы нефтегазоносности [5–7 и др.]. Основной интерес вызывают палеозойские осадочные бассейны, формирующиеся на срединных массивах, где в силу общего устойчивого погружения на протяжении длительного геологического времени сохраняются благоприятные условия для накопления рассеянного органического вещества и преобразования его в углеводороды [8]. В пределах Межовского срединного массива сформировался Нюрольский осадочный бассейн, перспективность которого с точки зрения тектонического строения подтверждается большим количеством открытых на данной территории залежей в палеозойском нефтегазоносном комплексе (НГК), полученными притоками нефти и газа, многочисленными газо- и нефтепрояв-

лениями. Однако проблему генезиса месторождений углеводородов в палеозойском НГК Западной Сибири нельзя считать решенной. Дискуссия ведется о «главном источнике» нефти, заполняющей палеозойские резервуары.

Предложены две концепции. Согласно первой, палеозойские отложения имеют свой самостоятельный нефтегенерационный потенциал, а залежи УВ образуются путем восходящей миграции [9]. Согласно второй концепции, основанной на корреляции нефтей палеозойских залежей и битумоидов юрских материнских пород, залежи УВ в палеозойском НГК сформированы нисходящей межпластовой миграцией УВ из юрских источников генерации [10].

Ранее мы выполнили подобное исследование на Останинской группе месторождений

(Томская область) [11]. Для продолжения исследования была выбрана Чузыкско-Чижапская группа месторождений (рис. 1), принадлежащая одноименной тектонической структуре. Обе группы приурочены к Нюрольскому осадочному бассейну [12].

В настоящем исследовании ставится цель – определить вероятные источники «палеозойских» залежей нефти и газа на Урманском месторождении методом моделирования термической истории фанерозойских потенциально нефтематеринских свит и дать оценку их роли в формировании этих залежей.

Методика и объект исследований

Методика исследований базируется на применении хорошо апробированного метода

палеотемпературного моделирования [13], основанного на численном решении уравнения теплопроводности горизонтально-слоистого твердого тела с подвижной верхней границей. В качестве краевого условия в математическую модель включен «местный» климатический вековой ход температур на земной поверхности (рис. 2), начиная с позднего ордовика (449.1–0 млн л.н.). В роли фактических измерений для построения моделей выступают температуры, полученные при испытаниях скважин, а также палеотемпературы из определений отражательной способности витринита (ОСВ).

С раннемелового времени (120–0 млн л.н.) «местный» вековой ход для юго-востока Западной Сибири построен на основе обобщения экспериментальных определений и палеоклиматических реконструкций [14].

С позднеордовикского до раннемелового (449.1–

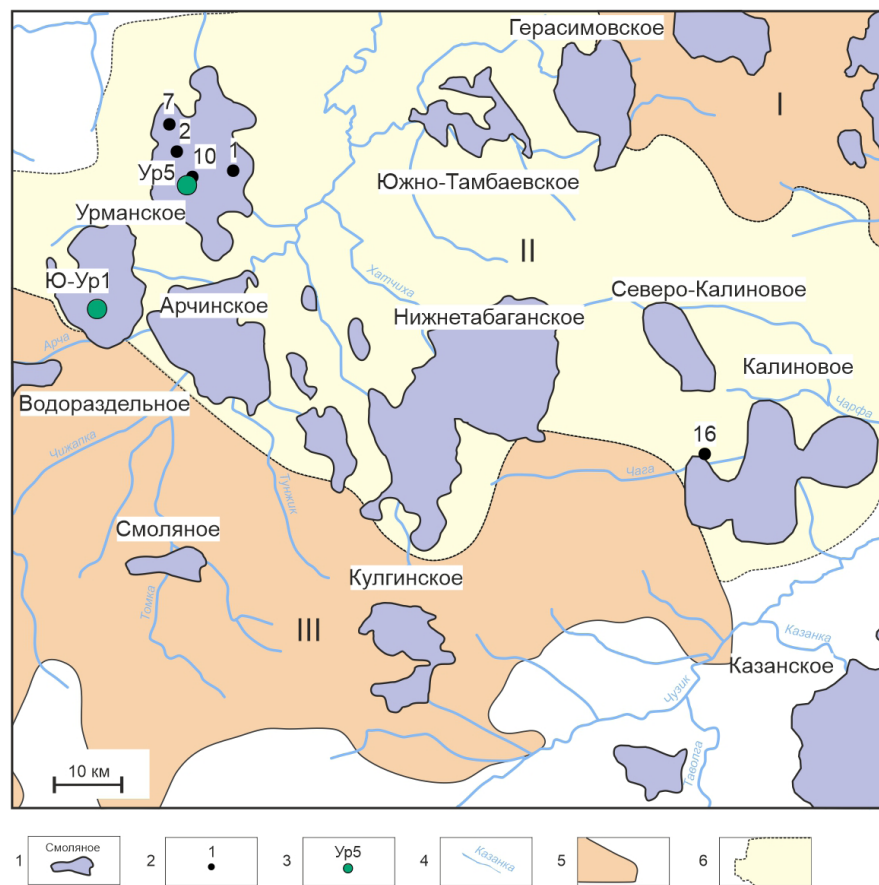


Рис. 1. Обзорная карта территории исследования: 1 – месторождение УВ; 2 – глубокая скважина; 3 – скважина, для которой выполнялось палеотемпературное моделирование; 4 – речная сеть; 5 – положительные структуры II порядка (по [12]): I – Пудинское мезоподнятие, III – Лавровский мезовыступ; 6 – промежуточные структуры II порядка: II – Чузыкско-Чижапская мезоседловина.

Fig. 1. The overview map of the research territory: 1 – a hydrocarbon field; 2 – a deep well; 3 – a well, for which paleotemperature modelling was performed; 4 – river system; 5 – positive second-order tectonic units (according to [12]): I – Pudin mesouplift, III – Lavrov mesoarch; 6 – transitional tectonic unit of the II order: II – Chuzick-Chizhapka mesodepression.



Рис. 2. Верхнее граничное условие параметрической модели – вековой ход температур земной поверхности на юго-востоке Западной Сибири.

Fig. 2. The upper boundary condition in parametric model – secular trend in temperatures of the Earth's surface in the southeast of Western Siberia.

120 млн л.н.) «местный» вековой ход температур на поверхности Земли дополняется палеоклиматическими реконструкциями [15], основанными на совмещении анализов литологических и палеонтологических индикаторов климата и изотопного анализа кислорода.

Этапы моделирования, входные параметры модели и выходные данные представлены в виде блок-схемы и подробно описаны в работе [11]. Реконструкция производится на основании принятой региональной стратиграфической схемы палеозойских образований для Нюрольского структурно-фациального района [16].

Динамика теплового потока во времени связана с тектоническим развитием территории исследования. Доюрский этап развития территории характеризуется накоплением осадков и рифтогенезом в позднегерцинское время, вызванным действовавшим мантийным суперплюмом.

Начиная с ордовика–силура на территории начинает накапливаться осадочный чехол. Осадконакопление продолжается вплоть до каменноугольного периода с небольшим перерывом в эйфеле. Экспериментальные данные о палеотермометрах, характеризующих температуры осадочного чехла в период до активизации

мантийного плюма, получить невозможно ввиду того, что все органические и минеральные показатели палеотемператур характеризуют только максимальные температуры, т.е. температуры эпохи активизации плюма [17]. Поэтому принято, что тепловой поток для этого времени (позднеордовикский – среднекаменноугольный периоды, 450–313.2 млн л.н.) превосходит современный тепловой поток из основания осадочного разреза в 2 раза. Этот этап характеризуется постоянным тепловым потоком.

Тепловой поток в периоды становления и угасания мантийного плюма описан с помощью математической функции, обладающей максимальной скоростью увеличения / уменьшения значения, – уравнением четверти окружности (рис. 3).

Данная модель, в отличие от используемой нами ранее [11], значительно доработана. Основные отличия ее от предыдущей заключаются в том, что, во-первых, учитывается активность Сибирского суперплюма, который вызвал значительное увеличение теплового потока на рубеже перми и триаса (занявшего 1–2 млн лет в период 249–251 млн л.н. [18] или, по другим данным, 250–252 млн л.н. [19, 20]). Уровень возрастания теплового потока

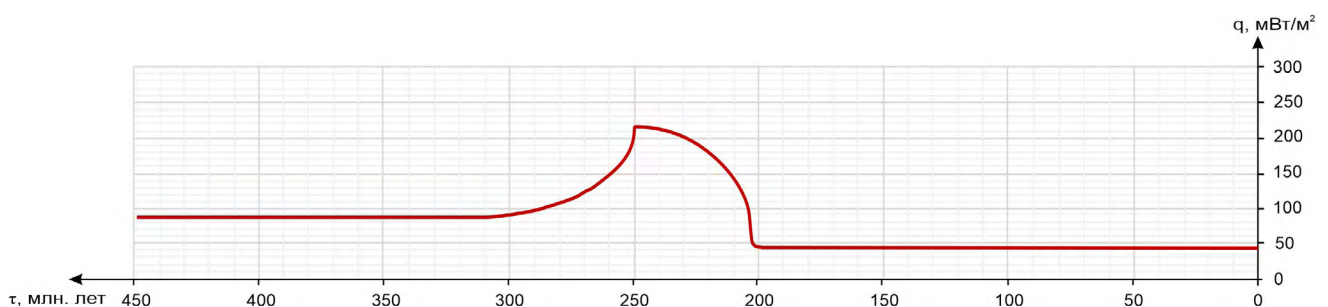


Рис. 3. Динамика теплового потока во времени (на примере скважины Южно-Урманская 1).

Fig. 3. Deep heat flow dynamics in time (by the example of the Yuzhno-Urman 1 well).

был определен методом подбора по ОСВ в доюрских отложениях. Во-вторых, принято, что максимум температур в осадочном разрезе по времени может быть связан именно с действовавшим мантийным плюмом, т.е. привязан к конкретному геологическому событию. И в-третьих, принято допущение о том, что тепловой поток позднего ордовика – среднего карбона превышает современный всего в 2 раза [17]. В ранней модели для характеристики этого времени использовалась величина теплового потока, соответствующая максимуму теплового потока ($200\text{--}300\text{ мВт/м}^2$), рассчитанному по определениям ОСВ в доюрских отложениях [11]. Известно, что плотность современных тепловых потоков редко превосходит 150 мВт/м^2 . Потоки более 100 мВт/м^2 характерны для зон современного вулканизма. Поэтому сложно допустить существование столь высоких тепловых потоков в период спокойного режима осадконакопления без масштабной вулканической активности. Представляется, что обновленные характеристики теплового потока более тесно связаны с геологическим строением изучаемой территории, поэтому их использование предпочтительно.

Объектом исследований выбрано одно из месторождений Чузикско-Чижапской группы, административно приуроченное к Парабельскому району Томской области (рис. 1). В геологическом строении описываемой территории принимают участие структуры платформенного чехла. Доюрский фундамент представлен отложениями силура, девона, реже карбона и перми. Толщина осадочного чехла изменяется от 2803 м (Калиновое месторождение) до 3250 м (Урманское месторождение). Мощность коры выветривания на территории изменяется от 0 до 208 м (Нижнетабаганское месторождение). Мощность вскрытых доюрских отложений до 1483 м (Калиновое 16).

Чузикско-Чижапская группа месторождений характеризуется очень высокой концентрацией месторождений в доюрском нефтегазоносном комплексе (среди них Урманское, Арчинское, Нижнетабаганское, Калиновое, Северо-Калиновое, Южно-Тамбаевское, Южно-Табаганское месторождения). При этом геологические условия Чузикско-Чижапской группы значительно отличаются от таковых

Останинской группы, на которых наблюдается значительно усеченный разрез юрской толщи, в частности отсутствует нижнеюрская тогурская свита. На территории Чузикско-Чижапской группы накапливались палеозойские отложения рифогенного типа с постепенным переходом к депрессионному в восточном направлении. Кроме того, территория характеризуется широким разбросом возрастов вскрытых в кровле палеозоя отложений – от силурийских до раннепермских.

Таким образом, выбор в качестве территории исследования Чузикско-Чижапской группы обусловлен ее высоким нефтегазоносным потенциалом и широким разнообразием геологических условий. Включение территории данной группы в исследование возможных источников генерации углеводородов, заполняющих ловушки в доюрском комплексе, позволит дополнить результаты по Останинской группе и с учетом изучения различных геологических обстановок сделать их более комплексными.

Выбор пал на *Урманское месторождение*, которое находится в пределах Чузикско-Чижапской мезоседловины в центральной части Нюрольского погруженного блока Межовского срединного массива. Покров погруженного блока представлен карбонатными, терригенно-карбонатными и терригенными толщами от силурийского до раннедевонского возраста значительной мощности. В пределах Урманского месторождения породы палеозоя моноклинально погружаются в западном направлении, углы падения изменяются от 5 до 25° .

Урманская структура осложнена двумя локальными поднятиями – собственно Урманским и Южно-Урманским, расположенным в юго-западной части поднятия. Породы фундамента, коры выветривания и нижнеюрские отложения рассечены многочисленными проникающими малоамплитудными разрывными нарушениями, с субвертикальными поверхностями сместителей. Несмотря на то что в рассматриваемом районе переработка палеозойских пород герцинскими движениями не слишком велика, здесь широко развиты разломы северо-западного простирания. Фундамент территории месторождения имеет покровно-складчатое строение. Покровно-складчатые сооружения были окончательно

консолидированы в герцинское (позднепалеозойское) время, а в раннем триасе нарушены рифтогенными процессами, в результате которых сформировались грабенообразные структуры, выполненные в основном магматическими породами основного и среднего состава.

Основная залежь сконцентрирована в пределах Урманского локального поднятия. По эрозионной поверхности палеозоя (отражающий горизонт M_1) Урманское поднятие ограничено изогипсами (–2990)–3010 м, имеет амплитуду около 100 м и размеры 8×12 км и осложнено Северным куполом и Центральной слабо дифференцированной приподнятой зоной. Наивысшими отметками характеризуется Северный купол, который замыкается изогипсой –2920 м и имеет амплитуду 40 м.

Промышленная нефтегазоносность Урманского месторождения связана с залежами в кавернозно-трещиноватых карбонатах коренных пород палеозоя (горизонт M_1), с отложениями коры выветривания (горизонт M), а также с терригенными коллекторами пластов салатской и тюменской свит юрской системы.

В отложениях палеозоя (пласты $M+M_1$) выделено 4 залежи углеводородов – одна нефтегазоконденсатная (в Центральном куполе) и три нефтяные, в том числе две залежи нефти в Южно-Урманском куполе в районе скважин № 1 и 29ПО. Центральная залежь нефтегазоконденсатная, тектонически экранированная, сложнопостроенная за счет блокового строения, с высокой литологической неоднородностью. Размеры залежи 11.0×5.0 км, высота достигает 100 м, размеры газовой шапки 7.0×1.9 км, высота 47 м, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина 10.6 м, газонасыщенная толщина 5 м. Эта залежь вскрыта скважиной Урманская 5.

Залежь в Южно-Урманском куполе в районе скважины 1 имеет вытянутую форму, размеры $6.8 \times (0.6-2.6)$ км, высота 70 м, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина 3.5 м. Результаты испытаний скважин Урманского месторождения приведены в табл. 1.

Выбор скважины Урманская 5 для выполнения целевого палеотемпературного моделирования обусловлен уникальным сочетанием тепловых параметров и характеристик геологического разреза. Скважина Урманская 5 вскрыла тогурскую свиту, являющуюся нефте-

материнской для нижнеюрского и, возможно, доюрского НГК. В этой скважине вскрыты отложения позднего девона рифогенного типа, не перекрытые корой выветривания.

Величина современного теплового потока из основания палеозойского разреза составляет 42 мВт/м^2 . Значение температуры, определенной по ОСВ в доюрских отложениях, – $163 \text{ }^\circ\text{C}$. Кроме того, в скважине получены притоки нефти и газа из испытанного интервала внутреннего палеозоя.

Стратиграфическая принадлежность и мощность отложений, слагающих осадочный разрез скважины Урманская 5, приняты в соответствии с литолого-стратиграфической разбивкой скважины (материалы ТФ ТФГИ СФО). Разбивка дополнена реконструкцией стратиграфического разреза (табл. 2), включая девонско-силурийские отложения, не вскрытые скважиной (по [16]). Возраст отложений, вскрытых в кровле палеозоя, – позднедевонский (по материалам отчетов ТФ ТФГИ СФО).

В разрезе в районе скважины Урманская 5, выполненном рифогенными образованиями, присутствуют три перерыва в осадконакоплении. Первый, непродолжительный по времени, соответствует первой половине эйфельского века. Второй, длительностью 36.6 млн лет, начался в среднекаменноугольном отделе. Он соответствует завершающей тектонической фазе герцинской складчатости и сопровождается размывом каменноугольных отложений – елизаровской C_2elz , средневасюганской $C_{1-2}sv$ и части табганской C_1tb свит. Далее на нижнекаменноугольных отложениях табганской свиты в континентальных условиях начинает накапливаться омеличская свита пермского возраста. Во время третьего перерыва, начало которого совпадает с завершением активизации мантийного суперплюма, денудации подвергаются накопленные пермские, нижнекаменноугольные и частично верхнедевонские отложения (омеличская $P_{1-2}om$, табганская C_1tb и частично лугинецкая D_3lg свиты). Девонские отложения перекрыты тогурской свитой нижнетогурского возраста.

При решении обратных задач геотермии как на первом, так и на втором шаге «невязка» расчетных и измеренных (наблюденных) геотемператур не превысила $\pm 2 \text{ }^\circ\text{C}$ (табл. 3, рис. 4), т.е. соответствует оптимальной.

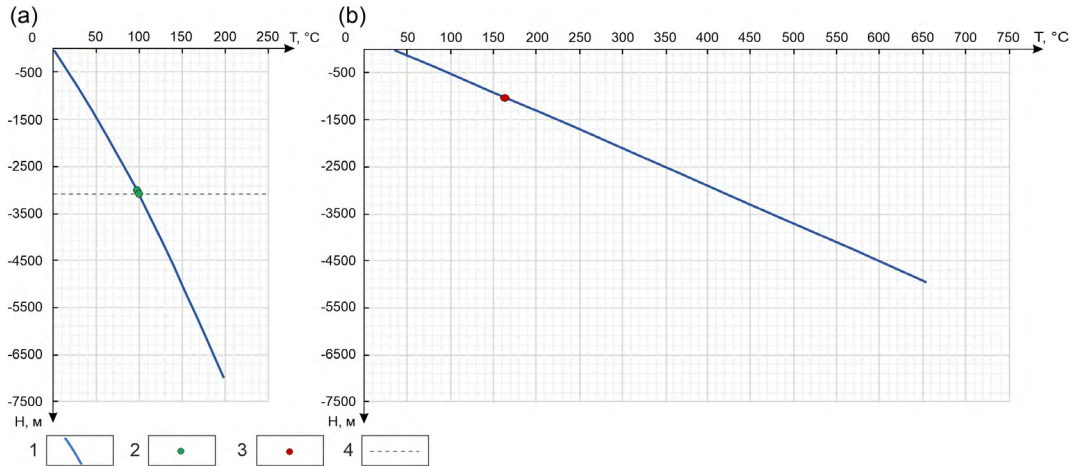


Рис. 4. Сопоставление расчетных и измеренных геотемператур в скважине Урманская 5 для современного разреза (а), на время палеозойского палеотемпературного максимума – 250 млн л.н. (b): 1–3 – геотемпературы (1 – расчетные; 2 – измеренные пластовые; 3 – определенные по ОСВ); 4 – положение подошвы осадочного чехла.

Fig. 4. Matching of modelled and experimental geotemperatures in the Urman 5 well for present-day sequence (a), for sequence at the period of the Paleozoic paleotemperature maximum – 250 Ma ago (b): 1–3 – geotemperatures (1 – modelled; 2 – measured formation temperatures; 3 – measured by vitrinite reflectance); 4 – the bottom of the sedimentary cover.

Таблица 1. Результаты испытаний скважин на Урманском месторождении

Table 1. Well test results in the Urman field

Свита (горизонт, пласт)	Интервал, м	Тип флюида	Дебит, м ³ /сут
<i>Урманская 1</i>			
Внутренний палеозой (M ₁)	3060–3105; 3060–3078; 3060–3073	Нефть, водонефтяная эмульсия	41.5
<i>Урманская 2</i>			
Васюганская свита (Ю ₁)	2628–2636	Пластовая вода	3.09
Тюменская свита (Ю ₃)	2827–2834	Пластовая вода	1.35
	3030–3048	Вода + водонефтяная эмульсия	0.67
Кора выветривания (M)	3088–3105	Нефть, пластовая вода	0.85; 16.05
<i>Урманская 5</i>			
Лугинецкая свита (D _{3lg})	3074–3082; 3074–3085	Нефть, газ	0.5; 50
	3086–3096; 3086–3089	Нефть, пластовая вода, газ	21.6; 122.4; 2000
<i>Урманская 7</i>			
Кора выветривания (M) + внутренний палеозой (M ₁)	3083–3089	Нефть, пластовая вода	20.7; 183.3
Внутренний палеозой (M ₁)	3115–3119	Вода с пленкой нефти	11.2
<i>Урманская 10</i>			
Внутренний палеозой (M ₁)	3075–3081	Нефть	25
	3075–3081; 3083–3087	Нефть	36
	3075–3081; 3089–3092	Нефть	28.8
	3109–3116; 3109–3120	«Сухо»	–
<i>Южно-Урманская 1</i>			
Тюменская свита (J _{2tm}) + армичевская свита (D _{1rm})	3128–3148; 3154–3203	Нефть	0.38
Армичевская свита (D _{1rm})	3154–3203	Нефть, газопроявления	0.18; незначит.
<i>Южно-Урманская 3</i>			
Васюганская свита	2689.5–2748	Фильтрат	1.2 м ³ за 45 мин
Внутренний палеозой (M ₁)	3198–3250; 3097–3170	«Сухо»	–

Примечание. Таблица составлена по материалам Томского филиала Территориального фонда геологической информации по Сибирскому федеральному округу (ТФ ТФГИ СФО).

Note. The table was compiled using data from Tomsk branch of “Territorial fund of geological information in Siberian Federal District”.

Таблица 2. Осадочный разрез скважины Урманская 5, выполненный на основании литолого-стратиграфической разбивки и реконструкции стратиграфического разреза**Table 2.** Sedimentary sequence in area of the Urman 5 well, which is composed by lithological and stratigraphic data and stratigraphic reconstruction

Индекс отложений (см. рис. 6)	Отложения Возраст	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн л.н.	Окончание, млн л.н.	Продолжительность, млн лет		
Kz	Четвертичные отложения Q	1.64	0	1.64	12	0
	Плиоценовые N ₂	4.71	1.64	3.07	1	12
	Миоценовые N ₁	24	4.71	19.29	5	13
	Некрасовская серия Pg ₃ nk Средний–верхний олигоцен	32.3	24	8.3	75	18
	Чеганская свита Pg ₂₋₃ hq Верхний эоцен – олигоцен	41.7	32.3	9.4	145	93
	Люлинворская свита Pg ₂ ll Эоцен	54.8	41.7	13.1	90	238
	Талицкая свита Pg ₁ tl Палеоцен	61.7	54.8	6.9	10	328
K	Ганькинская свита Pg ₁ –K ₂ gn Маастрихт–даний	73.2	61.7	11.5	115	338
	Славгородская свита K ₂ sl Верхний сантон – кампан	86.5	73.2	13.3	54	453
	Ипатовская свита K ₂ ip Коньяк – нижний сантон	89.8	86.5	3.3	159	507
	Кузнецовская свита K ₂ kz Турон	91.6	89.8	1.8	16	666
	Покурская свита K ₁₋₂ pk Верхний апт – альб – сеноман	114.1	91.6	22.5	882	682
	Алымская K ₁₋₂ a Апт	120.2	114.1	6.1	0	–
	Киялинская свита K ₁ kls Готерив–баррем	132.4	120.2	12.2	686	1564
	Тарская свита K ₁ tr Валанжин	136.1	132.4	3.7	75	2250
	Куломзинская свита K ₁ klm Берриас–валанжин	145.8	136.1	9.7	250	2325
J ₃ bg	Баженовская свита J ₃ bg Титон	151.2	145.8	5.4	25	2575
J ₃	Георгиевская свита J ₃ qr Киммеридж	156.6	151.2	5.4	0	–
	Наунакская свита J ₃ np Келловей–оксфорд	162.9	156.6	6.3	89	2600
J ₂ tm	Тюменская свита J ₂ tm Байос–бат	170.3	162.9	7.4	281	2689
J ₁₋₂	Салатская свита J ₁₋₂ sl Нижний тоар – нижний байос	178.1	170.3	7.8	90	2970
J ₁ tg	Тогурская свита J ₁ tg Нижний тоар	182.7	178.1	4.6	22	3060
–	Размыв омеличской, части табаганской, части лугинецкой свит	252.2	182.7	69.5	–1014	–
P ₁₋₂	Омеличская толща P ₁₋₂ om	276.6	252.2	24.4	150	–
–	Размыв елизаровской, среднеवासюганской и части табаганской свит	313.2	276.6	36.6	–420	–

C ₁₋₂	Елизаровская свита C ₂ elz Башкирский век	320.2	313.2	7	120	–
	Средневазюганская свита C ₁₋₂ sv Верхний серпухов – башкирский век	326.2	320.2	6	200	–
	Табаганская свита C ₁ tb Турне – средний серпухов	358.9	326.2	32.7	464	–
D ₃ lg	Лугинецкая свита D ₃ lg Фран–фамен	382.7	358.9	23.8	1500*	3082
D ₁₋₂	Герасимовская свита D ₂ gs Верхний эйфель – живёт	390.5	382.7	7.8	1030	4082
	Перерыв (скрытое несогласие) Нижний эйфель	393.3	390.5	2.8	0	–
	Надеждинская свита D ₁ nd Верхний эмс	400.5	393.3	7.2	220	5112
	Солоновская свита D ₁ sl Нижний эмс	407.6	400.5	7.1	200	5332
	Армичевская свита D ₁ rm Прага	410.8	407.6	3.2	270	5532
D ₁ ks	Кыштовская свита D ₁ ks Лохков	419.2	410.8	8.4	400	5802
S ₂	Межовская свита S ₂ mv Лудлов–пржидол	427.4	419.2	8.2	360	6202
S ₁ lr	Ларинская свита S ₁ lr Лландовери–венлок	443.4	427.4	16	450	6562

*Показана мощность лугинецкой свиты, которая частично размыта (размытая мощность в модели 500 м) и частично вскрыта бурением (вскрытая мощность составляет 218 м).

*Thickness of Luginetsk formation, which is partially eroded (eroded thickness in model is 500 m) and partially exposed by drilling (exposed thickness is 218 m).

Примечания. 1. Глубина реконструированного разреза 7012 м. 2. Фактический забой скважины 3300 м. 3. Серой заливкой выделены строки, показывающие размыт отложений и перерыв осадконакопления среднедевонских отложений; розовой – строки с потенциально нефтематеринскими свитами; зеленой – мощности отложений, вскрытых бурением, желтой – реконструированные мощности отложений.

Notes. 1. Depth of reconstructed well section is 7012 m. 2. Real well depth is 3300 m. 3. Rows, which contain periods of denudation and break in the Middle Devonian, are highlighted in grey, which contain oil-source rocks, are highlighted in pink. Thicknesses of formations which are exposed by drilling, are highlighted in green and reconstructed thicknesses of formations are highlighted in yellow.

Таблица 3. Скважина Урманская 5. Измеренные и расчетные температуры, рассчитанный тепловой поток
Table 3. The Urman 5 well. Experimental and modelled temperatures, calculated deep heat flow

Приуроченность / глубина, м	Температура, °С				Тепловой поток, мВт/м ² . Динамическая характеристика (глубина палеозойского осадочного разреза)
	Пластовая измеренная	По ОСВ (R _{vt} ⁰)	Модельная (расчетная)	Разница расчетной и измеренной	
J ₁₋₂ sl / 3044	99	–	98	–1	42
J ₁ tg / 3080	99	–	100	+1	Квазистационарный, начиная с юры до современного, из основания осадочного разреза (7012 м)
D ₃ lg / 3117	–	163 (1.12)	163	0	227 Пермо-триасовый максимум 250 млн л.н. (4912 м)

Примечания. 1. Глубина положения образца для определения ОСВ 250 млн л.н. – 1017 м. 2. Переход от ОСВ (R_{vt}⁰) к температуре осуществляется по диаграмме «Линии значений отражательной способности витринита» [21], совмещенной с измененной схемой Коннона [22]. 3. Значения ОСВ определены в Лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН (г. Новосибирск).

Notes. 1. Sample depth for vitrinite reflectance determination in 250 Ma ago – is 1017 m. 2. The transition from vitrinite reflectance (R_{vt}⁰) to a temperature is performed by the diagram “Vitrinite reflectance lines” [21] combined with modified Connon’s scheme [22]. 3. Vitrinite reflectance were determined in the Laboratory of Petroleum Geochemistry in Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (Novosibirsk).

Выбор скважины Южно-Урманская 1 для выполнения палеотемпературного моделирования также обусловлен уникальностью тепловых и геологических характеристик разреза, вскрываемого скважиной. Скважина Южно-Урманская 1 вскрыла тогурскую свиту, являющуюся нефтематеринской для нижнеюрского и, возможно, доюрского НГК. Палеотемпературная модель данной скважины является уникальной среди скважин, для которых ранее выполнялось моделирование [11] (Герасимовская 12, Останинская 438, Сельвейкинская 2, Урманская 5), поскольку в кровле палеозоя этой скважиной вскрыты отложения раннего девона.

Значение современного теплового потока из основания палеозойского разреза – 44 мВт/м². Значения температур, определенных по ОСВ в доюрских отложениях, составляют 143 и 147 °С. Кроме того, в скважине получены притоки нефти и незначительные газопроявления из испытанных интервалов внутреннего палеозоя (табл. 1).

Стратиграфическая принадлежность и мощность отложений, слагающих осадочный разрез скважины Южно-Урманская 1, приняты в соответствии с литолого-стратиграфической разбивкой скважины (материалы ТФ ТФГИ СФО). Разбивка дополнена

реконструкцией стратиграфического разреза (табл. 4), включая девонско-силурийские отложения, не вскрытые скважиной (по [16]). Возраст отложений, вскрытых в кровле палеозоя, – раннедевонский (по материалам отчетов ТФ ТФГИ СФО).

Тип разреза в районе скважины Южно-Урманская 1, как и в скважине Урманская 5, рифогенный. В разрезе есть два перерыва в осадконакоплении. Первый, непродолжительный по времени, соответствует первой половине эйфельского века. Второй, длительностью 122.4 млн лет, начинается в среднекаменноугольном отделе, в завершающей тектонической фазе герцинской складчатости, и продолжается вплоть до начала накопления нижнеюрских отложений. Этот перерыв сопровождается масштабной денудацией отложений от каменноугольных до раннедевонских. Раннедевонские отложения перекрыты углисто-аргиллитовой плинсбахской пачкой урманской свиты.

При решении обратных задач геотермии «невязка» расчетных и измеренных геотемператур соответствует оптимальной, т.е. не превышает ± 2 °С (табл. 5, рис. 5). Модель динамики теплового потока для скважины Южно-Урманская 1 проиллюстрирована на рисунках 3 и 6.

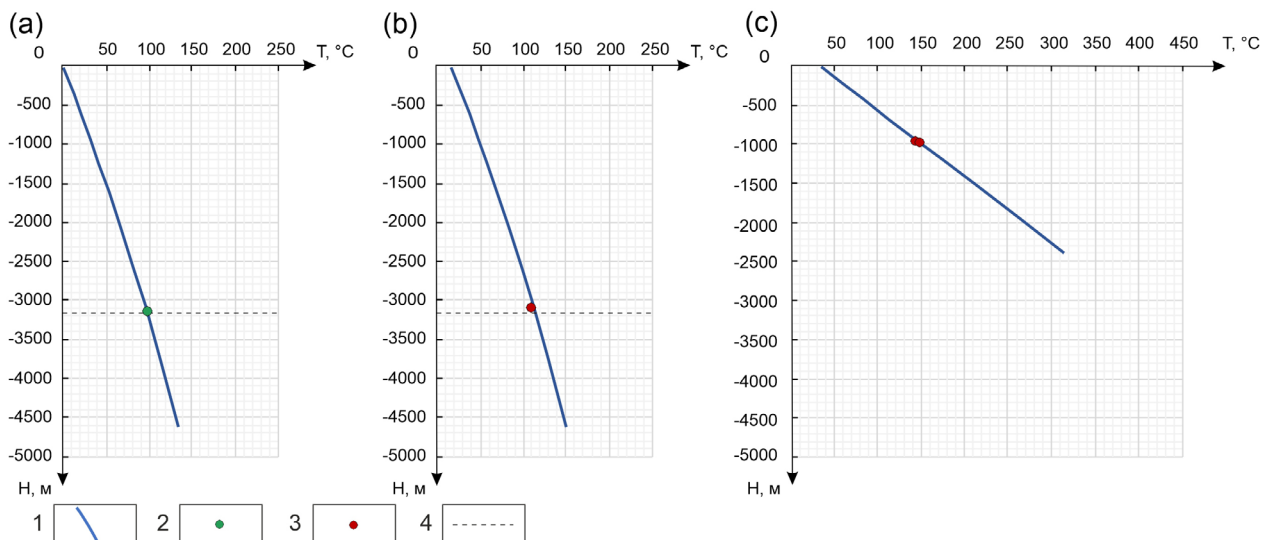


Рис. 5. Сопоставление расчетных и измеренных геотемператур в скважине Южно-Урманская 1 для современного разреза (а), на время мезозойско-кайнозойского палеотемпературного максимума – 24 млн л.н. (б), на время палеозойского палеотемпературного максимума 250 млн. лет назад (с): 1–3 – геотемпературы (1 – расчетные; 2 – измеренные по ОСВ); 3 – определенные по ОСВ); 4 – положение подошвы осадочного чехла.

Fig. 5. Matching of modelled and experimental geotemperatures in the Yuzhno-Urman 1 well for present-day sequence (a), for sequence at the period of the Mesozoic-Cenozoic paleotemperature maximum – 24 Ma ago (b), for sequence at the period of the Paleozoic paleotemperature maximum – 250 Ma ago (c): 1–3 – geotemperatures (1 – modelled; 2 – measured formation temperature; 3 – measured by vitrinite reflectance); 4 – the bottom of the sedimentary cover.

Таблица 4. Осадочный разрез скважины Южно-Урманская 1, выполненный на основании литолого-стратиграфической разбивки и реконструкции стратиграфического разреза

Table 4. Sedimentary sequence in area of the Yuzhno-Urman 1 well, which is composed by lithological and stratigraphic data and stratigraphic reconstruction

Индекс отложений (см. рис. 7)	Отложения Возраст	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн л.н.	Окончание, млн л.н.	Продолжительность, млн лет		
Kz	Четвертичные отложения Q	1.64	0	1.64	1	0
	Плиоценовые N ₂	4.71	1.64	3.07	1	1
	Миоценовые N ₁	24	4.71	19.29	6	2
	Некрасовская серия Pg ₃ nk Средний–верхний олигоцен	32.3	24	8.3	140	8
	Чеганская свита Pg _{2,3} hq Верхний эоцен – олигоцен	41.7	32.3	9.4	30	148
	Люлинворская свита Pg ₂ ll Эоцен	54.8	41.7	13.1	75	178
	Талицкая свита Pg ₁ tl Палеоцен	61.7	54.8	6.9	63	253
K	Ганькинская свита Pg ₁ –K ₂ gn Маастрихт–даний	73.2	61.7	11.5	140	316
	Славгородская свита K ₂ sl Верхний сантон – кампан	86.5	73.2	13.3	54	456
	Ипатовская свита K ₂ ip Коньяк – нижний сантон	89.8	86.5	3.3	159	510
	Кузнецовская свита K ₂ kz Турон	91.6	89.8	1.8	20	669
	Покурская свита K ₁₋₂ pk Верхний апт – альб – сеноман	114.1	91.6	22.5	951	689
	Алымская K ₁₋₂ a Апт	120.2	114.1	6.1	0	–
	Киялинская свита K ₁ kl Готерив–баррем	132.4	120.2	12.2	661	1640
	Тарская свита K ₁ tr Валанжин	136.1	132.4	3.7	77	2301
	Куломзинская свита K ₁ klm Берриас–валанжин	145.8	136.1	9.7	239	2378
J ₃ bg	Баженовская свита J ₃ bg Титон	151.2	145.8	5.4	29	2617
J ₃	Георгиевская свита J ₃ qr Киммеридж	156.6	151.2	5.4	0	–
	Наунакская свита J ₃ np Келловей–оксфорд	162.9	156.6	6.3	82	2646
J ₂ tm	Тюменская свита J ₂ tm Байос–бат	170.3	162.9	7.4	277	2728
J ₁₋₂	Салатская свита J ₁₋₂ sl Нижний тоар – нижний байос	178.1	170.3	7.8	90	3005
J ₁ tg	Тогурская свита J ₁ tg Нижний тоар	182.7	178.1	4.6	22	3095
J ₁	Урманская свита J ₁ ur Плинсбах – нижний тоар	190.8	182.7	8.1	30	3117
–	Размыв елизаровской, среднеасюганской, табганской, лугинецкой, герасимовской, надеждинской и солоновской свит	313.2	190.8	122.4	–2264	–

C ₁₋₂	Елизаровская свита C ₂ elz Башкирский век	320.2	313.2	7	100	–
	Средневазюганская свита C ₁₋₂ sv Верхний серпухов – башкирский век	326.2	320.2	6	150	–
	Табаганская свита C ₁ tb Турне – средний серпухов	358.9	326.2	32.7	334	–
D ₃ lg	Лугинецкая свита D ₃ lg Фран-фамен	382.7	358.9	23.8	600	–
D ₁₋₂	Герасимовская свита D ₂ gs Верхний эйфель – живёт	390.5	382.7	7.8	700	–
	Перерыв (скрытое несогласие) Нижний эйфель	393.3	390.5	28	0	–
	Надеждинская свита D ₁ nd Верхний эмс	400.5	393.3	7.2	200	–
	Солоновская свита D ₁ sl Нижний эмс	407.6	400.5	7.1	180	–
	Армичевская свита D ₁ rm Прага	410.8	407.6	3.2	270*	3147
D ₁ ks	Кыштовская свита D ₁ ks Лохков	419.2	410.8	8.4	400	3417
S ₂	Межовская свита S ₂ mv Лудлов-пржидол	427.4	419.2	8.2	360	3817
S ₁ lr	Ларинская свита S ₁ lr Лландовери-венлок	443.4	427.4	16	450	4177

*Показана мощность армичевской свиты, которая частично вскрыта бурением (вскрытая мощность составляет 56 м).

*Thickness of Armich formation, which is partially exposed by drilling (exposed thickness is 56 m).

Примечания. 1. Глубина реконструированного разреза 4627 м. 2. Фактический забой скважины 3203 м. 3. Серой заливкой выделены строки, показывающие размыв отложений и перерыв осадконакопления среднедевонских отложений; розовой – строки, отражающие потенциально нефтематеринские свиты; зеленой – мощности отложений, вскрытых бурением, желтой – реконструированные мощности отложений.

Notes. 1. Depth of reconstructed well section is 4627 m. 2. Real well depth is 3203 m. 3. Rows, which contain periods of denudation and break in the Middle Devonian, are highlighted in grey, which contain oil-source rocks, are highlighted in pink. Thicknesses of formations, which are exposed by drilling, are highlighted in green and reconstructed thicknesses of formations are highlighted in yellow.

Таблица 5. Скважина Южно-Урманская 1. Измеренные и расчетные температуры, рассчитанный тепловой поток
Table 5. The Yuzhno-Urman 1 well. Experimental and modelled temperatures, calculated deep heat flow

Приуроченность / глубина, м	Температура, °C				Тепловой поток, мВт/м ² . Динамическая характеристика (глубина палеозойского осадочного разреза)
	Пластовая измеренная	По ОСВ (R_{vt}^0)	Модельная (расчетная)	Разница расчетной и измеренной	
J ₁₋₂ sl / 3090	–	111 (0.73)	113	+2	44
J ₁ ur / 3138	99	–	97	–2	Квазистационарный, начиная с юры до современного, из основания осадочного разреза (4627 м)
D ₁ rm / 3181	–	143 (0.97)	144	+1	214
D ₁ rm / 3203	–	147 (1)	147	0	Пермо-триасовый скачок 250 млн л.н. (2400 м)

Примечания. 1. Глубина положения образца для определения ОСВ 250 млн л.н. – 954 и 976 м. 2. Переход от ОСВ (R_{vt}^0) к температуре осуществляется по диаграмме «Линии значений отражательной способности витринита» [21], совмещенной с измененной схемой Коннона [22]. 3. Значения температур по ОСВ определены в Лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН (г. Новосибирск).

Notes. 1. Sample depth for vitrinite reflectance determination in 250 Ma ago – 954 m and 976 m. 2. The transition from vitrinite reflectance (R_{vt}^0) to a temperature is performed by the diagram “Vitrinite reflectance lines” [21] combined with modified Connon’s scheme [22]. 3. Vitrinite reflectance were determined in the Laboratory of Petroleum Geochemistry in Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (Novosibirsk).

Результаты исследования

Скважина Урманская 5

В формировании нефтегазоносности доюрского фундамента в скважине Урманская 5 участвует только резервуар внутреннего палеозоя (M_1). Резервуар коры выветривания не сохранился до нашего времени. Резервуар внутреннего палеозоя (вскрытая мощность 218 м) обусловлен эпигенетическими процессами в коре выветривания. Коллекторские свойства (трещиноватость, поры, каверны выщелачивания) наблюдаются до глубины 200 м от поверхности эрозии. Вторичные коллекторы сформирова-

ровались не раньше 213–183 млн л.н. в период предъюрского перерыва в осадконакоплении.

В качестве потенциально нефтематеринских свит для скважины Урманская 5 приняты баженовская (J_3bg), тюменская (J_2tm), тогурская (J_1tg), лугинецкая (D_3lg), кыштовская (D_1ks) и ларинская (S_1lr) свиты.

Ниже представлены результаты анализа периодов существования активных очагов генерации нефти (главная фаза нефтеобразования, ГФН), газа и газоконденсата (главная фаза газообразования, ГФГ) в каждой из перечисленных выше потенциально материнских свит (табл. 6, рис. 6).

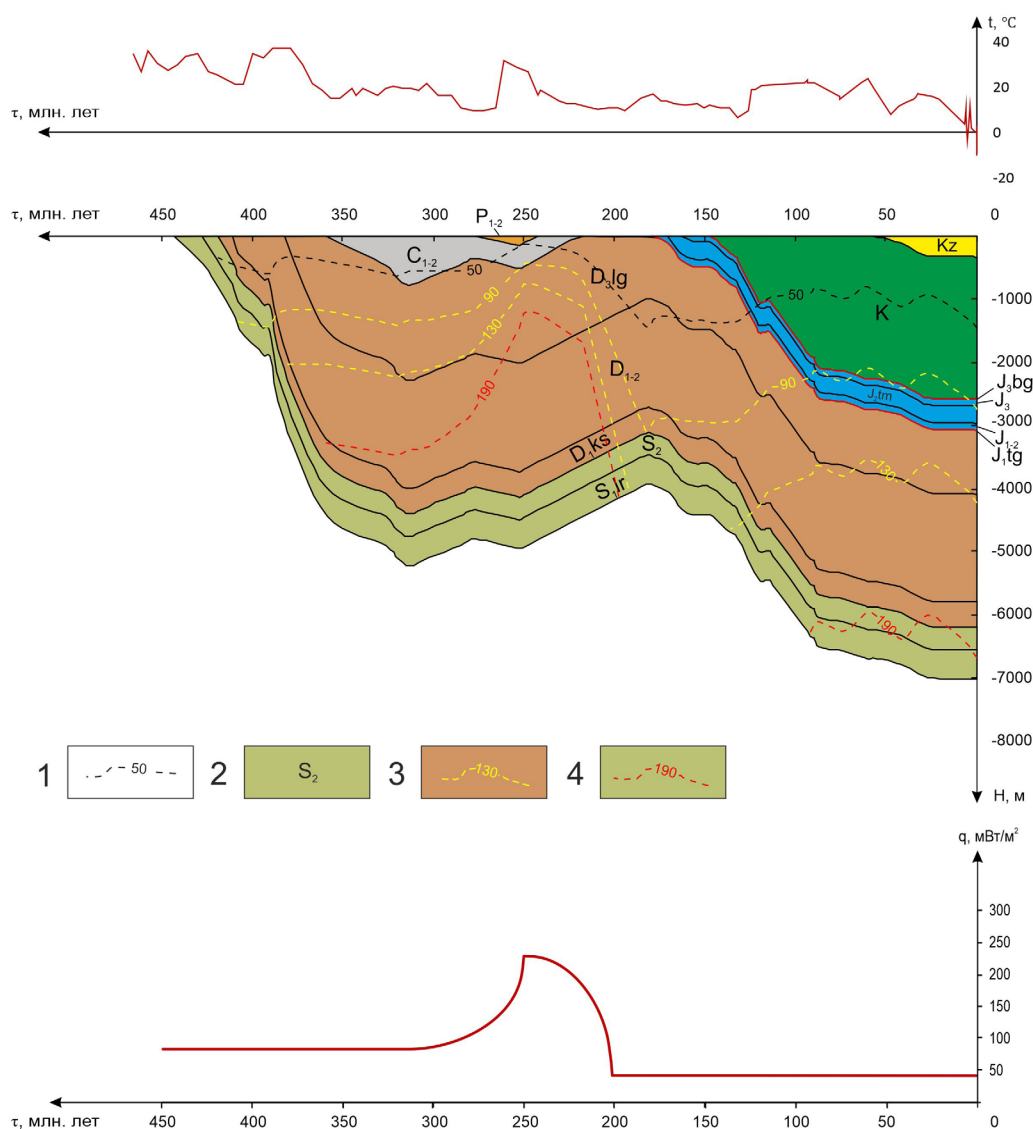


Рис. 6. Палеорекострукции тектонической и термической истории в районе скважины Урманская 5: 1 – изотермы; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений; 3 – изотермы граничных температур ГФН; 4 – изотерма начала деструкции УВ. В верхней части рисунка приведен палеоклиматический график, в нижней – график динамики теплового потока.

Fig. 6. Tectonic and thermal history paleoreconstructions in the area of the Urman 5 well: 1 – isotherms; 2 – stratigraphic sediment confinement; 3 – isotherms of oil window; 4 – the lower isotherm of hydrocarbon destruction. The paleoclimate graph is in the top of the figure, the graph of deep heat flow dynamics is in the bottom of the figure.

Таблица 6. Расчетные геотемпературы потенциально нефтематеринских свит в разрезе скважины Урманская 5
Table 6. Calculated geotemperatures in potential oil-source formations in the section of the Urman 5 well

Время, млн л.н.	«Местный» вековой ход температур, °С	Тепловой поток, мВт/м ²	Баженовская (J ₃ bg)	Тюменская (J ₂ tm)	Тогурская (J ₁ tg)	Лугинецкая (D ₃ lg)	Кыштовская (D ₁ ks)	Ларинская (S ₁ lr)
			Геотемпературы, °С (в скобках глубина центра свиты, м)					
0	0	42	85 (2590)	92 (2830)	99 (3070)	113 (3580)	174 (6000)	192 (6790)
1.64	1	42	87 (2580)	94 (2820)	102 (3060)	115 (3570)	176 (5990)	194 (6780)
4.71	3	42	89 (2570)	97 (2820)	104 (3060)	118 (3570)	179 (5990)	197 (6770)
24	16	42	101 (2570)	108 (2810)	115 (3050)	129 (3560)	189 (5980)	208 (6770)
32.3	16	42	97 (2490)	105 (2740)	112 (2980)	125 (3490)	185 (5910)	204 (6690)
41.7	12	42	88 (2350)	95 (2590)	102 (2830)	115 (3340)	175 (5760)	194 (6550)
54.8	19	42	93 (2260)	100 (2500)	107 (2740)	121 (3250)	182 (5670)	200 (6460)
61.7	22	42	95 (2250)	102 (2490)	108 (2730)	122 (3240)	182 (5660)	201 (6450)
73.2	16	42	85 (2130)	92 (2380)	99 (2620)	113 (3130)	173 (5550)	192 (6330)
86.5	22	42	88 (2080)	95 (2320)	102 (2560)	116 (3080)	176 (5500)	194 (6280)
89.8	22	42	83 (1920)	90 (2160)	97 (2400)	111 (2920)	171 (5340)	190 (6120)
91.6	22	42	80 (1910)	87 (2150)	94 (2390)	107 (2900)	168 (5320)	186 (6100)
114.1	21	42	52 (1020)	59 (1270)	66 (1510)	80 (2020)	140 (4440)	158 (5220)
116.3	18	42	51 (1020)	58 (1270)	65 (1510)	78 (2020)	139 (4440)	157 (5220)
120.2	19	42	48 (1020)	55 (1260)	62 (1510)	75 (2020)	134 (4440)	152 (5220)
132.4	14	42	22 (340)	29 (580)	36 (820)	50 (1330)	110 (3750)	128 (4540)
136.1	10	42	20 (260)	27 (500)	34 (750)	48 (1260)	108 (3680)	126 (4460)
145.8	12	42	13 (10)	20 (250)	27 (500)	41 (1010)	101 (3430)	120 (4210)
151.2	14	42		20 (230)	27 (470)	41 (980)	101 (3400)	120 (4190)
156.6	14	42		20 (230)	27 (470)	41 (980)	101 (3400)	120 (4190)
162.9	15	42		19 (140)	26 (380)	39 (890)	99 (3310)	118 (4100)
170.3	16	42			19 (100)	33 (610)	94 (3030)	112 (3820)
178.1	16	42			16 (10)	30 (520)	90 (2940)	109 (3730)
182.7	13	42				26 (500)	87 (2920)	105 (3700)
217	14	179				92 (750)	363 (3420)	440 (4200)
241.9	28	224				174 (1110)	512 (3780)	610 (4570)
250	31	227				191 (1230)	525 (3900)	623 (4690)
252.2	32	190				169 (1260)	451 (3930)	533 (4720)
276.6	14	111				87 (1110)	255 (3780)	303 (4570)
285.3	17	99				89 (1210)	239 (3880)	283 (4670)
302.7	20	86				94 (1410)	226 (4080)	264 (4870)
313.2	20	84				99 (1530)	228 (4200)	265 (4990)
320.2	17	84				90 (1410)	219 (4080)	255 (4870)
326.2	20	84				81 (1210)	210 (3880)	247 (4670)
358.9	30	84				68 (750)	196 (3420)	233 (4200)
382.7	34	84					125 (1920)	161 (2700)
390.5	22	84					64 (890)	101 (1680)
393.3	22	84					64 (890)	101 (1680)
400.5	24	84					56 (670)	93 (1460)
407.6	27	84					49 (470)	86 (1260)
410.8	29	84					39 (200)	75 (980)
419.2	34	84						61 (580)
427.4	29	84						39 (220)

Примечания. 1. Температура определена на глубине центра свиты. 2. Серо-голубой заливкой показаны температуры ГФН; желтой – температуры ГФГ; фиолетовой – температуры, превышающие 190 °С (вызывающие деструкцию УВ). 3. Времена палеотемпературных максимумов в мезозойско-кайнозойских и палеозойских отложениях показаны бежевой заливкой.

Notes. 1. Temperature is calculated for the depth of formation centre. 2. Temperatures of oil window are highlighted in light-blue, temperatures of gas window are highlighted in yellow. Temperatures higher than 190 °С (cause hydrocarbon destruction) are highlighted in light-purple. 3. Stratigraphic age of paleotemperature maximums in the Mesozoic-Cenozoic and the Paleozoic rocks are highlighted in beige.

Результаты палеотемпературного моделирования показывают, что *ларинская* (S_1lr) и *кыштовская* (D_1ks) свиты 359–217 млн л.н. подверглись воздействию колоссальных температур, достигающих 250 млн л.н. 623 и 525 °С соответственно. Ввиду этого перечисленные свиты не могут в дальнейшем рассматриваться нами в качестве возможных источников генерации углеводородов, заполняющих ловушки в доюрских отложениях.

Лугинецкая (D_3lg) свита 320–285 млн л.н. вошла в главную фазу нефтеобразования. Далее температуры в свите снизились. 252 млн л.н. свита входит в главную фазу газообразования. Поскольку мощность лугинецкой свиты значительная (в модели задается 1500 м), то во время палеотемпературного максимума (250 млн л.н.) в интервале свиты существовал широкий температурный диапазон от 95 до 286 °С, причем температура 190 °С соответствовала центру свиты (на глубине 1232 м). Ко времени формирования резервуара внутреннего палеозоя 500 м отложений лугинецкой свиты были размыты. Тогда температура в сохранившихся до настоящего времени отложениях верхней половины лугинецкой свиты изменялась в диапазоне от 159 до 190 °С. Следовательно, можно сделать вывод о том, что верхняя часть лугинецкой свиты мощностью около 250 м 35 млн лет входила в главную фазу газообразования (252–217 млн л.н.). Нижняя часть лугинецкой свиты подверглась воздействию деструктивных температур (рис. 6). Поэтому можно предположить существование лугинецкого очага генерации газа в период 252–217 млн л.н.

Тогурская (J_1tg) свита 92 млн л.н. входит в главную фазу нефтеобразования и находится в ней до настоящего времени. Отложения свиты не подвергались воздействию деструктивных температур. Все это время тогурская свита может являться источником нефти для залежей в доюрском комплексе.

Тюменская (J_2tm) свита 90 млн л.н. входит в главную фазу нефтеобразования и также находится в ней вплоть до настоящего времени. Тюменский источник может заполнять нефтью резервуар внутреннего палеозоя в течение почти 90 млн лет. Геотемпературы резервуара благоприятны для сохранности тюменской нефти.

Баженовская (J_3bg) свита впервые входит в главную фазу нефтеобразования 62 млн л.н. на 20 млн лет. Во второй раз свита входит в главную фазу нефтеобразования 32 млн л.н. на 27 млн лет. 5 млн л.н. температуры в свите упали ниже 90 °С. Таким образом, баженовская свита суммарно находилась в низкотемпературной главной фазе нефтеобразования 47 млн лет. Все это время баженовский источник может заполнять нефтью резервуар внутреннего палеозоя.

В результате испытаний интервалов внутреннего палеозоя (табл. 1) получены малодобитный свободный газ и нефть. ГФГ верхней части лугинецкой свиты длилась 35 млн лет и завершилась за 4–34 млн лет до формирования резервуара внутреннего палеозоя, поэтому можно ожидать сохранность лугинецкого газа. После формирования резервуара в главной фазе нефтеобразования продолжительное время находились юрские баженовская, тюменская и тогурская свиты. Поэтому с наибольшей вероятностью палеозойский резервуар является аккумулятором палеозойского лугинецкого газа и юрской нефти.

Скважина Южно-Урманская 1

В формировании нефтегазоносности доюрского фундамента в скважине Южно-Урманская 1 участвует только резервуар внутреннего палеозоя (M_1). Резервуар коры выветривания сформировался в период 213–191 млн л.н., но не сохранился до нашего времени. Резервуар внутреннего палеозоя (вскрытая мощность 56 м) обусловлен эпигенетическими процессами в коре выветривания (мощность вторичных коллекторов до 400–500 м). Вторичные коллекторы сформировались не раньше 213–191 млн л.н. в период предъюрского перерыва в осадконакоплении.

В качестве потенциально нефтематеринских свит для скважины Южно-Урманская 1 приняты баженовская (J_3bg), тюменская (J_2tm), тогурская (J_1tg), кыштовская (D_1ks) и ларинская (S_1lr) свиты.

Ниже представлены результаты анализа периодов существования активных очагов генерации нефти, газа и газоконденсата в каждой из перечисленных выше потенциально нефтематеринских свит (табл. 7, рис. 7).

Результаты палеотемпературного моделирования показывают, что *ларинская* (S_1lr) свита дважды подверглась воздействию деструктивных для углеводородов температур: в первый раз 313–302 млн л.н., во второй – 261–215 млн л.н. Максимальная температура в центре свиты составила 289 °С. Следовательно, свита не может рассматриваться как возможный источник углеводородов для залежей внутреннего палеозоя.

Кыштовская (D_1ks) свита в период 383–359 млн л.н. вошла в главную фазу нефтеобразования. Отложения находились в ГФН

24 млн лет. Далее 359–277 млн л.н. температуры повысились, и свита на 82 млн лет вошла в ГФГ. После воздымания территории в позднегерцинское время и начала денудационных процессов температура в свите начала уменьшаться и 277 млн л.н. составляла 127 °С. Но уже к 261 млн л.н. во время становления мантийного суперплюма свита вновь вошла в ГФГ. Во время палеотемпературного максимума 250 млн л.н. свита нагрелась от кровли до подошвы до 173–220 °С. Таким образом, верхняя часть свиты мощностью 145 м не подверглась воздействию деструктивных темпе-

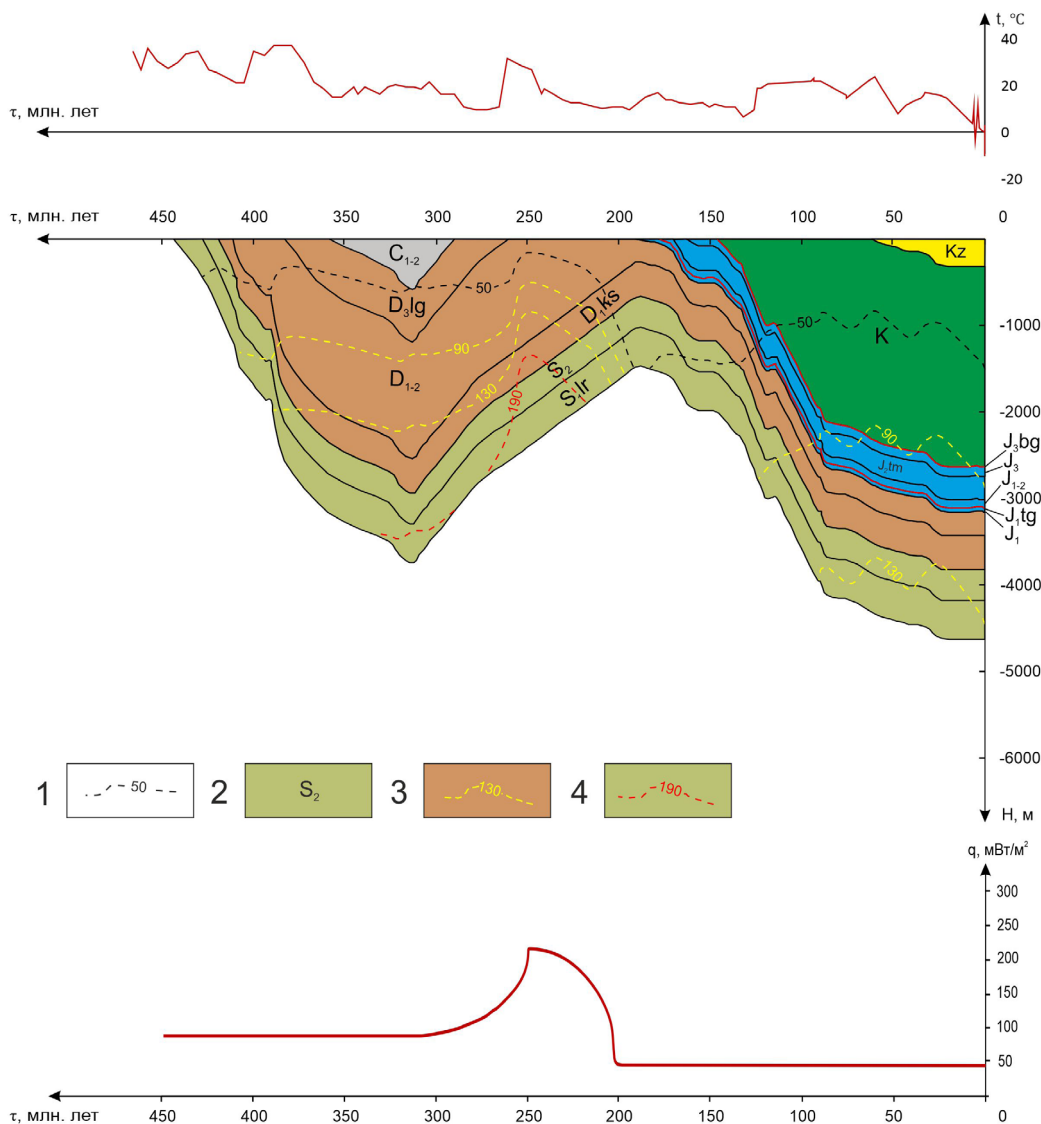


Рис. 7. Палеорекострукции тектонической и термической истории в районе скважины Южно-Урманская 1: 1 – изотермы; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений; 3 – изотермы граничных температур ГФН; 4 – изотерма начала деструкции УВ. В верхней части рисунка приведен палеоклиматический график, в нижней – график динамики теплового потока.

Fig. 7. Tectonic and thermal history paleoreconstructions in the area of the well Yuzhno-Urman 1: 1 – isotherms; 2 – stratigraphic sediment confinement; 3 – isotherms of oil window; 4 – the lower isotherm of hydrocarbon destruction. The paleoclimate graph is in the top of the figure, the graph of deep heat flow dynamics is in the bottom of the figure.

Таблица 7. Расчетные геотемпературы (в °С) потенциально нефтематеринских свит в разрезе скважины Южно-Урманская 1**Table 7.** Calculated geotemperatures (in °C) in potential oil-source formations in the section of the Yuzhno-Urman 1 well

Время, млн л.н.	«Местный» вековой ход температур, °С	Тепловой поток, мВт/м ²	Баженовская (J ₃ bg)	Тюменская (J ₂ tm)	Тогурская (J ₁ tg)	Кыштовская (D ₁ ks)	Ларинская (S ₁ lr)
			Геотемпературы, °С (в скобках глубина центра свиты, м)				
0	0	44	83 (2630)	90 (2870)	97 (3110)	110 (3620)	129 (4400)
1.64	1	44	85 (2630)	92 (2870)	99 (3100)	112 (3620)	131 (4400)
4.71	3	44	88 (2630)	94 (2860)	101 (3100)	114 (3620)	134 (4400)
24	16	44	100 (2620)	106 (2860)	113 (3100)	126 (3610)	145 (4390)
32.3	16	44	94 (2480)	101 (2720)	108 (2960)	121 (3470)	140 (4250)
41.7	12	44	89 (2450)	96 (2690)	102 (2930)	115 (3440)	134 (4220)
54.8	19	44	94 (2380)	101 (2610)	108 (2850)	121 (3360)	140 (4150)
61.7	22	44	95 (2320)	101 (2550)	108 (2790)	121 (3300)	140 (4090)
73.2	16	44	84 (2180)	90 (2410)	97 (2650)	110 (3160)	129 (3950)
86.5	22	44	87 (2120)	94 (2360)	101 (2600)	114 (3110)	133 (3890)
89.8	22	44	83 (1960)	89 (2200)	96 (2440)	109 (2950)	128 (3730)
91.6	22	44	79 (1940)	86 (2180)	93 (2420)	105 (2930)	124 (3710)
114.1	21	44	50 (990)	57 (1230)	63 (1470)	76 (1980)	95 (2760)
116.3	18	44	49 (990)	55 (1230)	62 (1470)	75 (1980)	94 (2760)
120.2	19	44	47 (990)	54 (1230)	60 (1460)	73 (1980)	92 (2760)
132.4	14	44	21 (330)	28 (570)	35 (800)	48 (1320)	67 (2100)
136.1	10	44	19 (250)	26 (490)	33 (730)	46 (1240)	65 (2020)
145.8	12	44	13 (10)	20 (250)	26 (490)	39 (1000)	58 (1780)
151.2	14	44		20 (220)	26 (460)	39 (970)	59 (1760)
156.6	14	44		20 (220)	26 (460)	39 (970)	59 (1760)
162.9	15	44		18 (140)	25 (380)	38 (890)	57 (1670)
170.3	16	44			19 (100)	32 (610)	52 (1400)
178.1	16	44			16 (10)	29 (520)	49 (1310)
182.7	13	44				26 (500)	45 (1280)
190.8	12	44				24 (470)	43 (1260)
202.4	11	87				39 (650)	71 (1440)
215.3	14	164				92 (850)	163 (1640)
250	31	214				196 (1390)	289 (2180)
260.5	11	143				136 (1550)	199 (2340)
276.6	14	110				127 (1800)	174 (2580)
290.3	20	90				138 (2150)	180 (2940)
303.4	21	87				147 (2480)	186 (3270)
309.3	21	87				154 (2630)	193 (3420)
313.2	20	87				159 (2730)	197 (3520)
320.2	17	87				150 (2630)	188 (3420)
326.2	20	87				145 (2480)	183 (3270)
358.9	30	87				137 (2150)	176 (2940)
382.7	34	87				110 (1550)	148 (2340)
390.5	22	87				64 (850)	102 (1640)
393.3	22	87				64 (850)	102 (1640)
400.5	24	87				56 (650)	94 (1440)
407.6	27	87				50 (470)	88 (1260)
410.8	29	87				39 (200)	77 (980)
419.2	34	87					62 (580)
427.4	29	87					40 (220)

Примечания. 1. Температура определена на глубине центра свиты. 2. Серо-голубой заливкой показаны температуры ГФН; желтой – температуры ГФГ; фиолетовой – температуры, превышающие 190 °С (вызывающие деструкцию УВ). 3. Времена палеотемпературных максимумов в мезозойско-кайнозойских и палеозойских отложениях показаны бежевой заливкой.

Notes. 1. Temperature is calculated for the depth of formation centre. 2. Temperatures of oil window are highlighted in light-blue; temperatures of gas window are highlighted in yellow. Temperatures higher than 190 °C (cause hydrocarbon destruction) are highlighted in light-purple. 3. Stratigraphic age of paleotemperature maximums in the Mesozoic-Cenozoic and the Paleozoic rocks are highlighted in beige.

ратур и продолжила находиться во второй ГФГ (261–215 млн л.н.). Верхняя часть кыштовской свиты может являться источником газа для залежей в доюрских отложениях.

Тогурская (J_1tg) свита 92 млн л.н. входит в главную фазу нефтеобразования и находится в ней до настоящего времени. *Тюменская* (J_2tm) свита 87 млн л.н. входит в главную фазу нефтеобразования и находится в ней до настоящего времени. *Баженовская* (J_3bg) свита впервые входит в главную фазу нефтеобразования 62 млн л.н. на 20 млн лет. Во второй раз она входит в главную фазу нефтеобразования 32 млн л.н. на 27 млн лет. 5 млн л.н. температуры в свите упали ниже 90 °С. Баженовская свита суммарно находилась в главной фазе нефтеобразования 47 млн лет. Таким образом, тогурская, тюменская и баженовская свиты могут являться источниками нефти 92 млн лет, 87 млн лет и 47 млн лет соответственно.

Термическая история тогурской, тюменской и баженовской свит показала, что эти свиты могут выступать в качестве источников нефти для заполнения резервуара внутреннего палеозоя. Кыштовская свита, в свою очередь, может являться источником газа. Предварительный прогноз подтверждается результатами опробования. В результате испытаний интервалов внутреннего палеозоя получены незначительные газопроявления и нефть. Поэтому с наибольшей вероятностью можно говорить о сохранности в палеозойском резервуаре палеозойского кыштовского газа и юрской нефти.

Обсуждение результатов

Результаты выполненного для Урманского месторождения палеотемпературного моделирования на примере скважин Урманская 5 и Южно-Урманская 1 позволяют сделать выводы о вероятных источниках формирования залежей УВ в доюрском нефтегазоносном комплексе.

В обеих скважинах по результатам испытаний был получен в небольшом количестве свободный газ. Благоприятные условия для генерации газа существовали только в палеозойских потенциально нефтематеринских свитах. Для основной залежи в районе сква-

жины Урманская 5 источником газа предполагается позднедевонская лугинецкая свита, а для залежи в Южно-Урманском куполе в районе скважины Южно-Урманская 1 – скорее всего, раннедевонская кыштовская свита. Небольшой дебит газа, полученный в результате испытаний, объясняется лишь частичной его сохранностью в силу того, что главная фаза газообразования завершилась за 2–4 млн лет до формирования резервуара внутреннего палеозоя.

Согласно результатам моделирования, в обеих скважинах источник нефти имеет юрский возраст. Потенциально нефтематеринскими могут быть тогурская, тюменская и/или баженовская свиты. Все эти три свиты длительное время находились в главной фазе нефтеобразования после формирования резервуара внутреннего палеозоя.

Проникновение юрской нефти в доюрское основание – с геологических позиций весьма сложный процесс, так как флюидообмен между палеозойскими и мезозойскими породами отмечается только на локальных участках и лишь в зоне непосредственного контакта между ними. Однако в районе скважины Урманская 5 установлено, что девонские отложения лугинецкой свиты непосредственно перекрыты аргиллитами тогурской свиты. Геологическое строение разреза в районе скважины Южно-Урманская 1 также не препятствует миграции юрской нефти в палеозойское основание. Палеозойские вторичные коллекторы перекрыты непосредственно юрскими отложениями. Тогурская свита удалена от кровли палеозоя всего на 30 м (мощность урманской свиты). Следовательно, можно рассматривать возможность миграции юрской нефти в ловушки, сформированные в палеозойских отложениях.

Эти заключения не противоречат результатам геохимических исследований. Так, авторами [23] было показано, что исследованные образцы нефти горизонта $M+M_1$ из скважины Урманская 2 (вскрывшей, как и скважина Урманская 5, Центральную залежь Урманского месторождения) имеют смешанный генезис или являются смесью нефтей

из двух источников – морского и континентального генезиса со значительным вкладом континентальной органики в исходное органическое вещество [24]. Принимая во внимание результаты палеотемпературного моделирования, «палеозойская» нефть Урманского месторождения, скорее всего, представляет собой смесь тогурской и/или тюменской нефти континентального генезиса и баженовской нефти морского генезиса.

Заключение

На примере скважин Урманская 5 и Южно-Урманская 1 Урманского месторождения выявлены вероятные источники залежей УВ в доюрском нефтегазоносном комплексе.

Источниками полученного в результате испытаний газа могут быть только палеозойские потенциально нефтематеринские свиты: в районе скважины Урманская 5 – позднедевонская лугинецкая свита, в районе скважины Южно-Урманская 1 – раннедевонская кыштовская свита.

Источник нефти в обеих скважинах имеет юрский возраст: тогурская, тюменская и/или баженовская свиты. Полученные нами результаты восстановления термической истории потенциально нефтематеринских отложений и результаты геохимических исследований позволяют заключить следующее: нефти палеозойских залежей Урманского месторождения представляют собой смесь флюидов из 2 юрских источников: предположительно нефтематеринской породы континентального генезиса со значительным вкладом гумусового или гумусово-сапропелевого озерного органического вещества (тогурская и/или тюменская свиты) и нефтематеринской породы морского генезиса (баженовская свита).

Таким образом, исследование показало, что палеозойский резервуар Урманского месторождения аккумулирует частично сохранившийся газ, источником которого являются палеозойские нефтематеринские (кыштовская и лугинецкая) свиты, и нефть, представляющую собой смесь юрской нефти морского (баженовская) и континентального (тогурская и/или тюменская) генезисов.

Список литературы

1. Жилина И.В., Утопленников В.К. **2018**. Ресурсная база углеводородного сырья Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций, перспективы ее восполнения. *Актуальные проблемы нефти и газа*, 3(22): 1–13. http://oilgasjournal.ru/issue_22/zhilina.pdf
2. Liu X., Jin Z., Bai G., Liu J., Guan M., Pan Q., Li T. **2017**. A comparative study of salient petroleum features of the Proterozoic–Lower Paleozoic succession in major petroliferous basins in the world. *Energy Exploration & Exploitation*, 35(1): 54–74. <https://doi.org/10.1177/0144598716680308>
3. Li D., Chang J., Qiu N., Wang J., Zhang M., Wu X., Han J., Li H., Ma A. **2022**. The thermal history in sedimentary basins: A case study of the central Tarim Basin, Western China. *Journal of Asian Earth Sciences*, 229: 1–17. <https://doi.org/10.1016/j.jseaes.2022.105149>
4. Zhu G., Milkov A.V., Li J., Xue N., Chen Y., Hu J., Li T., Zhang Z., Chen Z. **2021**. Deepest oil in Asia: Characteristics of petroleum system in the Tarim basin, China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 199: 108246. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108246>
5. Запивалов Н.П., Исаев Г.Д. **2010**. Критерии оценки нефтегазоносности палеозойских отложений Западной Сибири. *Вестник Томского государственного университета*, 341: 226–232.
6. Вышемирский В.С., Запивалов Н.П., Бадмаева Ж.О., Бененсон В.А., Доильницын Е.Ф., Дубатовлов В.Н., Зингер А.С., Кунин Н.Я., Московская В.И., Перцева А.П. и др. **1984**. *Органическая геохимия палеозойских отложений юга Западно-Сибирской плиты*. Новосибирск: Наука, 192 с.
7. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. **1975**. *Геология нефти и газа Западной Сибири*. М.: Недра, 680 с.
8. Сурков В.С., Жеро О.Г. **1981**. *Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты*. М.: Недра, 143 с.
9. Ablya E., Nadezhkin D., Bordyug E., Korneva T., Kodlaeva E., Mukhutdinov R., Sugden M.A., Van Bergen P.F. **2008**. Paleozoic-sourced petroleum systems of the Western Siberian Basin – what is the evidence? *Organic Geochemistry*, 39(8): 1176–1184. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2008.04.008>
10. Коржов Ю.В., Исаев В.И., Кузина М.Я., Лобова Г.А. **2013**. Генезис доюрских залежей нефти Рогожниковской группы месторождений (по результатам изучения вертикальной зональности алканов). *Известия Томского политехнического университета*, 323(1): 51–56. EDN: RAFBJH
11. Исаев В.И., Галиева М.Ф., Лобова Г., Кузьменков С.Г., Старостенко В.И., Фомин А.Н. **2022**. Палеозойские и мезозойские очаги генерации углеводородов и оценка их роли в формировании залежей доюрского комплекса Западной Сибири. *Георесурсы*, 24(3): 17–48. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.3>

12. Конторович В.А. **2002**. *Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири*. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 253 с.
13. Исаев В.И., Искоркина А.А., Лобова Г.А., Старостенко В.И., Тихоцкий С.А., Фомин А.Н. **2018**. Мезозойско-кайнозойский климат и неотектонические события как факторы реконструкции термической истории нефтематеринской свиты арктического региона Западной Сибири (на примере п-ва Ямал). *Физика Земли*, 2: 124–144.
14. Исаев В.И., Искоркина А.А., Лобова Г.А., Фомин А.Н. **2016**. Палеоклиматические факторы реконструкции термической истории баженовской и тогурской свит юго-востока Западной Сибири. *Геофизический журнал*, 38(4): 3–25. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v38i4.2016.107798>; EDN: ZMIZUJ
15. Scotese C. **2016**. A new global temperature curve for the Phanerozoic. *GSA Annual Meeting Denver, Colorado, Abstracts with Programs*, 48(7): 74–31. <https://doi.org/10.1130/abs/2016am-287167>
16. Краснов В.И. (ред.) **1999**. *Решения межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины*. Новосибирск, 80 с. URL: <https://www.vsegei.ru/ru/info/stratigraphy/regional/WestSib.php>
17. Ярославцева Е.С., Бурштейн Л.М. **2022**. Моделирование истории генерации углеводородов в куонамской свите Курейской синеклизы. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 17(4): 1–18. http://www.ngtp.ru/rub/2022/38_2022.html
18. Добрецов Н.Л. **2005**. Крупнейшие магматические провинции Азии (250 млн лет): Сибирские и Эмейшаньские траппы (платобазальты) и ассоциирующие гранитоиды. *Геология и геофизика*, 46(9): 870–890. EDN: MUMTMT
19. Bagdasaryan T.E., Thomson S.N., Latyshev A.V., Veselovskiy R.V., Zaitsev V.A., Marfin A.E., Zakharov V.S., Yudin D.S. **2022**. Thermal history of the Siberian Traps Large Igneous Province revealed by new thermochronology data from intrusions. *Tectonophysics*, 836: 229385. <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2022.229385>
20. Ivanov A.V., Corfu F., Kamenetsky V.S., Marfin A.E., Vladykin N.V. **2021**. ²⁰⁷Pb-excess in carbonatitic baddeleyite as the result of Pa scavenging from the melt. *Geochemical Perspectives Letters*, 18: 11–15. <https://doi.org/10.7185/geochemlet.2117>
21. Isaev V.I., Fomin A.N. **2006**. Loci of generation of Bazhenov- and Togur-type oils in the southern Nyuro'l'ka megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 47(6): 734–745.
22. Хант Дж. **1982**. *Геохимия и геология нефти и газа*. М.: Мир, 704 с.
23. Ступакова А.В., Соколов А.В., Соболева Е.В., Кирюхина Т.А., Курасов И.А., Бордюг Е.В. **2015**. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири. *Георесурсы*, 61(2): 63–76. <https://doi.org/10.18599/grs.61.2.6>
24. Бордюг Е.В. **2011**. Генетические типы нефтей на юго-востоке Западно-Сибирского нефтегазонасного бассейна. *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, 6: 64–67. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/geneticheskie-tipy-neftey-na-yugo-vostoke-zapadno-sibirskogo-neftegazonosnogo-basseyna>

References

- Zhilina I.V., Utoplennikov V.K. **2018**. Resource base of hydrocarbon raw material of Volga-Ural and Timan-Pechora oil and gas provinces, prospects of its replenishment. *Actual Problems of Oil and Gas*, 3(22): 1–13. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-22.art5>; http://oilgasjournal.ru/issue_22/zhilina.pdf
- Liu X., Jin Z., Bai G., Liu J., Guan M., Pan Q., Li T. **2017**. A comparative study of salient petroleum features of the Proterozoic–Lower Paleozoic succession in major petroliferous basins in the world. *Energy Exploration & Exploitation*, 35(1): 54–74. <https://doi.org/10.1177/0144598716680308>
- Li D., Chang J., Qiu N., Wang J., Zhang M., Wu X., Han J., Li H., Ma A. **2022**. The thermal history in sedimentary basins: A case study of the central Tarim Basin, Western China. *Journal of Asian Earth Sciences*, 229: 1–17. <https://doi.org/10.1016/j.jseaes.2022.105149>
- Zhu G., Milkov A.V., Li J., Xue N., Chen Y., Hu J., Li T., Zhang Z., Chen Z. **2021**. Deepest oil in Asia: Characteristics of petroleum system in the Tarim basin, China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 199: 108246. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108246>
- Zapivalov N.P., Isaev G.D. **2010**. Criteria of estimation of oil-and-gas-bearing Palaeozoic deposits of Western Siberia. *Tomsk State University Journal*, 341: 226–232. (In Russ.).
- Vyshemirskiy V.S., Zapivalov N.P., Badmaeva Zh.O., Benenson V.A., Doil'nicyn E.F., Dubatolov V.N., Zinger A.S., Kunin N.Ya., Moskovskaya V.I., Perceva A.P. et al. **1984**. [*Organic geochemistry of the Paleozoic in the south of the Western Siberian Plate*]. Novosibirsk: Nauka, 192 p. (In Russ.).
- Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Erv'e Yu.G. **1975**. [*Oil and gas geology in Western Siberia*]. Moscow: Nedra, 680 p. (In Russ.).
- Surkov V.S., Zhero O.G. **1981**. [*The basement and platform development of the Western Siberian Plate*]. Moscow: Nedra, 143 p. (In Russ.).
- Ablya E., Nadezhkin D., Boryug E., Korneva T., Kodlaeva E., Mukhutdinov R., Sugden M.A., Van Bergen P.F. **2008**. Paleozoic-sourced petroleum systems of the Western Siberian Basin – what is the evidence? *Organic Geochemistry*, 39(8): 1176–1184. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2008.04.008>

10. Korzhov Yu.V., Isaev V.I., Kuzina M.Ya., Lobova G.A. **2013**. Genesis of the pre-Jurassic oil deposits of the Rogozhnikovo group of fields (based on results of vertical alkanes zoning studying). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 323(1): 51–56. (In Russ.). EDN: RAFBJH
11. Isaev V.I., Galieva M.F., Lobova G., Kuzmenkov S.G., Starostenko V.I., Fomin A.N. **2022**. Paleozoic and Mesozoic hydrocarbon foci of generation and assessment of their role in formation oil deposits of the Pre-Jurassic complex of Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 24(3): 17–48. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.3>
12. Kontorovich V.A. **2002**. [Tectonics and oil and gas potential of the Mesozoic and Cenozoic rocks in the southeastern part of Western Siberia]. Novosibirsk, SO RAN Publ., 253 p. (In Russ.).
13. Isaev V.I., Iskorkina A.A., Lobova G.A., Starostenko V.I., Tikhotskii S.A., Fomin A.N. **2018**. Mesozoic-Cenozoic climate and neotectonic events as factors in reconstructing the thermal history of the source-rock bazhenov formation, Arctic Region, West Siberia, by the example of the Yamal Peninsula. *Izv., Physics of the Solid Earth*, 54(2): 310–329. <https://doi.org/10.1134/s1069351318020064>
14. Isaev V.I., Iskorkina A.A., Lobova G.A., Fomin A.N. **2016**. Paleoclimatic factors of reconstruction of thermal history of parent petroleum bazhenov and togur suites of southeast of West Siberia. *Geofizicheskiy zhurnal*, 38(4): 3–25. (In Russ.). EDN: ZMIZUJ
15. Scotese Ch. **2016**. A new global temperature curve for the Phanerozoic. *Geological Society of America Abstracts with Programs*, 48(7): 74–31. <https://doi.org/10.1130/abs/2016am-287167>
16. Krasnov V.I. (ed.) **1999**. [Decisions of the interdepartmental meeting to review and adopt the regional stratigraphic chart of the Paleozoic formations of the West Siberian Plain]. Novosibirsk, 80 p. (In Russ.). URL: <https://www.vsegei.ru/ru/info/stratigraphy/regional/WestSib.php>
17. Yaroslavtseva E.S., Burshteyn L.M. **2022**. Modelling of hydrocarbon generation history in Kuonamka formation of Kureyka syncline. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 17(4): 1–18. URL: http://www.ngtp.ru/rub/2022/38_2022.html (In Russ.).
18. Dobretsov N.L. **2005**. 250 Ma large igneous provinces of Asia: Siberian and Emeishan traps (plateau basalts) and associated granitoids. *Russian Geology and Geophysics*, 46(9): 847–868. URL: https://sibran.ru/en/journals/issue.php?ID=120401&ARTICLE_ID=125655
19. Bagdasaryan T.E., Thomson S.N., Latyshev A.V., Veselovskiy R.V., Zaitsev V.A., Marfin A.E., Zakharov V.S., Yudin D.S. **2022**. Thermal history of the Siberian Traps Large Igneous Province revealed by new thermochronology data from intrusions. *Tectonophysics*, 836: 229385. <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2022.229385>
20. Ivanov A.V., Corfu F., Kamenetsky V.S., Marfin A.E., Vladykin N.V. **2021**. ²⁰⁷Pb-excess in carbonatitic baddeleyite as the result of Pa scavenging from the melt. *Geochemical Perspectives Letters*, 18: 11–15. <https://doi.org/10.7185/geochemlet.2117>
21. Isaev V.I., Fomin A.N. **2006**. Loci of generation of Bazhenov- and Togur-Type oils in the southern Nyurol'ka megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 47(6): 731–743.
22. Hunt J.M. **1982**. [Petroleum geochemistry and geology]. Moscow: Mir, 704 p. (In Russ.).
23. Stoupakova A.V., Sokolov A.V., Soboleva E.V., Kiryukhina T.A., Kurasov I.A., Bordyug E.V. **2015**. Geological survey and petroleum potential of Paleozoic deposits in the Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 61(2): 63–76. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.61.2.6>
24. Bordyug E.V. **2011**. Genetic types of oils of south-eastern part of West Siberian basin. *Moscow University Geology Bulletin*, 66(6): 442–445. <https://doi.org/10.3103/s0145875211060032>

Об авторах

Крутенко Маргарита Фаритовна (<https://orcid.org/0009-0009-0278-2513>), аспирант отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, margaritagalieva@gmail.com

Исаев Валерий Иванович (<https://orcid.org/0000-0002-3545-9810>), доктор геолого-минералогических наук, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск

Лобова Галина (<https://orcid.org/0000-0002-5744-2171>), доктор геолого-минералогических наук, независимый эксперт, Висагинас, Литва, lobovaga52@gmail.com

Поступила 24.07.2023

Принята к публикации 25.08.2023

About the Authors

Krutenko, Margarita F. (<https://orcid.org/0009-0009-0278-2513>), Postgraduate at the Department of Geology, School of Earth Sciences & Engineering, National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, margaritagalieva@gmail.com

Isaev, Valery I. (<https://orcid.org/0000-0002-3545-9810>), Doctor of Geology and Mineralogy, National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk

Lobova, Galina (<https://orcid.org/0000-0002-5744-2171>), Doctor of Geology and Mineralogy, Independent expert, Visaginas, Lithuania, lobovaga52@gmail.com

Received 24 July 2023

Accepted 25 August 2023