

**40**  
стр.  
Палеогеография  
палеозойских  
отложений

**83**  
стр.  
История  
тектонического  
развития

**109**  
стр.  
Нефтегазоматеринские  
породы

## Перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений Западно-Таймырского ПНГР: цикл статей

стр. 14



Бурение скважины на Лескинском участке (п-ов Гыдан,  
Западно-Таймырский потенциально нефтегазоносный район), сентябрь 2022 года



Геомодель



# ГЕОБАЙКАЛ'22

7-Я НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

27 ФЕВРАЛЯ - 3 МАРТА 2023 г. | ИРКУТСК, РОССИЯ

## ТЕМЫ НАУЧНЫХ СЕССИЙ

- 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
- Бурение и внутристкважинные работы
- Разработка месторождений нефти и газа
- Петрофизика, геомеханика, исследования скважин, ГТИ
- Геонавигация
- Особенности проведения геолого-разведочных работ на шельфовых месторождениях
- Анализ рисков и экономические аспекты геологоразведки
- Твёрдые полезные ископаемые – особенности разведки и разработки
- Изучение верхней части разреза, гидрогеология и инженерно-геологические изыскания
- Производственная безопасность при геолого-разведочных работах: Культура, Люди, Эффективность

**Вас ждут круглые столы и выездные геологические семинары!**

[www.geomodel.ru](http://www.geomodel.ru)

**ПЕРИОДИЧЕСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ  
ЖУРНАЛ «ГАЗПРОМ НЕФТИ»****О ЖУРНАЛЕ**

«PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти» – специализированный научно-технический журнал, в котором публикуются статьи по актуальным вопросам нефтегазовой отрасли.

Подготовку издания осуществляет Научно-Технический Центр «Газпром нефти». Аудитория издания – сотрудники нефтегазовых и нефтесервисных компаний, представители научного сообщества, технологические и академические центры.

Журнал рецензируется и аккредитован в Высшей аттестационной комиссии (ВАК) по направлениям: 2.8.2. «Технология бурения и освоения скважин» (технические науки), 2.8.4. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (технические науки), 1.6.11. «Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (геолого-минералогические науки), 2.8.4. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (геолого-минералогические науки), 25.00.18. «Технология освоения морских месторождений полезных ископаемых» (технические науки).

**РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ**

**Яковлев В.В.**, председатель редакционной коллегии, заместитель генерального директора «Газпром нефти»

**Хасанов М.М.**, главный редактор, д.т.н., директор по науке «Газпром нефти»

**Аплонов С.В.**, д.геол.-мин.н., профессор, Санкт-Петербургский государственный университет

**Бахтизин Р.Н.**, д.физ.-мат.н., академик Академии наук Республики Башкортостан

**Бочков А.С.**, к.т.н., генеральный директор «Газпромнефть — Технологические партнерства»

**Бухановский А.В.**, д.т.н., Санкт-Петербургский национальный исследовательский университет информационных технологий, механики и оптики

**Валиуллин Р.А.**, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой геофизики, Башкирский государственный университет

**Вашкевич А.А.**, директор дирекции по технологическому развитию «Газпром нефти»

**Головин С.В.**, д.физ.-мат.н., профессор, заместитель председателя Сибирского отделения РАН по комплексному развитию

**Доктор С.А.**, директор по добыче «Газпром нефти»

**Кривцов А.М.**, д.физ.-мат.н., член-корреспондент РАН, заведующий кафедрой «Теоретическая механика», Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

**Осипцов А.А.**, д.физ.-мат.н., профессор, Центр добывчи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

**Постникова О.В.**, д.геол.-мин.н., заведующая научно-исследовательской лабораторией по проблемам нефтегазоносности Восточной Сибири, профессор кафедры литологии, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина

**Сарваров А.Р.**, к.т.н., директор дирекции по крупным проектам «Газпром нефти»

**Федоров К.М.**, д.физ.-мат.н. профессор, директор физико-технического института, Тюменский государственный университет

**Филимонова В.Р.**, заместитель генерального директора по экспертизе и функциональному развитию Научно-Технического Центра «Газпром нефти»

**Хафизов С.Ф.**, д.геол.-мин.н., заведующий кафедрой поисков и разведки нефти и газа, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина

**Шашель В.А.**, к.т.н., заместитель генерального директора по интегрированным решениям Научно-Технического Центра «Газпром нефти»

**РЕДАКЦИЯ**

**Керимова Э.Р.**, выпускающий редактор, ученый секретарь Научно-Технического Центра «Газпром нефти»

**Ребров Д.А.**, советник заместителя генерального директора «Газпром нефти»

**Волков К.М.**, руководитель направления Научно-Технического Центра «Газпром нефти»

**УСЛОВИЯ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МАТЕРИАЛОВ**

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License

**ИНДЕКСАЦИЯ**

РИНЦ, scholar-google, ROAD, РГБ, ВИНИТИ, Worldcat, Lens, Research4life, Openaire. Журнал входит в перечень периодических научных изданий РФ, рекомендованных ВАК для публикации основных результатов диссертаций на соискание ученой степени кандидата и доктора наук

**PRONEFT.**  
**PROFESSIONALLY ABOUT OIL****ABOUT THE JOURNAL**

PRONEFT. Professionally about Oil is a specialized scientific and technical journal that publishes articles on topical issues of the oil and gas industry. Publications are prepared by the Gazprom Neft Science and Technology Center. The journal audience includes employees of petroleum and oilfield service companies, members of the scientific community, readers in research and academic centers.

The journal is reviewed and accredited by the Higher Attestation Commission (HAC) in the following disciplines: 2.8.2. Technology of drilling and development of wells (technical sciences), 2.8.4. Development and operation of oil and gas fields (technical sciences), 1.6.11. Geology, prospecting, exploration and exploitation of oil and gas fields (geological and mineralogical sciences), 2.8.4. Development and operation of oil and gas fields (geological and mineralogical sciences), 25.00.18. Development technology offshore mineral deposits (technical sciences).

**EDITORIAL BOARD**

**Vadim V. Yakovlev**, Chairman of the Editorial Board, Deputy General Director, Gazprom Neft

**Mars M. Khasanov**, Editor-in-Chief, Dr. Sci. (Eng.), Scientific Director, Gazprom Neft

**Sergey V. Aplonov**, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Professor, St. Petersburg State University

**Ramil N. Bakhtizin**, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Academician of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan

**Andrey S. Bochkov**, Cand. Sci. (Eng.), CEO of Gazpromneft — Technological Partnerships

**Alexander V. Bukhanovsky**, Dr. Sci. (Eng.), St. Petersburg National Research University of Information Technologies, Mechanics and Optics

**Rim A. Valiullin**, Dr. Sci. (Eng.), Professor, Head of the Department of Geophysics, Bashkir State University

**Alexey A. Vashkevich**, Director of the Technology Development Directorate, Gazprom Neft

**Sergey V. Golovin**, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Deputy Chairman of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences for Integrated Development

**Sergey A. Doctor**, Director of the Production Directorate, Gasprom Neft

**Anton M. Krivtsov**, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Head of the Department of Theoretical Mechanics, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University

**Andrey A. Osipov**, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Center for Hydrocarbon Production, Skolkovo Institute of Science and Technology

**Olga V. Postnikova**, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Professor of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

**Aidar R. Sarvarov**, Cand. Sci. (Eng.), Director of the Major Projects Directorate, Gazprom Neft

**Konstantin M. Fedorov**, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Director of the Physics and Technology Institute, Tyumen State University

**Veronika R. Filimonova**, Deputy CEO for expertise and functional development, Gazprom Neft Science and Technology Center

**Sergey F. Khafizov**, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Head of the Department of Oil and Gas Prospecting and Exploration, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

**Vadim A. Shashel**, Cand. Sci. (Eng.), Deputy General Director for Integrated Solutions, Gazprom Neft Science and Technology Center

**EDITORIAL OFFICE**

**Elvira R. Kerimova**, Executive Editor, Scientific Secretary, Gazprom Neft Science and Technology Center

**Denis A. Rebrov**, Advisor to the Deputy General Director, Gazprom Neft

**Konstantin M. Volkov**, Project manager, Gazprom Neft Science and Technology Center

**CONTENT DISTRIBUTION TERMS**

The content is distributed under the Creative Commons Attribution 4.0 License

**INDEXING**

RSCI, scholar-google, ROAD, RSL, VINITI, Worldcat, Lens, Research4life, Openaire.

The journal is included in the list of periodical scientific publications of the Russian Federation recommended by the Higher Attestation Commission for publication of main results of studies for the degree of Candidate of Sciences and Doctor of Sciences.

**7**

## **ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ / GEOLOGY AND EXPLORATIONS**

**14**

### **Литологическая и седиментологическая характеристика разреза палеозойского комплекса Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района (по данным бурения)**

А.П. Вилесов, В.Б. Ершова, А.Д. Соловьева

Lithological and sedimentological characteristics of the Paleozoic of the West Taimyr potential oil and gas bearing area (according to drilling data)

Aleksandr P. Vilesov, Viktoria B. Ershova, Anna D. Solov'yeva

**28**

### **Перспективы нефтегазоносности ордовикско-каменноугольных отложений слабоизученной зоны Западного Таймыра в условиях ограниченных данных**

Е.М. Букатова, Ю.А. Ужегова, С.А. Погребнюк, С.А. Федоров, А.П. Вилесов, К.А. Перетолчин, Н.В. Морозов, А.М. Грановский

Oil and gas potential prospects of the Ordovician-Carboniferous deposits for West Taimyr under limited data conditions

Elena M. Bukatova, Iuliia A. Uzhegova, Sergey A. Pogrebnyuk, Sergey A. Fedorov, Aleksandr P. Vilesov, Kirill A. Peretolchin, Nikita V. Morozov, Andrey M. Granovsky

**40**

### **Палеогеографические реконструкции палеозойского комплекса Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района по данным бурения**

А.П. Вилесов, К.А. Перетолчин, Д.К. Ершова, Е.М. Букатова, Д.А. Севрюков, Ю.А. Ужегова, А.А. Минич

Paleogeographic reconstructions of the Paleozoic Series of the West Taimyr potential oil and gas bearing area based on drilling data

Aleksandr P. Vilesov, Kirill A. Peretolchin, Daria K. Ershova, Elena M. Bukatova, Denis A. Sevryukov, Iuliia A. Uzhegova, Andrey A. Minitch

**55**

### **Биостратиграфическая характеристика осадочных комплексов палеозоя Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района по данным бурения**

Ю.А. Гатовский, А.П. Вилесов

Biostratigraphic characteristics of Paleozoic sedimentary series of the West Taimyr potential oil and gas bearing area according to drilling data

Yury A. Gatovsky, Aleksandr P. Vilesov

**68**

**Особенности формирования вторичных коллекторов  
в карбонатных отложениях палеозоя Западно-Таймырского  
потенциально нефтегазоносного района**

В.Б. Ершова, К.Ю. Васильева, А.П. Вилесов, К.Ю. Михайлова,  
О.С. Верещагин

Development of the diagenetic reservoirs in the Paleozoic carbonate deposits of the West Taimyr potential oil and gas bearing area

**Victoria B. Ershova, Ksenia Yu. Vasileva, Aleksandr P. Vilesov,  
Ksenia Yu. Mikhailova, Oleg S. Vereshchagin**

**83**

**Тектоническая история зоны сочленения Таймырского  
складчато-надвигового пояса и структур Гыданского  
полуострова**

К.А. Перетолчин, В.Б. Ершова, А.К. Худолей, С.П. Нилов  
Tectonic history of the junction zone of the Taimyr fold-thrust belt and the structures of the Gydan Peninsula

**Kirill A. Peretolchin, Victoria B. Ershova, Andrei K. Khudoley, Sergei P. Nilov**

**94**

**Сиуринские граптолитовые сланцы зоны сочленения  
Гыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей  
как возможный источник нефти и газа**

Е.А. Бакай, Н.В. Морозов, Э.А. Абля, Н.В. Пронина, С.В. Фролов,  
Е.Н. Полудеткина, И.Э. Манько, А.А. Тарасенко

Silurian graptolitic shales of the junction zone of the Gydan and the Enisey-Khatanga oil and gas bearing regions as a possible source of oil and gas

**Elena A. Bakay, Nikita V. Morozov, Enver A. Ablya, Natalya V. Pronina,  
Sergey V. Frolov, Elena N. Poludetskina, Irina E. Manko, Anastasia A. Tarasenko**

**109**

**Нефтегазоматеринские породы Западно-Таймырского  
потенциально нефтегазоносного района по данным бурения**

Н.В. Морозов, Д.Ю. Калачева, И.А. Кампали, Е.А. Бакай, Д.А. Севрюков,  
М.Н. Николаев  
Source rocks of the West Taimyr potential oil and gas bearing area according to drilling data

**Nikita V. Morozov, Daria Yu. Kalacheva, Inna A. Campoli, Elena A. Bakay,  
Denis A. Sevryukov, Maxim N. Nikolaev**

**124**

**История развития углеводородных систем Западно-  
Таймырского потенциально нефтегазоносного района  
по результатам бассейнового моделирования**

И.А. Зинченко, Н.В. Морозов, К.А. Перетолчин, А.А. Куркин,  
С.А. Погребнюк

History of development of petroleum systems within the West Taimyr potential oil and gas bearing area based on basin modeling results

**Ivan A. Zinchenko, Nikita V. Morozov, Kirill A. Peretolchin, Alexander A. Kurkin,  
Sergey A. Pogrebnyuk**

**PRO НЕФТЬ®**

ПРОФЕССИОНАЛЬНО О НЕФТИ

ПЕРИОДИЧЕСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ  
ЖУРНАЛ «ГАЗПРОМ НЕФТИ»

ИСТОРИЯ ИЗДАНИЯ ЖУРНАЛА:  
Издается с 2016 г.

ПЕРИОДИЧНОСТЬ:  
4 раза в год

ПРЕФИКС DOI:  
<https://doi.org/10.51890>

ISSN PRINT:  
**2587-7399**

ISSN ONLINE:  
**2588-0055**

СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ  
СРЕДСТВА МАССОВОЙ ИНФОРМАЦИИ:  
Журнал зарегистрирован в Федеральной службе по  
надзору в сфере связи, информационных технологий и  
массовых коммуникаций (Роскомнадзор) РФ 22.09.2017 г.  
Рег № ПИ ФС77-71164

УЧРЕДИТЕЛЬ, ИЗДАТЕЛЬ, РЕДАКЦИЯ:  
**ООО «Газпромнефть НТЦ»,  
190000, Россия, Санкт-Петербург,  
Наб. реки Мойки, д. 75-79, лит. Д**  
Тел.: +7 (812) 313-69-24  
Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru

ТИРАЖ:  
200 экз.

ДАТЫ:  
Сдано в набор 25.09.2022.  
Подписано в печать 14.12.2022.  
Дата выхода в свет 29.12.2022.

ТИПОГРАФИЯ:  
Отпечатано в ООО «БЕАН»  
603003, г. Нижний Новгород, ул. Баррикад, д. 1, корп. 5

КОПИРАЙТ:  
**© «PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти», 2022**  
**© «Газпром нефть», 2022**  
**© Научное редактирование статей и верстка**  
000 «НЭИКОН ИСП», 2022  
115114, г. Москва, ул. Летниковская, д. 4, стр. 5, офис 2.4

ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС:  
в каталогах «Урал-Пресс» — 81003

СТОИМОСТЬ ОДНОГО ВЫПУСКА:  
свободная цена

**134**

**Характеристика магматических пород в разрезе скважины на Лескинском лицензионном участке**

В.Д. Щербаков

Composition and origin of igneous rocks in the sequence of well on Leskinsky license area  
Vasily D. Shcherbakov

**142**

**Геохимическая характеристика пластовых вод по результатам комплексных исследований керна и шлама Лескинской скважины Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района**

Е.С. Казак, Н.В. Морозов, А.С. Семанова, Д.М. Макухо, А.В. Моеев,  
Е.И. Смоленцев

Formation water geochemistry according to the integrated study of the core and cuttings samples of the Leskinskaya Well (West Taimyr potential oil and gas bearing area)

**Ekaterina S. Kazak, Nikita V. Morozov, Anastasia S. Semanova,  
Dmitriy M. Makukho, Anton V. Moseev, Evgeniy I. Smolentsev**

**152**

**Применение инструмента «Цифровой керн» для карбонатных коллекторов Харьгинского месторождения**

Ю.М. Трушин, О.Н. Зощенко, М.С. Арсамаков, М.М. Хайруллин  
Application of "Computational Rock Physics" tool for carbonate reservoirs of Kharyaga field  
**Yury M. Trushin, Oleg N. Zoshchenko, Mark S. Arsamakov, Marsel M. Hairullin**

**PRO НЕФТЬ®**

**ПРОФЕССИОНАЛЬНО О НЕФТИ**

PRONEFT. PROFESSIONALLY ABOUT OIL

HISTORY OF THE JOURNAL:  
Published since 2016.

PUBLICATION FREQUENCY:  
4 times a year

MASS MEDIA REGISTRATION CERTIFICATE:  
The journal was registered with the Federal Service for Supervision of Communications, Information Technologies and Mass Media (Roskomnadzor) of the Russian Federation on 22.09.2017. Reg. No. PI FS77-71164

FOUNDER, PUBLISHER, EDITORIAL BOARD:  
**Gazpromneft STC LLC, 75-79 Moika River Embankment, lit. D, 190000, Saint Petersburg, Russia**

PRINT RUN:  
200 copies

DATES:  
Sent to typesetting 25.09.2022.  
Approved for printing 14.12.2022.  
Date of publication 29.12.2022.

PRINTING HOUSE:  
Printed at BEAN LLC  
1, Barrikad Str. bldg. 5, 603003, Nizhny Novgorod, Russia

COPYRIGHT:  
**© PRONEFT. Professionally about Oil, 2022**  
**© Gazprom Neft, 2022**  
**© Academic editing and proofreading of journal articles and composition services**  
NEIKON ISP LLC, 2022  
4, Letnikovskaya Str. bldg. 5, office 2.4, 115114, Moscow, Russia

INDEX FOR SUBSCRIPTION:  
In catalogues of Ural press: 81003

PRICE FOR A COPY:  
open price



## УВАЖАЕМЫЕ КОЛЛЕГИ!

Крупные геолого-разведочные проекты всегда сопряжены с неопределенностью и требуют долгосрочного планирования. В 2022 году «Газпром нефть» выполнила программу геолого-разведочных работ и план по развитию ресурсной базы, укрепив фундамент для будущей добычи и развития компании.

Уже около 4 лет мы связываем большие ожидания с одним из наших флагманских проектов в Арктике. В текущем году с получением новой лицензии на морской Усть-Енисейский участок мы завершили формирование крупнейшего поискового кластера компании в этом регионе. «Газпром нефть» в полном объеме продолжает работы на Лескинском участке: ведется бурение и готовятся скважинные испытания. В следующем году мы получим ценнейшую информацию о геологических особенностях перспективных, но пока еще почти не изученных участков на севере Гыданского полуострова.

Стратегически значимой для «Газпром нефти» остается работа с цифровыми технологиями как ключевым инструментом повышения эффективности геолого-разведочных работ. В 2022 году мы начали полномасштабное внедрение цифрового двойника сейсморазведки, который объединяет данные поисковых проектов компании. Искусственный интеллект используется во всех крупных проектах ГРР на этапах камеральной обработки и интерпретации данных. Это

обеспечивает возможность кратно сократить сроки работ. Инструменты интегрированы в нашу платформу по интерпретации данных сейсморазведки и геологического моделирования «Геомейт». Мы видим большой потенциал для использования данных разработок в масштабах отрасли, в том числе для замены импортных решений.

Я благодарю за значимый научный вклад всех авторов материалов, посвященных геолого-разведочному проекту на Гыдане. Желаю успехов большой кросс-функциональной команде, которая ведет столь ценную для всей нефтегазовой отрасли работу. Уверен, что сочетание профессионализма, самых современных технологий и геологической удачи позволит нам достичь всех поставленных целей!

*Глава дирекции по геологоразведке и развитию ресурсной базы «Газпром нефти», генеральный директор «Газпромнефть-Гео» Юрий Масалкин*

# «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» УСИЛИВАЕТ НАУЧНОЕ ПАРТНЕРСТВО С РОССИЙСКИМИ ВУЗАМИ

«Газпром нефть» развивает сотрудничество с российскими вузами. Свои приоритетные вызовы компания обозначила научным партнерам в ноябре на коммуникационной сессии для настройки совместного поиска технологических решений. Сейчас в экосистеме «Газпром нефти» по направлению разведки и добычи углеводородов находятся 11 университетов, с которыми заключены долгосрочные договоры, в том числе на проведение исследований и тестирование инноваций. Общий объем взаимодействия с этими вузами в 2022 году в финансовом выражении почти на 30% превысил результаты 2021 года.

Среди ключевых вызовов, которые компания будет решать совместно с российскими учеными, — создание автономных месторождений, разработка многокомпонентных газоконденсатных залежей, строительство в условиях сложных грунтов, а также программное обеспечение для автоматизации процессов поиска и добычи нефти.

На коммуникационной сессии вузы-партнеры провели презентацию своих перспективных разработок, которые потенциально могут стать новыми прорывными проектами в нефтяной индустрии.

Например, Новосибирский государственный университет анонсировал разработку программного обеспечения для обработки данных сейсморазведочных работ — одного из основных методов геологоразведки. Проект предполагает создание научноемких алгоритмов и их интеграцию в существующую IT-инфраструктуру компании.

Томский политехнический университет предложил использовать микротомограф для создания трехмерной цифровой модели образцов пород (керна), чтобы детально изучать их внутреннюю микроструктуру. Эти исследования помогут подбирать оптимальные технологии для добычи нефти.

**Алексей Вашкевич, директор по технологическому развитию «Газпром нефти»:**

«Нефтегазовой отрасли нужны высокотехнологичные решения бизнес-задач. Именно поэтому мы выстроили большую инновационную экосистему, в которую входят ведущие российские вузы, научные организации и производители оборудования. Нам важно настроить наше взаимодействие с партнерами таким образом, чтобы разработка и внедрение наших продуктов стали еще быстрее, а их качество полностью соответствовало запросам рынка и было востребовано при дальнейшем тиражировании. Один из инструментов для этого — проведение регулярных коммуникационных сессий, где на одной площадке собираются представители бизнеса и науки».



# «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» РАЗВИВАЕТ РЫНОК РОССИЙСКИХ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ

«Газпром нефть» впервые провела для своих научных и технологических партнеров межотраслевую конференцию «Новые материалы — от инноваций к доступным решениям». На ней рассматривались вопросы настройки бизнес-инжиниринга рынка высокотехнологичных материалов — экосистемы, которая объединит научные исследования, производственные ресурсы, сервис и коммерциализацию продуктов.

В Санкт-Петербурге собрались российские разработчики и производители новых материалов, представители профильных вузов и нефтегазового бизнеса. На нескольких секциях рассматривались решения для повышения эффективности бизнес-процессов в энергетике, цифровые инструменты проектирования и конструирования веществ, а также подходы к коммерциализации продуктов из новых материалов. На конференции были представлены образцы сплавов, полимеров, реагентов и роботизированных систем. Ученые, представители производств и предприниматели обсуждали варианты промышленного производства новой продукции и ее коммерциализации.

К области высокотехнологичных материалов относятся уникальные сплавы, композитные вещества, материалы с памятью формы, жидкости с управляемыми свойствами, инновационные покрытия или напыления, а также технологии конструирования, например новые виды креплений материалов и 3D-печать.

В нефтегазовой отрасли новые материалы востребованы практически на всех этапах разведки и добычи углеводородов. С их помощью можно уменьшить массу и габариты бурового оборудования, повысить надежность сборки объектов и снизить сроки обустройства инфраструктуры месторождений. Применяя высокотехнологичные материалы, получится продлить срок службы труб и насосов без ремонта, сократить затраты на строительство и повысить количество извлекаемой нефти.

**Андрей Бочков, генеральный директор «Газпромнефть — Технологических партнерств»:** «Современная добыча нефти неразрывно связана с высокими технологиями. Чтобы продолжать рентабельно разрабатывать сложные запасы углеводородов, поддерживать работу удаленных месторождений и соблюдать строгие нормы промышленной и экологической безопасности, мы находимся в постоянном поиске новых решений. Новые материалы имеют практически неограниченный потенциал для оптимизации производственных процессов нефтегазовой отрасли. Поэтому мы собрали на одной площадке наших научных и технологических партнеров, чтобы вместе оценить существующие проекты и сформировать запрос на новые разработки в области российских высокотехнологичных материалов».



# «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ОТКРЫЛА НАУЧНО-ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ЦЕНТРЫ В ЧЕТЫРЕХ РЕГИОНАХ

«Газпром нефть» открыла новые научно-образовательные центры (НОЦ) в федеральных вузах четырех регионов. Партнерами компании стали Томский политехнический университет, Казанский федеральный университет, Тюменский государственный университет и Уфимский государственный технический университет. Открытие центров позволит повысить качество профессиональной подготовки студентов и привлечь их к работе над проектами «Газпром нефти».

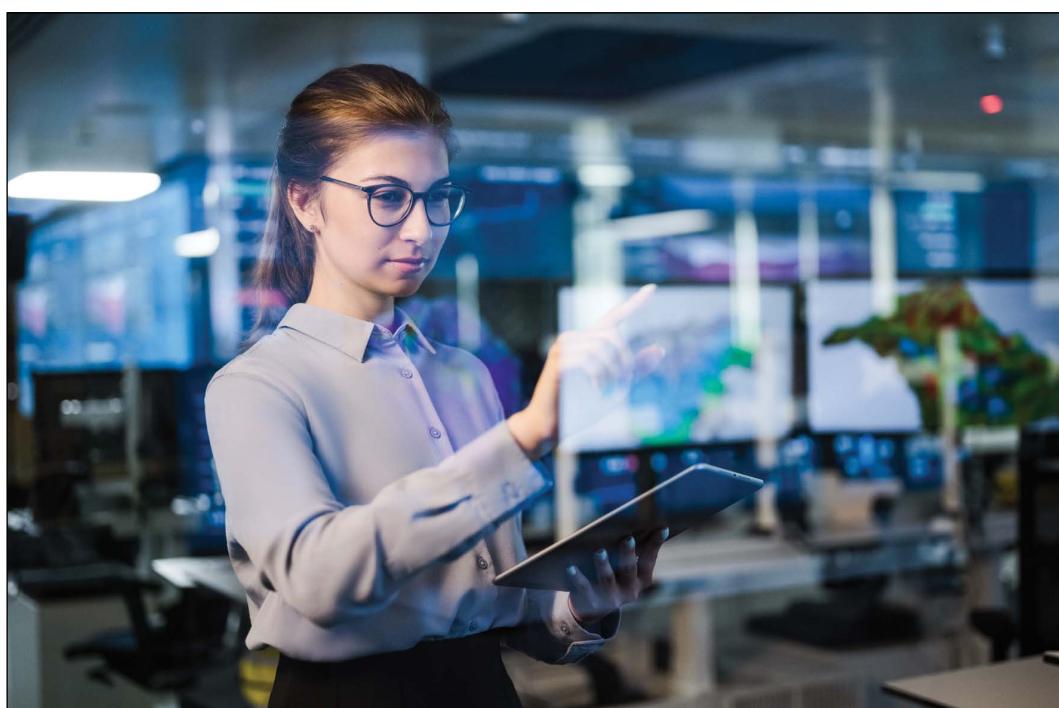
Научно-образовательные центры обеспечивают взаимодействие компаний и вузов, определяют общие цели сотрудничества и привлекают ресурсы партнеров для их достижения. Они реализуют совместные образовательные программы и формируют портфель проектов с учетом бизнес-задач «Газпром нефти». Центры позволяют студентам ознакомиться с операционной деятельностью компании и решать в ходе учебного процесса реальные кейсы. Это также повышает профессиональный уровень будущих специалистов и облегчает их дальнейшее трудоустройство в отрасли.

Как правило, работа в НОЦ начинается с первых курсов магистратуры, иногда со старших курсов бакалавриата. Возможность участия в проектах компании получают студенты технических и естественно-научных специальностей — от физиков и математиков до геологов, инженеров-нефтяников и айтишников. Они занимают позиции мо-

лодых специалистов, лаборантов или младших научных сотрудников.

**Алексей Вашкевич, директор по технологическому развитию «Газпром нефти»:**

«Создание НОЦ позволяет сфокусировать вузы на решении конкретных отраслевых задач, полнее использовать их научный потенциал, выстроить более эффективное взаимодействие между системой образования и бизнесом. Центры делают работу с университетом более управляемой и прозрачной, исключают потерю времени на неоптимальные решения и процессы. При этом, создавая НОЦ, мы укрепляем партнерские отношения между компанией и вузами, внедряем единую систему требований и подходов к развитию сотрудничества, а также продвигаем бренд «Газпром нефти» среди студентов и вовлекаем их в работу в наших проектах».



# ВЕНЧУРНЫЙ ФОНД «НОВАЯ ИНДУСТРИЯ» ПОДДЕРЖИТ РАЗВИТИЕ СТАРТАПОВ ПО ЦИФРОВИЗАЦИИ И ДЕКАРБОНИЗАЦИИ ТЭК

Венчурный фонд «Новая индустрия» подписал соглашения о сотрудничестве с компаниями — разработчиками инновационных решений для нефтегазовой отрасли.

«Новая индустрия» поддержит проекты трех организаций — участников технологического акселератора «Газпром нефти» в области разведки и добычи INDUSTRIX. Стартапы успешно прошли тестирование своих решений на объектах компании и ее технологических партнеров. Разработчики подтвердили эффективность своих продуктов, а также потенциал их внедрения в дочерних предприятиях «Газпром нефти» и коммерциализации на внешнем рынке.

Соглашения заключены с компаниями: «ЛАБАДВАНС», специализирующейся на микрофлюидных исследованиях керна, «Сайберфизикс», занимающейся цифровым моделированием, машинным обучением и предиктивной аналитикой, а также «Аэрогаз», разрабатывающей мобильное оборудование для переработки попутного нефтяного газа. Документы фиксируют планы сторон по укреплению сотрудничества и совместному развитию стартапов. «Новая индустрия» рассмотрит возможности для инвестирования в компании. Поддержка фонда будет направлена на совершенствование продуктов для их последующего тиражирования на нефтегазовых объектах и вывода на рынок.

**Алексей Вашкевич, директор по технологическому развитию «Газпром нефти»:**

««Газпром нефть» создала систему открытых инноваций полного цикла, которая помогает развитию технологических стартапов от идеи до заинтересованного, готового к внедрению продукта. В перспективе будущих лет эти решения внесут значимый вклад не только в преодоление тех вызовов, с которыми мы сталкиваемся сегодня, но и дадут импульс развитию всего российского ТЭК и процессам импортозамещения».

**Татьяна Морозова, генеральный директор фонда «Новая индустрия»:**

«Выбранные стартапы отличают не только профессионализм команды и высокий уровень проработки проектов, но и актуальность для нефтегазовой отрасли и высокий потенциал для внедрения в промышленности. Поддержка фонда поможет вывести эти решения на новый уровень, начать их тиражирование и коммерциализацию на открытом рынке».



# «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» РАСШИРЯЕТ ПОИСКОВЫЙ КЛАСТЕР НА ПОБЕРЕЖЬЕ КАРСКОГО МОРЯ

«Газпром нефть» завершила формирование масштабного поискового кластера в российской Арктике, включающего 29 участков в Ямalo-Ненецком автономном округе и Красноярском крае. Компания получила лицензию на Усть-Енисейский участок в акватории Карского моря, который соединяет геолого-разведочные активы на Гыданском и Таймырском полуостровах.

Усть-Енисейский участок расположен в акватории Енисейского залива Карского моря, его площадь составляет почти 6 тысяч кв. км. Лицензия на геологическое изучение участка выдана «Газпром нефти» по «заявительному» принципу с целью поиска и оценки месторождений углеводородов.

Новый актив соединяет противоположные стороны Енисейского залива, на которых расположены принадлежащие «Газпром нефти» лицензионные участки на Гыданском и Таймырском полуостровах. Всего в гыдано-таймырскую группу входит 29 участков общей площадью около 23 тысяч кв. км. Эти территории отличает крайне низкая степень геологической изученности, а также удаленность от объектов транспортной и нефтегазовой инфраструктуры. Объединение активов в единый поисковый кластер обеспечит синергию и повысит эффективность работ по их изучению.

Ранее на Усть-Енисейском участке геолого-разведка не проводилась. Стратегия поиско-

во-разведочных работ на этой территории будет сформирована после завершения испытаний поисковых скважин на Лескинском участке. В планах компании — проведение 2D-сейсморазведки и других геолого-геофизических исследований в акватории Енисейского залива.

Оператором геолого-разведочных работ на участках гыдано-таймырской группы выступает «Газпромнефть-Гео».



# «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» НАРАЩИВАЕТ ПОСТАВКИ УГЛЕВОДОРОДОВ НА РЫНКИ АЗИАТСКО-ТИХООКЕАНСКОГО РЕГИОНА

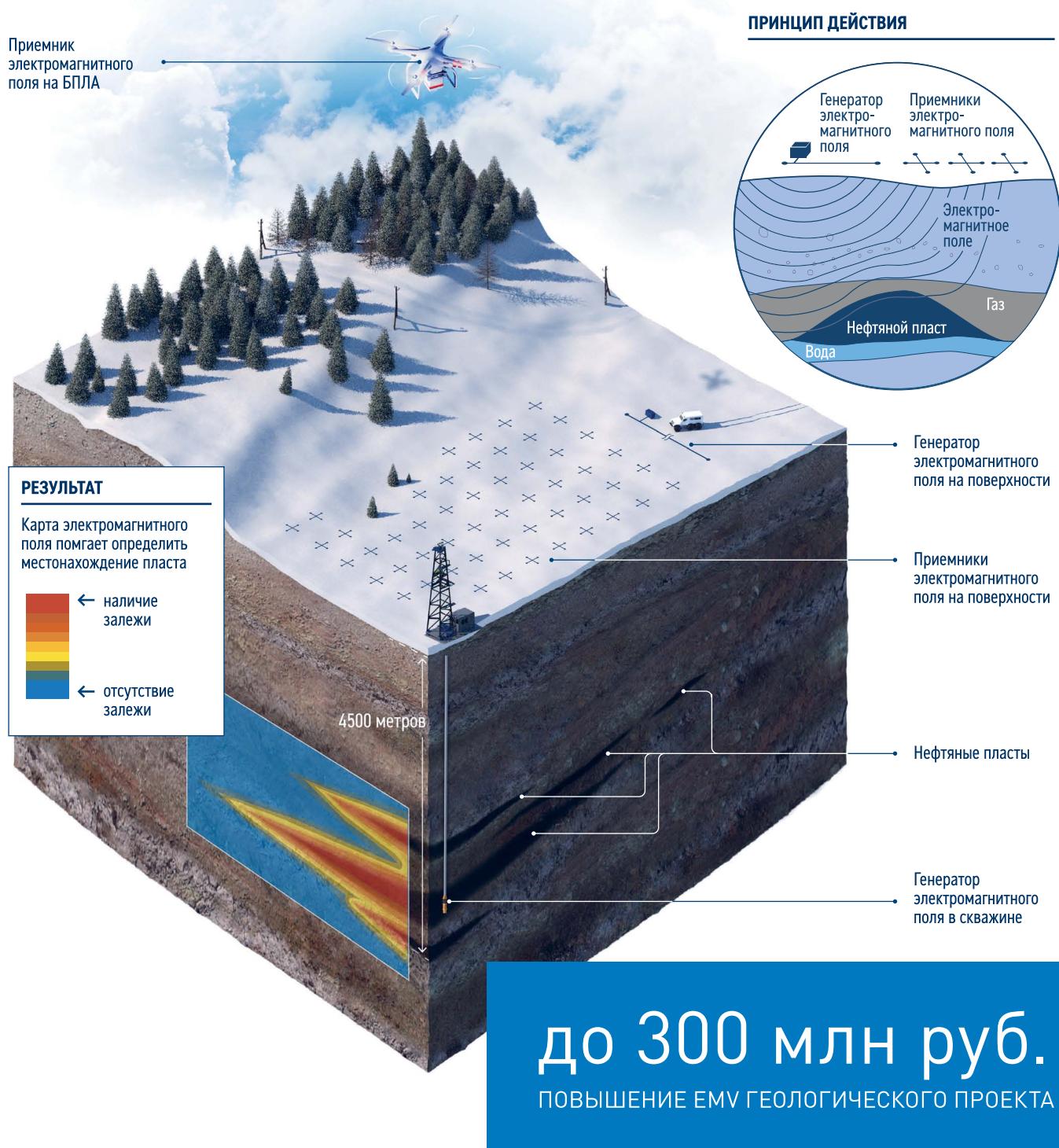
«Газпром нефть» ввела в эксплуатацию новую нефтегазовую инфраструктуру на Чаяндинском месторождении. Старт работе производственного комплекса дали Председатель Правления «Газпрома» Алексей Миллер и Председатель Правления «Газпром нефти» Александр Дюков. Чаяндинское месторождение — базовое для крупнейшего центра добычи углеводородов в Якутии и один из ключевых проектов «Газпрома» на востоке России. Месторождение является ресурсной базой для стратегических магистральных систем транспортировки газа и нефти — «Сила Сибири» и «Восточная Сибирь — Тихий океан» (ВСТО). «Газпром» ведет масштабную разработку многоокомпонентных запасов Чаяндинского месторождения. «Газпром нефть» разрабатывает трудноизвлекаемые нефтяные запасы. С запуском производственного комплекса ежегодный уровень поставок нефти с Чаяндинского месторождения на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона достигнет 1,9 млн тонн. Кроме того, из нефтяных оторочек будет добываться 2,2 млрд куб. м газа. При проектировании и обустройстве новой инфраструктуры «Газпром нефть» использовала технологии информационного моделирования и создала цифровые двойники ключевых производственных объектов. Применение отечественных блочно-модульных установок сократило объем строительных работ и ускорило реализацию проекта. Более 90% материалов и оборудо-

ования, использованных при создании производственного комплекса, изготовлены в России. Инновационные инженерные решения позволили всего за три года — в два раза быстрее среднеотраслевых сроков — достичь на месторождении максимального уровня добычи нефти. Большинство процессов на Чаяндинском месторождении автоматизировано и контролируется с помощью цифровых технологий при минимальном непосредственном участии человека, что особенно важно с учетом климатических условий и ограниченной транспортной доступности региона. Основные капитальные объекты и инженерные системы возведены на сваях с термостабилизацией для исключения воздействия на вечномерзлые грунты. Запуск инфраструктуры позволит создать якорный актив для дальнейшей эффективной разработки «Газпром нефтью» ресурсной базы в Восточной Сибири.



# ВЫСОКОТОЧНАЯ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКА ПОМОГАЕТ ИСКАТЬ «СЛОЖНЫЕ» ЗАЛЕЖИ

В Научно-Техническом Центре «Газпром нефти» разрабатывают новую технологию «Высокоразрешающая электроразведка». Она представляет собой комплексное аппаратурно-программное решение, которое значительно повысит точность геолого-разведочных работ для «сложных» коллекторов, расположенных на значительных глубинах (до 4500 м) и обладающих малыми эффективными толщинами (5–10 м) с частым переслаиванием (коллектор/неколлектор).



© Коллектив авторов,  
2022



# ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ И СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА ПАЛЕОЗОЙСКОГО КОМПЛЕКСА ЗАПАДНО-ТАЙМЫРСКОГО ПОТЕНЦИАЛЬНО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА (ПО ДАННЫМ БУРЕНИЯ)

**А.П. Вилесов<sup>1,\*</sup>, В.Б. Ершова<sup>2</sup>, А.Д. Соловьева<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

<sup>2</sup>Санкт-Петербургский государственный университет, РФ, Санкт-Петербург

**Электронный адрес:** Vilesov.AP@gazpromneft-ntc.ru

**Введение.** Палеозойский осадочный комплекс западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносной области до настоящего времени остается слабоизученным. Для интерпретации его литологического строения и условий седиментации обычно привлекаются данные из прилегающих тектонических областей, что снижает достоверность прогноза. Бурение скважины на Лескинском лицензионном участке в районе Енисейского залива дает уникальную информацию о литологии и седиментологии палеозоя Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района.

**Материалы и методы.** В ходе бурения первой поисковой скважины был отобран керн в интервалах нескольких сейсмомодальных комплексов палеозоя. На распиленной колонке керна был выполнен седиментологический анализ, произведен отбор образцов для исследований литологических и минералогических особенностей пород. Комплекс лабораторных исследований включал такие методы, как определение общей карбонатности объемным методом, рентгеноструктурный, рентгено-флуоресцентный, термогравиметрический и петрографический анализы. Кроме этого, исследования пород были выполнены с использованием катодно-люминесцентной и растровой электронной микроскопии.

**Результаты.** В среднем ордовике установлены фации терригенно-карбонатного рампа, включающие ритмичное чередование карбонатно-терригенно-глинистых и карбонатных пород с частыми прослоями темпеститов. В лландоверийском отделе нижнего силура выделены глубоководные граптолитовые сланцы с высоким содержанием органического материала. Выше по разрезу, также в силурийском комплексе, диагностирована проградационная последовательность пород от подножия склона карбонатной платформы к верхней части рифового склона. Породы подножия склона платформы представлены кремнистыми известняками с характерными признаками склоновой седиментации — карбонатными турбидитами, дебритами и оползневыми текстурами. Породы верхней части рифового склона представлены кавернозно-пористыми вторичными доломитами с реликтами скелетов организмов-рифостроителей. В эмском интервале девонской части разреза диагностированы вторичные доломиты с крупными кавернами и полостями. Предполагаемый верхнедевонский интервал охарактеризован фациями внутренней зоны окаймленной карбонатной платформы — известняками и доломитами забарьерной лагуны и литорали.

**Заключение.** В результате проведенных исследований получена уникальная информация о литологическом строении осадочных систем палеозоя и условиях седиментации различных стратиграфических интервалов разреза.

**Ключевые слова:** Западный Таймыр, ордовик, силур, девон, литология, седиментология

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Для цитирования:** Вилесов А.П., Ершова В.Б., Соловьева А.Д. Литологическая и седиментологическая характеристика разреза палеозойского комплекса Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района (по данным бурения). PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(4):14–27.

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-4-14-27>

Статья поступила в редакцию 18.07.2022

Принята к публикации 23.09.2022

Опубликована 29.12.2022

# LITHOLOGICAL AND SEDIMENTOLOGICAL CHARACTERISTICS OF THE PALEOZOIC OF THE WEST TAIMYR POTENTIAL OIL AND GAS BEARING AREA (ACCORDING TO DRILLING DATA)

Aleksandr P. Vilesov<sup>1,\*</sup>, Viktoria B. Ershova<sup>2</sup>, Anna D. Solovyeva<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Gazprom-neft STC LLC, RF, Saint Petersburg

<sup>2</sup>Saint Petersburg State University, RF, Saint Petersburg

**E-mail:** Vilesov.AP@gazpromneft-ntc.ru

**Background.** Until now, the Paleozoic sedimentary complex of the western part of the Enisey-Khatanga oil and gas bearing region remains poorly studied. Most often, data from adjacent tectonic regions are used to interpret its lithological structure and depositional history, which leads ones to doubt the reliability of forecast. The results of drilling well at the Leskinsky license block near the Enisey Bay provide unique information on the lithology and sedimentology of the Paleozoic of the West Taimyr potential oil and gas bearing area.

**Materials and methods.** During drilling of first exploration well, cores were taken in the intervals of several paleozoic seismic complexes. Sedimentological analysis was performed on the core column. Core samples were taken for studies of lithological and mineralogical features of rocks. The complex of laboratory studies included such methods as: standard optical microscopy (petrography), determination of calcite and dolomite content by volumetric method, XRD, XRF, thermogravimetric analysis. In addition, rock studies were performed using cathodoluminescence petrography and SEM-EDX.

**Results.** Facies of the mixed-siliciclastic-carbonate ramp are identified in the Middle Ordovician. They are represented by rhythmic alternation of carbonate-terrigenous-clay and carbonate rocks with frequent interbeds of carbonate tempestites. Deep-sea graptolitic black shales with a high proportion of organic material are identified in the Llandovery Series of the Lower Silurian. Higher in the Silurian System, a progradation sedimentary sequence from the toe of the slope to the upper part of the reef slope is identified. Rocks at the toe of the platform slope are represented by siliceous limestones with characteristic signs of slope sedimentation — carbonate turbidites, debrites and convolute bedding (slump deposits). Rocks of the upper part of the reef slope are represented by cavernous-porous secondary dolomites with relics of skeletons of reef builders. In the Emsian Stage of the Lower Devonian, secondary dolomites with caverns and cavities are identified. The supposed Upper Devonian interval is represented in the well by facies of the inner zone of the rimmed carbonate platform — limestones and dolomites of the lagoon and peritidal.

**Conclusions.** As a result of the studies, unique information was obtained on the lithological structure of Paleozoic sedimentary rocks and their accumulation conditions.

**Keywords:** West Taimyr, Ordovician, Silurian, Devonian, lithology, sedimentology

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interest.

**For citation:** Vilesov A.P., Ershova V.B., Solovyeva A.D. Lithological and sedimentological characteristics of the Paleozoic of the West Taimyr potential oil and gas bearing area (according to drilling data). PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(4):14-27. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-4-14-27>

Manuscript received 18.07.2022

Accepted 23.09.2022

Published 29.12.2022

## ВВЕДЕНИЕ

Породы палеозойского комплекса Енисей-Хатангской нефтегазоносной области (НГО) до настоящего времени остаются очень слабоизученными. Данные об их вещественном составе и фациальном строении отрывочные и фрагментарны. При региональных работах, как правило, прогноз для этого интервала разреза производится по материалам изученных обнажений прилегающих районов Сибирской платформы или складчатой системы Таймыра. В то же время можно ожидать, что особенности положения в краевой зоне Сибирского кратона и значительное погружение на этапе формирования Таймырского орогена может значительно отличать породы палеозоя Енисей-Хатангской НГО от одновозрастных пород соседних областей. В данной работе приводятся новейшие данные о лито-

логии и условиях седиментации отложений нижнего и верхнего палеозоя, вскрытых и охарактеризованных керном первой поисковой скважины. Скважина пробурена на левом берегу Енисейского залива, на Лескинском лицензионном участке «Газпром нефти». В тектоническом плане район бурения располагается в пределах Таймырского выступа — тектонического элемента, осложняющего северо-западную часть Притаймырской (или Южно-Таймырской) моноклинали [1]. Согласно нефтегазогеологическому районированию Енисей-Хатангской НГО, предложенному К.А. Клещевым и В.С. Шеинным [1], лицензионный участок приурочен к Западно-Таймырскому потенциально нефтегазоносному району. Целью настоящей работы является представление результатов литологических и седиментологических исследований керна

первой поисковой скважины. В результате выполненных исследований получены литолого-минералогические характеристики пород, диагностированы условия их седиментации, а также установлены основные постседиментационные преобразования [2].

## МАТЕРИАЛЫ

В разрезе скважины керн отобран из нескольких стратиграфических интервалов (**табл.**). Для всех интервалов выполнен седиментологический анализ керна с построением детальных разрезов, произведен отбор образцов для лабораторных исследований литологических и минералогических особенностей пород. Комплекс лабораторных исследований включал такие методы, как определение общей карбонатности объемным методом (ОКА), рентгеноструктурный (РСА), рентгено-флуоресцентный (РФА), термогравиметрический (ТГА) и петрографический анализы. Кроме этого, исследования пород были выполнены с использованием катодно-люминесцентной (КЛ) и растровой электронной микроскопии (РЭМ), микротомографии, термобарометрии двухфазных газово-жидких включений, анализа стабильных изотопов углерода и кислорода [2]. Лабораторные исследования образцов керна проводились в ООО «Нефтеком» (г. Тюмень) и Институте наук о Земле Санкт-Петербургского государственного университета.

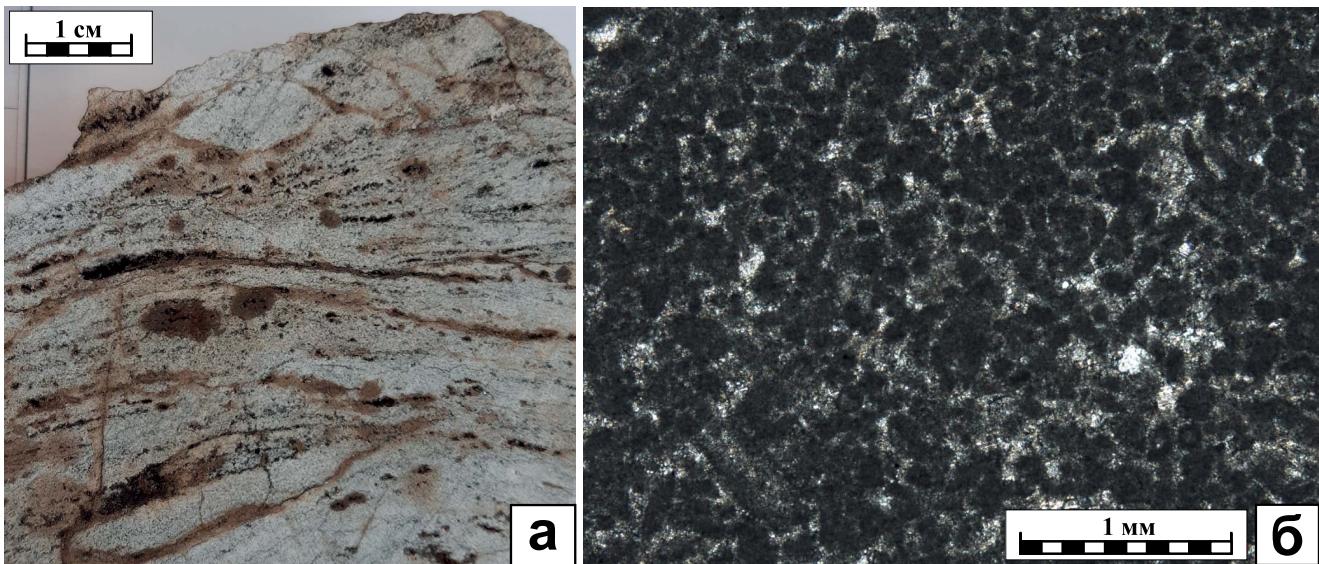
## ОТЛОЖЕНИЯ ДЕВОНА В ИНТЕРВАЛЕ МЕЖДУ ОГ VIIA И VII

В интервале разреза между отражающими горизонтами (ОГ) VIIa и VII вскрыты девонские отложения, предположительно

от эмского яруса до верхнего девона. Керн отобран в нижней и верхней части комплекса. В нижнем интервале в результате биостратиграфических исследований доказан эмский возраст пород [3]. В среднем и верхнем интервалах отбора биостратиграфический анализ не дал результата; по специфичным строматопорово-микробиальным формам, выделенным в самом верхнем интервале, ниже ОГ VIIa, выдвинуто предположение о позднедевонском возрасте отложений. Подобные консорциумы микробиалитов и строматопороидей — гибридные формы скелетных и микробиальных карбонатов — становятся обычными в разрезах верхнего девона с позднефранского события Lower Kellwasser [4]. Породы ниже ОГ VIIa представлены серыми и светло-серыми известняками и доломитами с характерными признаками лагунной и литоральной седиментации (**рис. 1**). Известняки в разрезе преобладают, они содержат незначительную примесь доломита (от 1,5–2,0 до 5,6–6,8 %) и глинистого материала. Доломиты выделяются в наиболее мелководных интервалах с характерной небольшой мощностью циклом как ранга высокочастотных циклов (ВЧЦ), так и парасинкенсов. В разрезе наблюдается ритмичное чередование нескольких структурных типов пород. В наиболее типичных ВЧЦ внизу выделяются сферово-биокластово-пелойдные и сферово-пелойдные пакстоуны (**рис. 16**) и вакстоуны. Мелкие биокласты в них представлены обедненным комплексом остатков, включающим кальцисфера, примитивные однокамерные фораминыферы, створки остракод, раковины гастропод. Встречаются единичные прослои проксимальных темпеститов толщиной до 4–5 см, содержащие, помимо биокластов эвригалинных организмов, фрагменты брахиопод. Пакстоуны и вакстоуны выше в ВЧЦ сменяются микрокристаллическими

**Таблица.** Краткая литологическая и седиментологическая характеристика разреза первой поисковой скважины в интервалах отобранного керна  
**Table.** Brief lithological and sedimentological characteristics of first exploration well on basis coring intervals

№ интервала отбора керна	Вынос керна, м	Положение интервала отборов керна в сейсмическом разрезе	Возраст пород	Породы	Фации (преобладающие)
1	17,85	~30 м ниже VIIa(inner-C)	D <sub>2-3</sub> ?	Известняки, доломиты	Лагуна, литораль
2–4	4,83	~110 м ниже VIIa(inner-C)	D <sub>2-3</sub> ?	Доломиты	Умеренно глубокая сублитораль
5	8,50	~100 м выше ОГ VII	D <sub>1e</sub>	Доломиты	Умеренно глубокая сублитораль
6–8	20,14	~500 м ниже ОГ VII_bot	S <sub>2</sub> -D <sub>1</sub> ?	Доломиты	Верхняя часть рифового склона
9–11	11,74	сразу ниже ОГ VIIa	S <sub>1</sub>	Кремнистые известняки	Подножие склона рифа/карбонатной платформы
12–13	8,48	~140 м ниже ОГ VIIa	S <sub>1</sub>	Граптолитовые сланцы, известняки	Глубоководный бассейн
14	6,20	~30 м выше ОГ VIIa_bot	S <sub>1th</sub>	Граптолитовые сланцы, известняки	Глубоководный бассейн
15	5,95	~220 м ниже ОГ VIIa_bot	O <sub>3sd-kt</sub>	Известняки	Умеренно глубокая сублитораль
16	12,20	~500 м ниже ОГ VIIa_bot	O <sub>2dr</sub>	Известняки, мергели	Умеренно глубокая и глубокая сублитораль



**Рис. 1.** Породы предполагаемого верхнего девона из разреза первой поисковой скважины: а — доломит строматолитовый, трещиновато-кавернозно-пористый, нефтенасыщенный. Поры и каверны унаследованно развиты вдоль ламинарных микробиальных текстур. Фото вертикального среза керна; б — известняк биокластово-пелоидный (пакстон), плотный. Фото шлифа в параллельных николях. Составлено авторами

**Fig. 1.** Rocks of the proposed Upper Devonian from first exploration well: a — fractured-cavernous-porous oil-saturated stromatolitic dolomite. Pores and vugs are inherited along microbial lamines. Photo of drillcore; 6 — dense bioclastic-peloidal limestone (packstone). Photo of the thin section, plane polarized light. Prepared by the authors

известняками (мадстоунами) с редкими биокластами, фенестрами неправильной формы, тонкими микробиальными корочками. Известняки-мадстоуны тонкослоистые, обычно неравномерно интенсивно стилолитизированы по слоистости, с прожилками глинистого материала по стилолитам. Вдоль стилолитов прослеживается неравномерная доломитизация. В кровле ВЧЦ наблюдаются маломощные (до 20–40 см) микробиальные известняки-байндстоуны с ламинарной текстурой и фенестрами, выполненными кальцитом. Они нередко слабо глинистые, с прожилками органического материала и высыпками пирита. На границах ВЧЦ и парасиквенсов выделяются эрозионные поверхности и субаэральные перерывы; породы здесь в различной степени брекчированы.

Известняки изученного интервала в целом плотные, пустотное пространство, представленное кавернами, трещинами и межкристаллическими порами, появляется во вторичных доломитах [2]. Наиболее пористые доломиты сформировались по чистым пластово-строматолитовым известнякам (**рис. 1а**).

Помимо неравномерной доломитизации породы рассматриваемого интервала подверглись интенсивной компакции: в некоторых слоях стилолиты различной амплитуды и морфологии формируют густую сеть, придавая породам вид псевдобрекции. Вдоль поверхностей стилолитов сформированы многочисленные клиновидные субвертикальные

трещины деформаций, залеченные разно-кристаллическими кальцитом и доломитом. Для стилолитов с глинистым выполнением особенно характерны кристаллические жилки и мелкие очаги доломитизации. Породы предполагаемого верхнего девона сформировались в обстановках частично изолированной забарьерной лагуны, литорали и супралиторали. В верхней части изученного интервала диагностирована крупная карстовая полость высотой до 1 м. Она имеет сложное заполнение: внизу известняковая разнообломочная брекчия сцементирована глинисто-доломитовым материалом; выше она сменяется глыбовой брекчией с матринсом из черного микрокристаллического доломита; еще выше наблюдается переход в карбонатную брекцию, сложенную обломками известковых доломитов и доломитовых известняков различных размеров, сцементированных доломитовым мергелем. Такие значительные карстопроявления в породах верхнего девона свидетельствуют о значительном перерыве, который, по-видимому, приурочен к ОГ VIa и соответствует кровле верхнего девона.

Примерно на 30 м ниже описанного интервала выполнены следующие отборы керна (**табл.**). В этой части разреза породы представлены плотными и слабо кавернозно-пористыми и трещиновато-кавернозными темно-серыми доломитами с неравномерно сохранившимися первичными структурами [2]. По данным определения ОКА

содержание доломита в породах изменяется от 82 до 89 %. ТГА дал еще более высокое содержание доломита — от 95 до 99 %. В единичных прослоях наблюдается увеличение содержания кальцита до 20–30 %. По данным РЭМ в доломитах кальцит обычно представлен в виде кристаллических жилок и выполнения каверн. Доломиты тонко-микрокристаллические, с реликтовой структурой тонко-биокластовых вакстоунов, мадстоунов и вакстоунов-пакстоунов, тонкослоистые,

### ПОРИСТЫЕ ДОЛОМИТЫ ПРЕДПОЛАГАЕМОГО ВЕРХНЕГО ДЕВОНА ИЗ РАЗРЕЗА ПЕРВОЙ ПОИСКОВОЙ СКВАЖИНЫ, СФОРМИРОВАННЫЕ ПО ЧИСТЫМ ПЛАСТОВО-СТРОМАТОЛИТОВЫМ ИЗВЕСТНИКАМ, ЯВЛЯЮТСЯ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫМИ.

с частыми мелкозубчатыми волнистыми стилолитами и парапастилолитами, по которым прослеживаются прожилки глинистого и органического материала. В отдельных прослоях наблюдаются ходы илоедов, по которым развиты каверны и поры. Встречаются мелкие включения пирита и многочисленные включения битума по кавернам. Пустотное пространство представлено межкристаллическими порами, кавернами и короткими субвертикальными трещинами деформации по слоистости. Каверны обычно изолированы или слабо связаны, ориентированы по слоистости, сформированы по растворенным биокластам; их длина изменяется от 1–2 до 4–5 мм, единичные каверны достигают размеров 10–25 мм. Вдоль ходов бентоса наблюдаются системы связанных каверн. Комплекс органических остатков в породах представлен реликтами детрита иглокожих, брахиопод, остракод и примитивных однокамерных фораминифер.

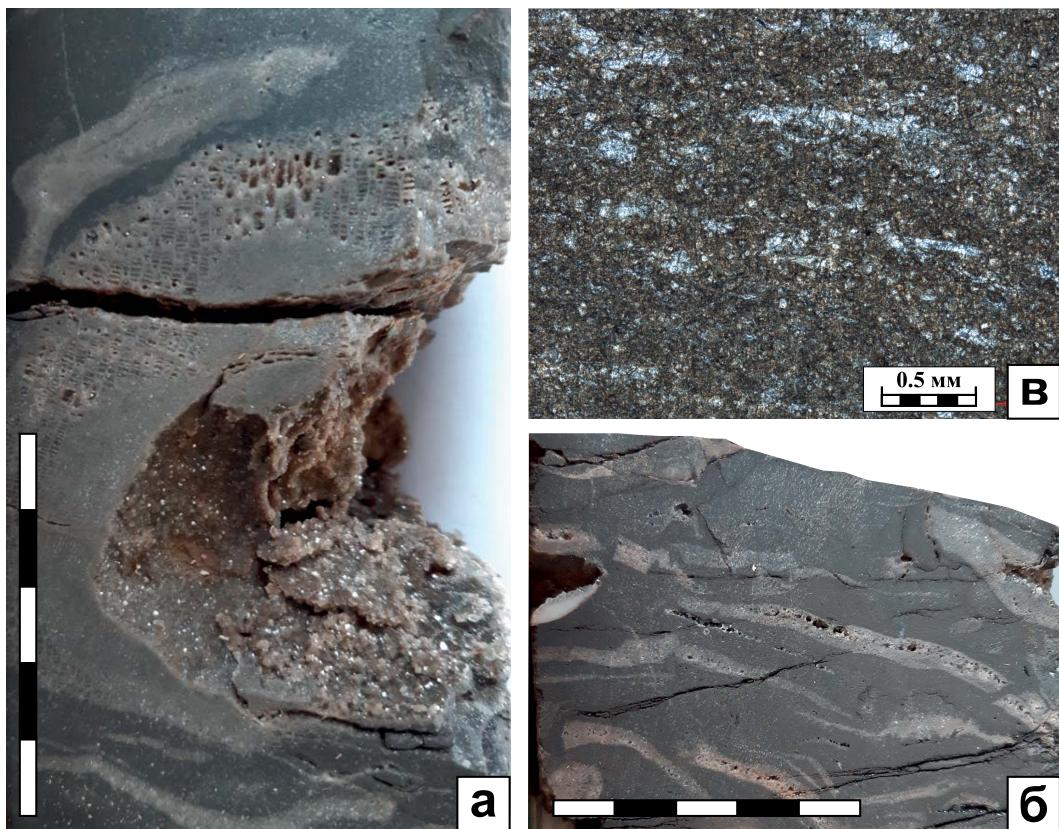
Известковые осадки, по которым сформированы описанные метасоматические доломиты, накапливались в условиях открытой умеренно глубокой сублиторали со слабой придонной гидродинамикой.

Керн, отобранный в нижней части сейсмического комплекса (в ~100 м выше ОГ VII), датирован эмским ярусом нижнего девона [3]. Весь интервал представлен темно-серыми и почти черными трещиновато-кавернозными вторичными доломитами. Содержание доломита в породах, по данным ТГА, составляет 94–98 %; кроме доломита в породах методами РСА и петрографии [2] установлено наличие кремнезема (до 2 %) и глинистых минералов (до 2–3 %). Породы тонко-микрокристаллические преимущественно с редкими

скелетными остатками и биокластами (мадстоуны), в отдельных слоях с желваковыми колониями сирингопорид и фавозитид, ветвистыми скелетами амфипор, одиночными ругозами, пластинчатыми и мелко-желваковыми строматопороидами в микритовом матриксе (флаутстоуны) (рис. 2), среднеслоистые, с прерывистыми волнистыми поверхностью наслаждения, с тонкими прожилками органического и глинисто-органического материала. Для доломитов интервала характерны разнообразные каверны и полости выщелачивания, развитые как по скелетам бентоса (рис. 2), так и по матриксу. Их размер изменяется от 2–3 мм до 5–10 см, стенки инкустированы крупно- и грубокристаллическим прозрачным доломитом. Наиболее крупные полости выщелачивания при геостатическом уплотнении пород разрушены и выделяются участками по брекчиевидной структуре. Частично в диагенетических брекчиях сохранились межбломочные пустоты. Каверны и полости связаны каверновыми каналами изменчивой ширины, разнонаправленными литогенетическими трещинами. Седиментация в эмское время происходила в условиях открытой умеренно глубокой сублиторали со слабой придонной гидродинамикой.

### ОТЛОЖЕНИЯ НИЖНЕГО ДЕВОНА-СИЛУРА В ИНТЕРВАЛЕ МЕЖДУ ОГ VII\_bot И VIIa

Сейсмокомплекс между ОГ VII\_bot и VIIa представлен керном примерно в 500 м ниже ОГ VII\_bot (табл.). Поиск органических остатков, позволяющих обосновать возраст пород сейсмокомплекса, не дал положительного результата, поэтому стратиграфически сейсмокомплекс датируется условно как верхнесилурийско-нижнедевонский. В интервале отбора керн представлен вторичными доломитами [2] с неравномерно сохранившимися структурами, которые уверенно позволяют диагностировать их рифогенную природу (рис. 3). Доломиты пятнисто-серые, светло-серые и коричневато-серые, тонко-среднекристаллические, преимущественно реликтово-гидроидные и строматопорово-коралловые (баундстоуны), с обильным межскелетным обломочным заполнением, участками и прослоями до перехода в обломочные (грейн- и рудстоуны), массивные, кавернозно-пористые, стилолитизированные. Обломочный карбонатный материал от песчаной до мелкогравийной размерности. Встречаются внутрикаркасные полости, выполненные темно-серым



**Рис. 2.** Доломиты эмсского яруса нижнего девона из разреза первой поисковой скважины: а — крупная полость выщелачивания по желваковой колонии табулятного коралла *Favosites*. Фото вертикального среза керна. Длина масштабной линейки — 5 см; б — доломит тонко-микрокристаллический с хорошо сохранившимися пластинчатыми скелетами строматопороидов. Фото вертикального среза керна. Длина масштабной линейки — 5 см; в — тонко-микрокристаллический доломит с реликтами биокластов. Фото шлифа в параллельных николях.

Составлено авторами

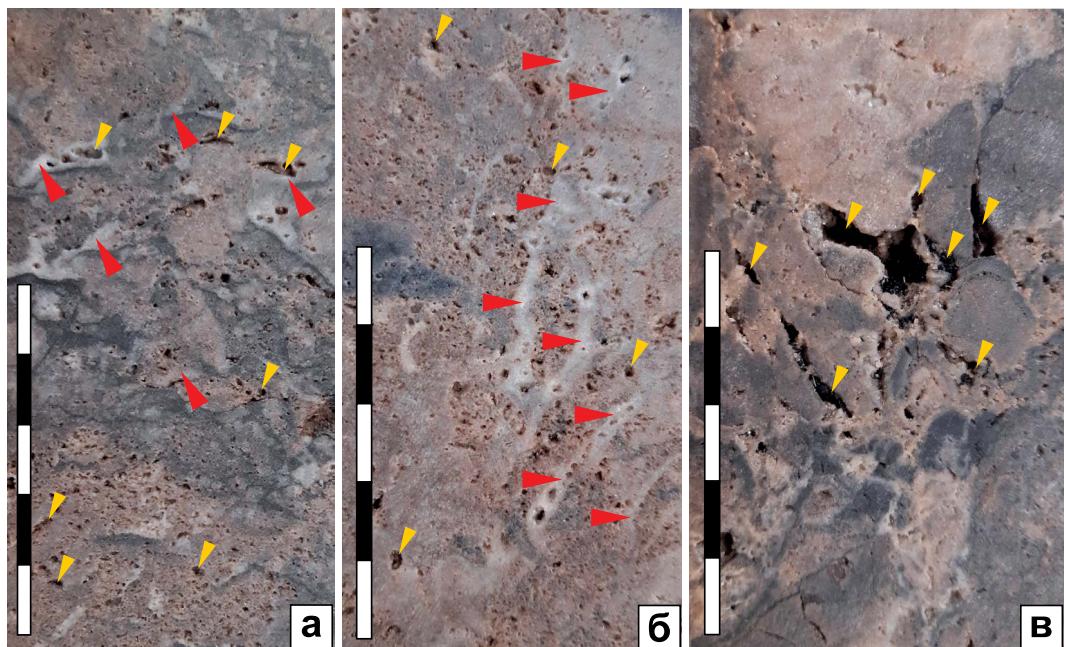
**Fig. 2.** Dolomites of the Emsian Stage of Lower Devonian from the drillcore of first exploration well: a — large leach cavity along the skeleton of tabulate corals (*Favosites*). Photo of vertical drillcore. Scale bars = 5 cm; б — thin- and microcrystalline dolomite with well-preserved laminar skeletons of stromatoporoids. Photo of vertical drillcore. Scale bars = 5 cm; в — thin-microcrystalline dolomite with relics of bioclasts. Photo of the thin section, plane polarized light.

Prepared by the authors

микритовым доломитом и геопетальным осадком. В разрезе выделены также доломиты разнообломочные — лито- и биокластовые брекчии (рис. 3в) с рудстоуновым матриксом, массивные, трещиновато-кавернозно-пористые, стилолитизированные. Размер угловатых обломков достигает 10–13 см в длину; среди обломков встречаются желваковые скелеты строматопороидов. Скелеты породообразующих организмов — гидроидных, строматопороидов и табулят, — ветвистые и листовидные, что характерно для склоновых зон рифов. Они сильно перекристаллизованы и не поддаются более точной таксономической диагностике. Кроме каркасостроителей выделяются скелетные остатки организмов-рифолюбов — брахиопод и гастropод. Встречаются участки микробиальной цементации. Пустотное пространство в доломитах сложное, неоднородное, представлено порами, кавернами и трещинами. Поры межзерновые и межкристаллические.

Каверны выщелачивания зерен и скелетов, по расширенным растворением межзерновым порам и межскелетным интерстициям, изменяются в диаметре от 1–3 до 15–25 мм; кроме этого, встречаются ориентированные щелевидные каверны, развитие по стилолитовым трещинам. По разрезу встречаются короткие литогенетические трещины — деформации по стилолитам и слоевым поверхностям — и единичные тектонические, наклонные, выполненные органическим материалом.

Учитывая такие характерные признаки, как преобладающая морфология скелетов рифостроителей (пластинчатые, ветвистые), обилие обломочного материала, присутствие в разрезе разнообломочных брекчий, можно сделать вывод, что керн характеризует верхнюю часть склона одиночного рифа или карбонатной платформы. Так как активное рифообразование для северной части Сибирской платформы датируется



**Рис. 3.** Кавернозно-пористые доломиты верхней части рифового склона. Фотографии вертикальных срезов керна. а — доломит с реликтами пластиничатых скелетов; б — доломит с вертикально-ветвящимися скелетами и зернистым межскелетным заполнением; в — грубообломочная порода склона — карбонатный дебрит. Длина масштабной линейки для всех фото — 5 см. Красные стрелочки — реликты скелетных остатков рифостроителей, желтые стрелочки — каверны. Составлено авторами

**Fig. 3.** Cavernous-porous dolomites of the upper part of the reef slope. Photo of drillcore. a — dolomite with relics of laminar skeletons; b — dolomite with vertically branching skeletons and granular inter-skeletal filling; c — coarse clastic rock of the slope (carbonate debrites). Scale bars = 5 cm for all photos. Red arrows points skeletal remains of reef builders, yellow arrows points caverns. Prepared by the authors

венлокско-лудловским временем ([5–7] и др.), можно предположить, что рифогенная часть разреза, вскрытая первой поисковой скважиной, будет иметь такой возраст.

## ОТЛОЖЕНИЯ НИЖНЕГО СИЛУРА НИЖЕ ОГ VIIA

Отбор керна выполнен на глубине, практически соответствующей ОГ VIIa. В интервале отбора разрез представлен тонкослоистыми кремнистыми и доломитистыми известняками, пронизанными системами тектонических трещин. По данным различных методов лабораторных исследований основным породообразующим минералом здесь является кальцит (около 80–90 %). На втором месте стоят доломит и кварц. Среднее содержание доломита по данным PCA составляет 12 %, кремнезема — 4 %. Кроме этого, в виде тонких прожилков в породах встречаются глины, содержание которых в среднем составляет 3 %. Помимо известняков в керне представлены единичные маломощные (до 60 см) силлы зеленовато-темно-серых долеритов. Известняки ритмично-слоистые, с переслаиванием двух структурных типов: серых мелко-тонкозернистых вак-пакстоунов

и темно-серых, почти черных, мадстоунов (рис. 4а). Мадстоуны микрослоистые, обогащены  $C_{\text{org}}$ : по результатам пиролиза общее содержание  $C_{\text{org}}$  достигает 0,9 %. Переслаивание тонкозернистых и микрокристаллических прослоев обычно ритмичное, с толщиной ритма от 0,5–1,0 до 3,0–5,0 см. В подшве ритма — черный микрокристаллический известняк, в верхней части — серый мелко-тонкозернистый известняк. Отдельные прослои серых известняков имеют эрозионные нижние поверхности, изменчивую толщину, градационное распределение зерен. В них может наблюдаться мелкая косая рябь течения. По прожилкам органического материала наблюдаются частые мелкозубчатые стилолиты и пастилолиты. Тонкослоистая текстура иногда нарушена конволютной слоистостью с образованием мелких складок оползания (рис. 4б). В серых тонкозернистых известняках встречаются мелкие брахиоподы, тонкозернистый материал перекристаллизован.

Кроме этого, в тонкоритмичном разрезе встречаются относительно редкие прослои серых разнообломочных известняков-флаутстоунов толщиной от 6 до 26 см. Обломки размером от 5–6 мм до 3–6 см сцепментированы микрокристаллическим кальцитом, представлены окатанными литокластами

известняков различной структуры (в том числе строматопоровыми), фрагментами скелетов пластинчатых и ветвистых строматопоидей, колониальных гидроидных, редкими раковинами брахиопод, мелким детритом иглокожих. В подошве слоев флаутстоунов наблюдаются волнистые эрозионные контакты с подстилающими тонкослоистыми известняками; в верхней части прослоев зафиксированы ихноглобулы *Planolites* и *Thalassinoides*, которые в целом не характерны для интервала.

По всему интервалу кремнистых известняков неравномерно распространена тектоническая трещиноватость. Трещины от ровных, до слабо извилистых и кулисообразных, с наклоном поверхности по отношению к поверхностям наслойения от 45 до 85–90°. Ширина трещин изменяется от 1 до 6 мм. Они залечены белым разнокристаллическим доломитом, прозрачными кальцитом и кварцем. Кроме тектонических трещин в известняках встречаются короткие извилистые раннедиагенетические трещины, сформированные, по-видимому, при уплотнении осадков и локальных гидроразрывах. Эти трещины залечены прозрачным кальцитом. В интервале выделена наклонная (до 45°) зона тектонического меланжа шириной до 8 см с интенсивной дезинтеграцией коренных пород и сдвигом до 10 см. Обломки известняков скементированы белым грубокристаллическим доломитом.

Накопление карбонатных осадков описанного интервала происходило значительно ниже глубины волнового базиса. Фоновая седиментация пелагического материала, которой отвечают темно-серые и почти черные слойки кремнистых известняков с повышенным содержанием С<sub>орг</sub>, периодически прерывалась поступлением мелко-тонзозернистого карбонатного материала с мелководной зоны в виде турбидитов. Кроме турбидитов аллохтонные осадки представлены маломощными карбонатными дебритами, в которых встречаются обломки скелетов каркасобразующих организмов и карбонатные литокласти. Гравитационная нестабильность осадков время от времени проявлялась и в образовании мелкой конволютной слоистости.

Значительная глубина седиментации и низкое содержание кислорода в придонном слое объясняют отсутствие в породах остатков автохтонного бентоса. Скелетные остатки бентосной фауны привнесены гравитационными процессами.

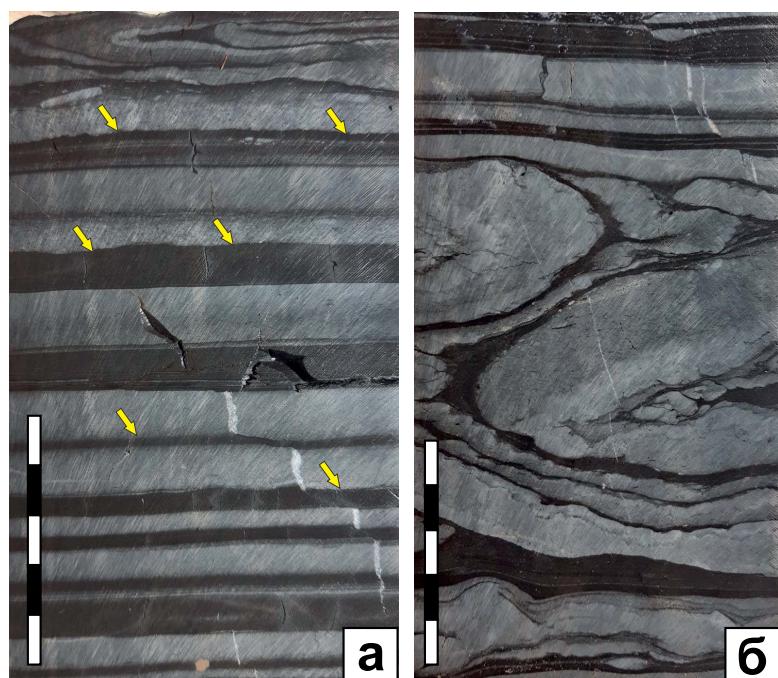
Все отмеченные седиментационные признаки позволяют сделать заключение о том, что в керне, отобранном в 780 м ниже ОГ

VII\_bot, представлены породы нижней части склона/подножия карбонатной платформы или рифа. Седиментационные модели таких склонов рассмотрены в работах [8–10]. Таким образом, в сейсмическом комплексе между ОГ VII\_bot и VIIa снизу вверх по разрезу наблюдается последовательность пород, отражающая проградацию крупной карбонатной постройки.

## НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ НИЖНЕГО СИЛУРА В ИНТЕРВАЛЕ МЕЖДУ ОГ VIIA И VIIA\_BOT

Нижнесилурские отложения, которые по результатам геохимических исследований отнесены к нефтегазоматеринским, охарактеризованы в двух интервалах отбора керна (табл.). Все интервалы отобраны между ОГ VIIa и VIIa\_bot.

В верхнем интервале (примерно в 140 м ниже ОГ VIIa) керн представлен серыми тонко- и микрослоистыми известняками с подчиненными прослойками черных микрослоистых граптолитовых сланцев. Известняки тонко- и микрокристаллические



**Рис. 4.** Известняки подножия рифового склона. Фотографии вертикальных срезов керна. а — тонкое переслаивание темно-серых микритеевых известняков-мадстоунов и светло-серых тонкозернистых известковых турбидитов. Желтые стрелочки показывают эрозионные контакты в подошве турбидитов; б — конволютная слоистость в интервале оползания осадков нижней части рифового склона. Длина масштабной линейки — 5 см. Составлено авторами

**Fig. 4.** Limestones of the toe of the reef slope. Photos of drillcore. a — thin interbedding of dark gray mudstone and light gray fine-grained calcareous turbidites. Yellow arrows show erosion contacts in the base of turbidites; b — convolute bedding in the interval of landslides of the lower part of the reef slope. Scale bars = 5 cm. Prepared by the authors

с тонкозернистыми и очень мелкими остатками планктонных организмов, с редкими тонкораковинными остатками брахиопод, планктонных гастропод и головоногих моллюсков. Структура известняков — вакстоун. Они интенсивно уплотнены, с прожилками  $C_{\text{орг}}$  и частыми мелкозубчатыми стилолитами и парагенетическими стилолитами по поверхностям наслоения. В тонкозернистых известняках ритмично повторяются тонкие — от 1,0 до 3,0 см — прослои черных микрокристаллических кремнистых известняков-мадстоунов с высоким содержанием  $C_{\text{орг}}$  (до перехода в граптолитовые сланцы). Строение ритмов с чередованием двух структурных типов пород меняется от относительно частого чередования тонких прослоев (в первые сантиметры) до заметного преобладания тонкозернистых известняков с толщиной ритма около 15 см.

Граптолитовые сланцы микрослоистые, плотные, хрупкие, с многочисленными остатками одноветвистых граптолитов. По слоистости наблюдаются высыпки пирита, тонкие раковины мелких гастропод и брахиопод. Толщина прослоев граптолитовых сланцев изменяется от 1 до 3 см. Единичные прослои достигают в толщину 15 и 50 см. Общее содержание  $C_{\text{орг}}$  в них по данным пиролиза достигает 10–12 %.

Известняки и граптолитовые сланцы в интервале пронизаны неравномерной сеткой тектонических трещин. Густота трещин меняется от 1 до 9 на 1 м. Трецины формируют две системы: одна пересекает керн под углом около 5°; вторая — под углом около 70–90°. Ширина трещин достигает 1–2 мм, реже — 5–9 мм. Они преимущественно ровные, в некоторых случаях кулисообразные, залечены прозрачным разнокристаллическим кальцитом. По трещинам наблюдаются сдвиги слоек до 1–2 см, а в отдельных трещинах — щебень коренной породы.

В нижнем интервале отбора керна (примерно в 30 м выше ОГ VIIa\_bot) разрез представлен граптолитовыми сланцами, которые вверх по разрезу постепенно сменяются известняками. Породы пронизаны многочисленными тектоническими трещинами, залеченными разнокристаллическим кальцитом. Граптолитовые сланцы черные, микрослоистые (**рис. 5в**), некрепкие, с прожилками и псевдоморфозами пирита (по граптолитам). По вещественному составу они являются глинисто-кремнисто-карбонатными породами с высоким содержанием  $C_{\text{орг}}$  (TOC до 10–13 %). По данным ТГА доля карбонатных минералов — микрокристаллических кальцита (преобладает) и доломита — изменяется здесь от 17 до 41 %.

Кремнезем представлен в виде аморфных микрозернистых агрегатов и терригенных тонкоалевритовых зерен, распределенных в виде микрослойков и микролинз. Содержание кремнезема изменяется от 17 до 29 % (по данным РСА). Кроме терригенных зерен кварца в породах встречаются многочисленные тонкоалевритовые зерна полевых шпатов (от 17 до 28 % по данным РСА). Содержание пирита составляет около 5 %, он встречается в виде псевдоморфоз и тонкокристаллических высыпок по прожилкам органического вещества.

На поверхностях наслоения в граптолитовых сланцах наблюдаются многочисленные и разнообразные остатки граптолитов хорошей сохранности (**рис. 5а–б**).

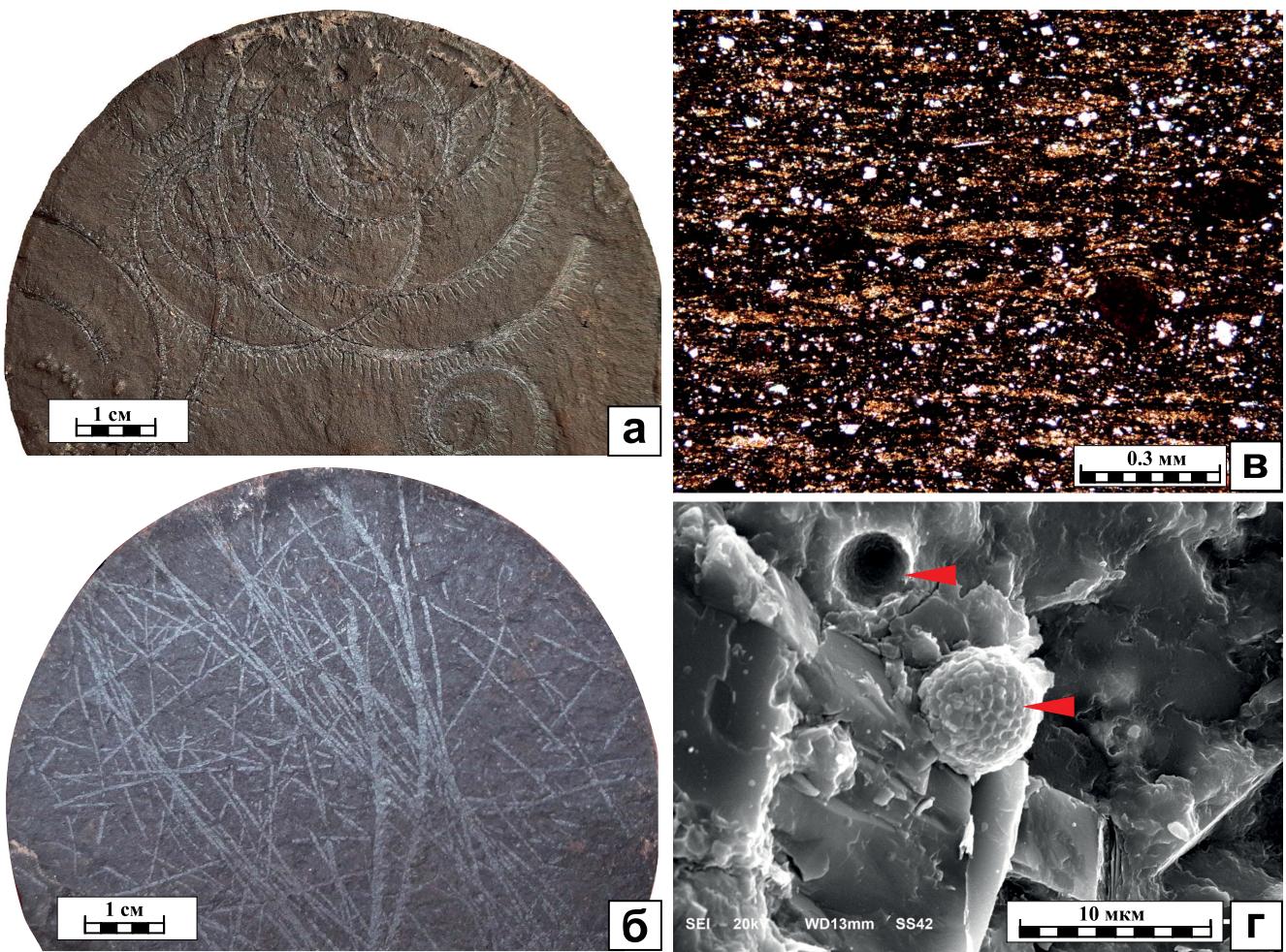
Диагностированный комплекс позволил отнести эти породы к телическому ярусу лландоверийского отряда силура [3]. С помощью РЭМ в породах выявлены сферические остатки микрофитопланктона, скелет которых состоит из сложной системы таблитчатых известковых элементов (**рис. 5г**). В граптолитовых сланцах встречаются прослои тонкозернистых биокластовых известняков-вакстоунов толщиной от 1 до 2 см с мелкими текстурами раби течения.

В верхней части нижнего интервала известняки серые тонкозернистые с микрокристаллическим цементом (биокластовые вакстоуны), плотные, с тонкими ритмично повторяющимися прослоями известняков темно-серых, почти черных, микрокристаллических (мадстоуны) с высоким содержанием  $C_{\text{орг}}$  микрослоистых, плотных. Толщина ритмов изменяется от 4–5 до 15–16 см.

Тонкозернистые известняки в ряде случаев налегают на мадстоуны с выраженной эрозией. Очень мелкие биокласти в вакстоунах (однокамерные планктонные фораминиферы и водоросли-кальцисферы) ориентированы по слоистости, в вакстоунах прослоями упорядочены по полого-наклонным косослоистым текстурам течений. В единичных прослоях известняков встречаются редкие следы *Planolites*.

Тектонические трещины в пачке пород телического яруса имеют преобладающий угол наклона около 35–45°. Трецины залечены кальцитом, их ширина изменяется от 1 до 4–5 мм.

Накопление карбонатных илов с высоким содержанием остатков микро- и макрофитопланктона происходило в раннесилурское время в условиях относительно глубоководного морского бассейна, ниже базиса нормальных и штормовых волн. Основной источник осадочного материала — разнообразный фито- и зоопланктон пелагиали.



**Рис. 5.** Граптолитовые сланцы нижнего силура в разрезе первой поисковой скважины: а — спиральные скелеты граптолитов на слоевой поверхности. Фотография керна; б — тонковетвистые скелеты граптолитов на слоевой поверхности. Фотография керна; в — фото шлифа граптолитового сланца; г — фотография граптолитового сланца, полученная с помощью РЭМ. Красные стрелочки показывают на хорошо сохранившиеся остатки микрофитопланктона со сложным известковым скелетом. Составлено авторами

**Fig. 5.** Graptolitic shale of the Lower Silurian, first exploration well: а — spiral graptolites on a bedding surface. Photo of drillcore; б — thin-branched graptolites on a bedding surface. Photo of drillcore; в — graptolitic shale, photo of thin section; г — graptolitic shale, photo SEM. Red arrows point the well-preserved remains of algal micropelagic organisms with a complex calcareous skeleton. Prepared by the authors

Тонкозернистые и илистые осадки накапливались медленно; значительную долю в них составляло органическое вещество. Ветровой перенос обеспечивал поступление тонкоалевритового терригенного материала. Благодаря придонной аноксии органический материал сохранялся в осадке. Об условиях придонной аноксии свидетельствуют такие признаки, как отсутствие остатков бентосных организмов, отсутствие биотурбации, обилие пиритовых высыпок и псевдоморфоз. Восстановительные условия обеспечили идеальную фоссилизацию граптолитов с разнообразной морфологией органических скелетов. Увеличение в осадках доли карбонатного тонкозернистого и микротового материала связано, по-видимому, с усилением контурных течений и формированием на прилегающих мелководьях избыточного количества карбонатной биокластики.

## ОТЛОЖЕНИЯ ОРДОВИКА В ИНТЕРВАЛЕ НИЖЕ ОГ VIIA\_bot

Отложения ордовика представлены керном в двух интервалах отбора. Верхний интервал, отнесенный по результатам биостратиграфического анализа к нерасчлененным сандбийскому и катийскому ярусам верхнего ордовика, отобран примерно в 220 м ниже ОГ VIIa\_bot. Нижний интервал (забойный) отобран примерно в 500 м ниже ОГ VIIa\_bot; по результатам биостратиграфии возраст его пород определен как среднеордовикский (дарривильский ярус) [3].

Породы верхнего ордовика представлены довольно однообразными серыми и темно-серыми разнозернистыми биокластовыми известняками с микрокристаллическим цементом (структура вакстоун в темно-серых прослоях, вакстоун-пакстоун, пакстоун и флаутстоун в серых), волнисто-слоистыми

и узловато-слоистыми, неравномерно биотурбированными, плотными. По прослойям темно-серых известняков-вакстоунов наблюдаются волнистые прожилки органического материала и окремнение, вплоть до перехода в темно-серый кремень. В известняках встречаются короткие разнонаправленные трещины компакции, преимущественно заleckенные крупнокристаллическим кальцитом. По ходам бентоса (*Chondrites* и *Thalassinoides*) развита доломитизация в виде многочисленных тонких идиоморфных кристаллов доломита. Комплекс органических остатков включает единичные колонии массивных ругоз и желваковых строматопороидей, более частые колонии стелющихся табулят, многочисленные раковины гастропод различных размеров, обильные фрагменты скелетов иглокожих, раковины брахиопод.

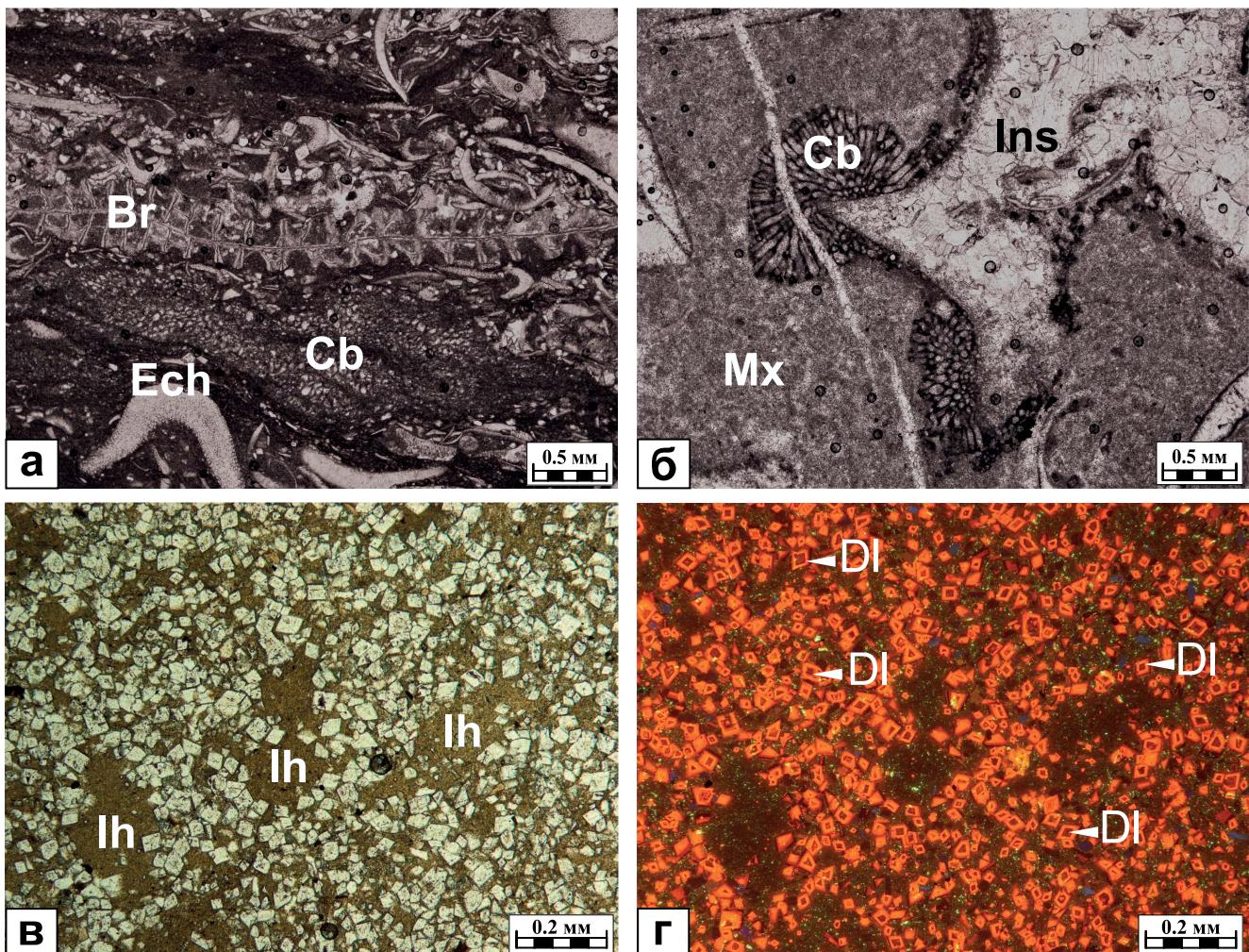
Седиментация карбонатных осадков описанного интервала происходила в условиях относительно мелководной сублиторали с умеренной и спокойной придонной волновой гидродинамикой, нормальной соленостью, хорошей аэрацией осадков. Отсутствие прослоев темпеститов и обилие раковин гастропод могут быть свидетельством наличия барьерной системы по краю позднеордовикской карбонатной платформы.

Породы среднего ордовика охарактеризованы керном в забойном интервале. В этой части разреза наблюдается закономерное ритмичное переслаивание карбонатно-глинистых, терригенно-карбонатных и карбонатных пород. Указанные разности формируют высокочастотные циклы (ВЧЦ) толщиной от 40–50 см до 1,0–1,5 м и парасиквенсы до 5–6 м толщиной. Нижние части ВЧЦ и парасиквенсов сложены карбонатно-глинистыми породами, верхние — карбонатными и терригенно-глинисто-карбонатными. Карбонатно-глинистые породы представлены зеленовато-серыми доломитовыми (рис. 6в–г), известковыми и известково-доломитовыми мергелями. Мергели микро- и тонкослоистые, слабо и умеренно биотурбированные, с биокластами, с тонкими прослойями дистальных биокластовых темпеститов, иногда с тонко-линзовидными и волнистыми прослойками биокластово-микрокристаллических известняков-вакстоунов, плотные, некрепкие. Комплекс органических остатков в мергелях включает брахиопод, детрит иглокожих, остракод, ветвистых мшанок.

Карбонатные, глинисто-карбонатные и терригенно-карбонатные породы представлены серыми и зеленовато-серыми

биокластово-микрокристаллическими известняками, реже доломитами с различным содержанием глинистого и терригенного материала. По результатам РСА доля глинистого материала относительно невелика и изменяется от 2 до 5 %. А вот терригенный материал, представленный алевритовыми зернами полевых шпатов и кварца, может составлять значительную часть породы — от 7–14 до 40–41 %. Следует отметить, что соотношение содержания терригенных зерен кварца и полевых шпатов меняется от 1:1 до 1,5:1,0 соответственно. Кроме терригенных зерен в породах при петрографическом описании диагностирован вулканокластический материал — обломки вулканического стекла размером до 2,7 мм. Преобладающие структуры пород — вакстоун и флаутстоун, значительно реже, в кровле парасиквенсов, встречаются известняки со структурой биокластовых пакстоунов. Для известняков характерны текстуры средней и неправильной волнистой слоистости, нарушенные разнообразными ходами бентоса. Среди ихнотипов диагностированы *Teichichnus*, *Chondrites*, *Planolites*, *Zoophicos*, *Conichnus*, *Thalassinoides*. Интенсивность биотурбации изменяется от умеренной до интенсивной. Несмотря на высокую переработку осадков, в породах сохранились прослои биокластовых темпеститов. Органические остатки в известняках, глинисто-алевритовых известняках и доломитах очень разнообразны. Их комплекс включает как отдельные целые скелеты и раковины (например, ветвистых ругоз, брахиопод, мшанок), так и многочисленные биокласты иглокожих, брахиопод, остракод, ветвистых и сетчатых мшанок, желваковых и обрастающих кальцимикробов (рис. 6а–б). Кроме известковых биокластов в породах неравномерно распределены остатки скелетов хитинового состава.

Седиментация в среднеордовикское время происходила в обстановке открытого шельфа с штормовым влиянием и существенным привносом терригенного и глинистого материала. Накопление осадков, охарактеризованных выше, происходило ниже базиса штормовых волн (мергели) и выше базиса нормальных волн (известняки, глинисто-алевритовые известняки и доломиты) при хорошей насыщенности придонного слоя и осадков кислородом. Можно предположить, что в среднеордовикское время седиментационная модель шельфовой окраины соответствовала терригенно-карбонатному рампу.



**Рис. 6.** Фотографии шлифов пород среднего ордовика. а — биокластовый известняк с микркитовым цементом (флаутстоун/пакстун), николи параллельные. Br — скелеты мшанок, Cb — кальцимикроны, Ech — биоклазы иглокожих; б — биокластовый известняк с обильным матриксом и крупными биокластами (структура — флаутстоун), николи параллельные. Mx — микркитовый матрикс, Ins — перекристаллизованный биокласт неясной принадлежности, Cb — обрастания кальцимикробов; в, г — фотографии шлифа доломитового мергеля с ходами бентоса. Слева (в) — фото в параллельных николях, справа — то же, полученное при КЛ-свещении. Ih — ходы бентоса, выполненные глинистым материалом, DI — тонкие идиоморфные кристаллы доломита. Составлено авторами

**Fig. 6.** Photo of thin section of Middle Ordovician sedimentary rocks. a — bioclastic limestone with micritic cement (floatstone/packstone), plane polarized light. Br — bryozoans, Cb — calcimicrobes, Ech — bioclasts of echinoderms; б — bioclastic limestone with abundant matrix and large bioclasts (floatstone), plane polarized light. Mx — micrite matrix, Ins — recrystallized bioclast of unknown affiliation, Cb — microbial colony encrusting recrystallized large bioclast; в, г — dolomitic marl with benthos moves, photo of thin section. On the left (в) — a photo in plane polarized light, on the right (г) — the same, in CL. Ih — trace fossils filled by clay material, DI — thin euhedral dolomite crystals. Prepared by the authors

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Литологические и седиментологические исследования керна первой поисковой скважины позволили получить следующие результаты:

- разрез палеозоя на Западном Таймыре представлен карбонатными, глинисто-карбонатными, кремнисто-карбонатными и глинистыми породами различных фациальных комплексов;
- в разрезе на различных стратиграфических уровнях широко представлены

вторичные доломиты, с которыми связаны наиболее перспективные интервалы по-род-коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами;

- седиментологический анализ керна позволяет выбрать и обосновать наиболее вероятные седиментационные модели для осадочных последовательностей среднего и верхнего ордовика, нижне-го силура, среднего-верхнего девона, что необходимо для корректной интерпретации материалов сейсморазведки и по-строения бассейновой модели.

---

### **Список литературы**

1. Клещев КА, Шеин ВС. Нефтяные и газовые месторождения России: Справочник в двух книгах. Книга вторая — азиатская часть России. М.: ВНИГНИ, 2010. — 720 с.
2. Ершова ВБ, Васильева КЮ, Вилесов АП, Михайлова КЮ, Верещагин ОС. Особенности формирования вторичных коллекторов в карбонатных отложениях палеозоя Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2022. — № 4 (в печати).
3. Гатовский ЮА, Вилесов АП. Биостратиграфическая характеристика осадочных комплексов палеозоя Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района по данным бурения // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2022. — № 4 (в печати).
4. Riding R, Virgine A. Hybrid Carbonates: in situ abiotic, microbial and skeletal co-precipitates // Earth-Science Reviews. — 2020. — V. 208. — р. 1–23. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2020.103300>
5. Тесаков ЮИ, Симонов ОИ, Ковалевская ЕО. и др. Сибирь северо-запада Сибирской платформы. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2002. — 405 с.
6. Вараксина ИВ, Тимошина ИД, Конторович АЭ, Тумашов ИВ. Литология, органическая геохимия и перспективы нефтегазоносности северных районов Курейской синеклизы // Геология и геофизика. — 2017. — Т. 58. — № 3–4. — С. 572–585. <https://doi.org/10.15372/GiG20170320>
7. Вараксина ИВ. Силурийский риф Ледянского поднятия как потенциальный резервуар углеводородов на севере Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. — 2020. — № 3 (43). — С. 13–22. <https://doi.org/10.20403/2078-0575-2020-3-13-22>
8. Asmus JJ, Grammer G.M. Characterization of deepwater carbonate turbidites and mass-transport deposits utilizing high-resolution electrical borehole image logs: Upper Leonardian (Lower Permian) Upper Bone Spring Limestone, Delaware Basin, Southeast New Mexico and West Texas // Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions. — 2013. — V. 63. — P. 27–65.
9. Playton T.E., Janson X., Kerans C. Carbonate slopes (Chapter 18) // Facies Models 4 (Eds. James N.P. and Dalrymple R.W.). Geological Association of Canada. Newfoundland: GEOText. — 2010. — № 6. — P. 449–476.
10. Saller A.H., Barton J.W., Barton R.E. Slope sedimentation associated with a vertically building shelf, Bone Spring Formation, Mescalero Escarpment Field, southeastern New Mexico // Controls on carbonate platform and basin development (Eds. Crevello P.D., Wilson J.L., Sarg F. and Read J.F.). Society for Sedimentary Geology (Special Publication). — 1989. — V. 44. P. 275–288.

### **References**

1. Kleshchev K.A., Shein V.S. *Oil and Gas Fields of Russia. Reference guide in two books*. The second book. Asian part of Russia. Moscow, 2010. 720 p. (In Russ.)
2. Ershova V.B., Vasileva K.Yu., Vilesov A.P., Mikhailova K.Yu., Vereshchagin O.S. Development of the diagenetic reservoirs in the Paleozoic carbonate deposits of the West Taimyr potential oil and gas bearing area. *PRONEFT. Professionally about oil*. 2022, no. 4. (In press). (In Russ.)
3. Gatovsky Yu.A., Vilesov A.P. Biostratigraphic characteristics of Paleozoic sedimentary series of the West Taimyr potential oil and gas bearing area according to drilling data. *PRONEFT. Professionally about oil*. 2022, no. 4. (In press). (In Russ.)
4. Riding R., Virgine A. Hybrid Carbonates: in situ abiotic, microbial and skeletal co-precipitates. *Earth-Science Reviews*. 2020, vol. 208, pp. 1–23. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2020.103300>
5. Tesakov Yu.I., Simonov O.N., Kovalevskaya E.O. et al. *The Silurian of the northwestern Siberian Platform*. Novosibirsk: Publ. House of SB RAS Branch «Geo». 2002, 405 p. (In Russ.)
6. Varaksina I.V., Timoshina I.D., Kontorovich A.E., Tumashov I.V. Lithology, organic geochemistry, and petroleum potential of the northern areas of the Kureika syncline. *Geology and Geophysics [=Russian Geology and Geophysics]*. 2017, v. 58, no. 3–4, pp. 467–478. (In Russ.). <https://doi.org/10.15372/GiG20170320>
7. Varaksina I.V. Silurian reef of the ledyansk uplift as a potential reservoir of hydrocarbons in the north of the siberian platform. *Geology and mineral resources of Siberia*. 2020, v. 43, no. 3, pp. 13–22. (In Russ.). <https://doi.org/10.20403/2078-0575-2020-3-13-22>
8. Asmus JJ, Grammer G.M. Characterization of deepwater carbonate turbidites and mass-transport deposits utilizing high-resolution electrical borehole image logs: Upper Leonardian (Lower Permian) Upper Bone Spring Limestone, Delaware Basin, Southeast New Mexico and West Texas. *Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions*. 2013, vol. 63, pp. 27–65.
9. Playton T.E., Janson X., Kerans C. Carbonate slopes (Chapter 18). In: *Facies Models 4* (Eds. James N.P. and Dalrymple R.W.). Geological Association of Canada. Newfoundland: GEOText. 2010, 6, pp. 449–476.
10. Saller A.H., Barton J.W., Barton R.E. Slope sedimentation associated with a vertically building shelf, Bone Spring Formation, Mescalero Escarpment Field, southeastern New Mexico. In: *Controls on carbonate platform and basin development* (Eds. Crevello P.D., Wilson J.L., Sarg F. and Read J.F.). Society for Sedimentary Geology (Special Publication). 1989, vol. 44, pp. 275–288.

---

### **ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS**

**А.П. Вилесов** — разработал общую концепцию статьи, подготовил текст статьи и рисунки, утвердил итоговую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**В.Б. Ершова** — подготовила текст разделов статьи, отредактировала публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**А.Д. Соловьева** — подготовила отдельные рисунки к статье, выполнила редакцию разделов, согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Aleksandr P. Vilesov** — developed the article general concept, prepared the text and pictures, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Viktoria B. Ershova** — prepared sections of the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Anna D. Solovyeva** — prepared some pictures for the article, edited the sections of the article, accepted the responsibility for all aspects of the work.

## **СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS**

**Александр Петрович Вилесов\*** — кандидат геолого-минералогических наук, эксперт по седиментологии карбонатных резервуаров, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,  
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д  
e-mail: Vilesov.AP@gazpromneft-ntc.ru  
SPIN-код: 7589-6500  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5515-4558>  
Scopus ID: 57198131907

**Виктория Бартовна Ершова** — кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Санкт-Петербургский государственный университет  
199155, Россия, г. Санкт-Петербург,  
пер. Декабристов, д. 16а  
e-mail: v.ershova@spbu.ru  
SPIN-код: 1475-0720  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9661-1708>  
Scopus ID: 15519189300

**Анна Денисовна Соловьева** — магистр нефтегазового профиля, Санкт-Петербургский государственный университет  
199034, Россия, г. Санкт-Петербург,  
Университетская набережная, д. 7–9  
e-mail: annasolovjova72@gmail.com

**Aleksandr P. Vilesov\*** — Cand. Sci. (Geol.-Min.),  
Expert on the sedimentology of carbonate reservoirs,  
Gazpromneft STC LLC  
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,  
Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Vilesov.AP@gazpromneft-ntc.ru  
SPIN-code: 7589-6500  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5515-4558>  
Scopus ID: 57198131907

**Viktoria B. Ershova** — Cand. Sci. (Geol.-Min.),  
Associate Professor, Saint Petersburg State  
University  
16A Dekabristov lane, 199155, Saint Petersburg,  
Russia  
e-mail: v.ershova@spbu.ru  
SPIN-code: 1475-0720  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9661-1708>  
Scopus ID: 15519189300

**Anna D. Solovyeva** — Master of petroleum  
sciences, Saint Petersburg State University  
7–9 Universitetskaya emb., 199034, Saint Petersburg,  
Russia  
e-mail: annasolovjova72@gmail.com

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

© Коллектив авторов,  
2022



# ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОРДОВИКСКО-КАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЛАБОИЗУЧЕННОЙ ЗОНЫ ЗАПАДНОГО ТАЙМЫРА В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕННЫХ ДАННЫХ

**Е.М. Букатова<sup>1</sup>, Ю.А. Ужегова<sup>1,\*</sup>, С.А. Погребнюк<sup>1</sup>, С.А. Федоров<sup>1</sup>, А.П. Вилесов<sup>1</sup>,  
К.А. Перетолчин<sup>1</sup>, Н.В. Морозов<sup>1</sup>, А.М. Грановский<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

<sup>2</sup>2000 «Газпромнефть-ГЕО» РФ, Санкт-Петербург

**Электронный адрес:** Uzhegova.YuA@gazpromneft-ntc.ru

**Введение.** Интерес многих нефтяных компаний ориентирован в сторону малоизученных, но потенциально высокоперспективных арктических районов. Енисей-Хатангская нефтегазоносная область — это зона геологического интереса сегодняшних дней, других сопоставимых по ресурсам слабоизученных нефтегазоносных областей в пределах континентальной России практически не осталось. Территория исследования включает в себя 12 Западно-Таймырских и 6 Нижнепуринских лицензионных участков «Газпром нефти», расположенных на правом берегу р. Енисей. На левом берегу компании принадлежат 2 лицензионных участка — Лескинский и Пухутаяхский, на которых с 2019 года реализуется программа ГРР.

**Целью** данной работы является оценка перспектив нефтегазоносности палеозойского комплекса (ордовикских, силурийских, девонских и каменноугольных отложений) Западного Таймыра на основании новых геологических данных.

**Материалы и методы.** Основой для оценки палеозойского комплекса стали результаты PSTM (Pre-Stack Time Migration) — переобработки всего объема сейсмических профилей 2D на территории работ, результаты бурения первой поисково-оценочной скважины на Лескинском лицензионном участке, результаты геохимического анализа и лабораторных исследований керна (включая седиментологический анализ), региональные данные.

**Результаты.** По результатам комплексного анализа имеющейся геологической информации удалось выделить основные предпосылки нефтегазоносности палеозойского комплекса, выделить в разрезе и оценить потенциал нефтегазоматеринских пород, уточнить интервалы распространения коллекторов и флюидоупоров, оценить вклад вторичных процессов на формирование пустотного пространства.

**Ключевые слова:** Западный Таймыр, Енисейский залив, полуостров Гыдан, палеозой, перспективы нефтегазоносности, ордовик, силур, девон

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Для цитирования:** Букатова Е.М., Ужегова Ю.А., Погребнюк С.А., Федоров С.А., Вилесов А.П., Морозов Н.В., Перетолчин К.А., Грановский А.М. Перспективы нефтегазоносности ордовикско-каменноугольных отложений слабоизученной зоны Западного Таймыра в условиях ограниченных данных. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(4):28–39. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-4-28-39>

Статья поступила в редакцию 18.07.2022

Принята к публикации 23.09.2022

Опубликована 29.12.2022

OIL AND GAS POTENTIAL PROSPECTS OF THE ORDOVIAN-CARBONIFEROUS DEPOSITS  
FOR WEST TAIMYR UNDER LIMITED DATA CONDITIONS

**Elena M. Bukatova<sup>1</sup>, Iuliia A. Uzhegova<sup>1,\*</sup>, Sergey A. Pogrebnyuk<sup>1</sup>, Sergey A. Fedorov<sup>1</sup>,  
Aleksandr P. Vilesov<sup>1</sup>, Kirill A. Peretolchin<sup>1</sup>, Nikita V. Morozov<sup>1</sup>, Andrey M. Granovsky<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Gazprom-neft STC LLC, RF, Saint Petersburg

<sup>2</sup>Gazprom-neft GEO LLC, RF, Saint Petersburg

**E-mail:** Uzhegova.YuA@gazpromneft-ntc.ru

**Background.** The interest of many oil companies is focused on the under-discovered but highly potential prospects of arctic regions of the Enisey-Khatanga oil and gas bearing region. There are practically no other comparable oil and gas bearing regions within Russian onshore. The interest of present paper covers the area of twelve Zapadno-Taimyrsky licenses and six Nizhnepurinsky licenses which Gazprom Neft owns with opportunity for prospecting and exploration surveys on the right side of the Enisey bay. Company owns two other license areas named Leskinsky and Pukhutsayakhsky on the left side of the Enisey bay where the exploration program has been realized since 2019.

**Aim** of present research is to assess the prospects of oil and gas potential of the Paleozoic series of the West Taimyr that represented by Ordovician, Silurian, Devonian and Carboniferous deposits based on new geological data.

**Materials and methods.** The assessment of the Paleozoic resources prospects was held based on the result of pre-stack time migration reprocessing of the entire set of available 2D seismic surveys, drilling results of first exploration well, results of geochemistry data analysis, core data description and petrophysical results of laboratory test accomplished with paleoreconstructions and other regional data considered as primary methods of research.

**Results.** Complex approach for available geological data analysis makes possible to identify main oil and gas prospects of the Paleozoic series and highlight the driver of the project. All elements of petroleum system were defined and estimated for each complex such as a potential source rock, the intervals of carbonate reservoirs, regional and local seals, traps and preservation. The influence of dissolution, fracturing and other diagenetic processes on the formation of void space were evaluated.

**Keywords:** West Taimyr, Enisey Bay, Gydan Peninsula, Paleozoic, oil and gas potential, Ordovician, Silurian, Devonian

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interest.

**For citation:** Bukatova E.M., Uzhegova Iu.A., Pogrebnyuk S.A., Fedorov S.A., Vilesov A.P., Peretolchin K.A., Morozov N.V., Granovsky A.M. Oil and gas potential prospects of the Ordovician-Carboniferous deposits for West Taimyr under limited data conditions. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(4):28–39.  
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-4-28-39>

Manuscript received 18.07.2022

Accepted 23.09.2022

Published 29.12.2022

## ВВЕДЕНИЕ

В 2021 году на левом берегу Енисейского залива в пределах Лескинского лицензионного участка (ЛУ) была пробурена поисково-оценочная скважина. Это первая скважина в Западно-Таймырском потенциально нефтегазоносном районе, вскрывшая палеозойский разрез до отложений ордовика и позволившая точнее сформировать представление о геологическом разрезе, об элементах его углеводородных (УВ) систем и геологических рисках, связанных с особенностями строения недр.

Потенциально перспективными объектами изучения являются древние карбонатные палеозойские отложения широкого стратиграфического диапазона (от ордовика до карбона). Перспективы нефтегазоносности на территории Западного Таймыра связаны с 3 сейсмокомплексами: **ниже отражающего горизонта (ОГ) VIIa\_bot** — ордовикские отложения, интервал между **ОГ VIIa** и **VII\_bot** — силур-нижнедевонские отложения, интервал между **ОГ VII** и **VI** — девон-каменноугольные отложения.

Ключевым объектом поиска являются силурийско-нижнедевонские ( $S_2$ – $D_1$ ) карбонатные отложения. Данный комплекс наиболее полно охарактеризован керновым материалом, в котором отмечаются различного рода нефтепроявления (битумы, примазки, выпоты). В разрезе данный сейсмокомплекс расположен над силурийской нефтегазоматеринской толщиной (НГМТ), а сверхукрыт региональной нижнедевонской глинистой покрышкой мощностью более 200 м. Границы данного сейсмокомплекса хорошо прослеживаются от Пухуцаяхского блока

к Лескинскому ЛУ и далее через акваторию Енисея на выделенные структуры Западно-Таймырских ЛУ. Единство представлений о геологическом строении правобережья Енисейского залива и Западного Таймыра позволяет транслировать предпосылки нефтегазоносности с Лескинского ЛУ на Западно-Таймырский ЛУ.

## ОБЩАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЯ

Территория исследования расположена на севере Красноярского края на западной оконечности Таймыра возле устья р. Енисей. Район исследования находится на стыке крупнейших надпорядковых тектонических элементов: северо-восточной части эпигерцинской Западно-Сибирской плиты, северной окраины древней Сибирской платформы, позднегерцинско-киммерийской Таймырской (Таймырско-Североземельской) складчатой системы и Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП), представляющего собой мезозойскую эпиритовую депрессию, западную часть которой большинство исследователей включает в состав Западно-Сибирской плиты.

Таймырская складчато-надвиговая система имеет дугообразное строение и занимает северную часть Таймырского полуострова и восточную часть Гыданского полуострова с погружением в акваторию Карского моря на северо-западе и в акваторию моря Лаптевых на востоке. На юге она граничит с ЕХРП преимущественно

мезозойского заполнения, а на севере — с Карской плитой.

Практически всеми исследователями в пределах Таймырского орогена выделяются три различные по строению крупные структурно-тектонические зоны [1]:

- 1) Северо-Таймырская (Североземельская), являющаяся деформированной окраиной Карской плиты;
- 2) Центрально-Таймырская, представленная одноименным аккреционным поясом;
- 3) Южно-Таймырская, включающая метаплатформенную окраину Сибирского палеоконтинента (кратона), в различной степени деформированную постседиментационными тектоническими процессами, связанными с позднепалеозойскими и мезозойскими этапами коллизии.

### КОНТРОЛЬ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СДВИГОВЫМИ И НАДВИГОВЫМИ РАЗЛОМНЫМИ ЗОНАМИ

История геологического развития территории Западного Таймыра предопределила сложность тектонического строения площади. На основе проведенной интерпретации сейсмических данных

2D специалистами из научного университета были выделены и прослежены разрывные нарушения, определена их кинематическая характеристика и создана концептуальная разломная модель для территории Западного Таймыра. Были выделены две различные группы разломов — надвиги и сдвиги (рис. 1). При этом выделяются несколько надвиговых пластин южной вергентности на севере территории. Крупные сдвиговые зоны прослеживаются в основном в центре и на юге участка. Также краевые части надвиговых пластин зачастую осложнены сдвигами.

Как сдвиговые, так и надвиговые деформации могут играть и положительную, и отрицательную роль при оценке перспектив нефтегазоносности регионов. В первую очередь это зависит от времени формирования деформационных зон и времени окончания миграции УВ из НГМТ.

Интерес представляют зоны сдвигов, в которых возникают обстановки растяжения и формируются зоны разрушения (damage zone) — это зоны, на которые распространяется влияние разрывного нарушения, к ним приурочены системы трещин, которые могут влиять на коллекторские свойства карбонатов. При сбросовом типе перемещения

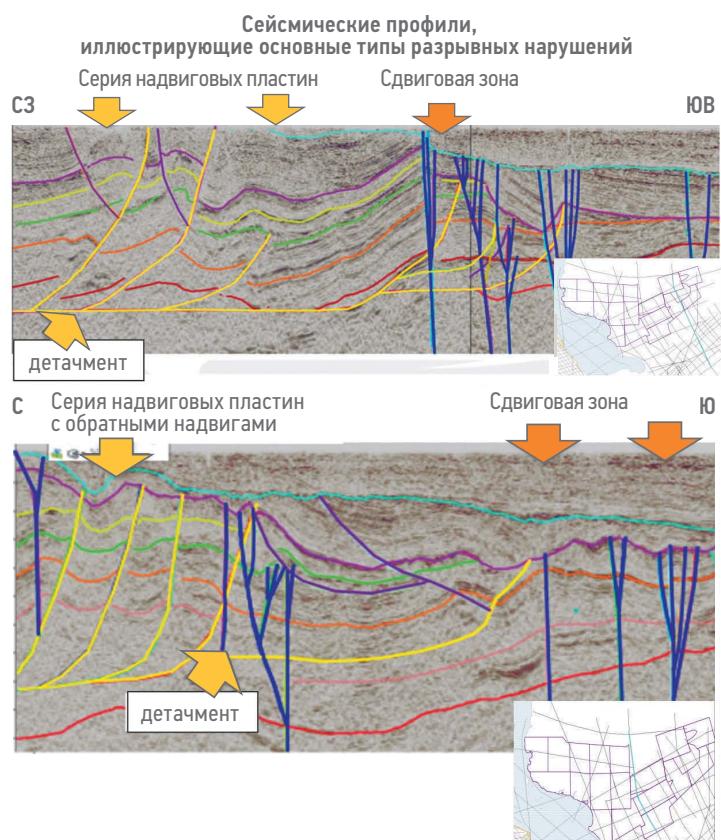
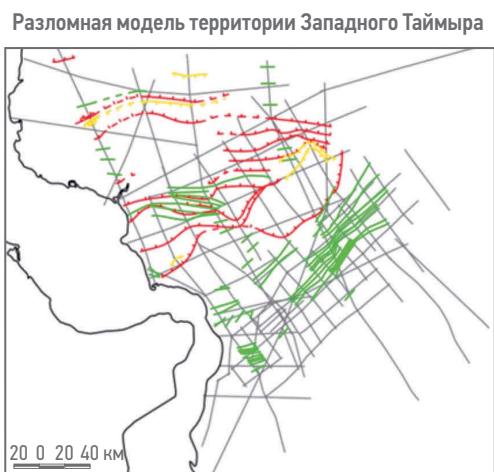


Рис. 1. Разломная модель территории Западного Таймыра. Составлено специалистами подрядной организации  
Fig. 1. Fault model of the West Taimyr region. Figure prepared by the specialists of the contracting company

ширина зоны разрушения зависит от амплитуды перемещения по разлому [3]. Количество трещин и, соответственно, потенциально коллекторские свойства ухудшаются при удалении от главного разлома сдвиговой зоны. Одним из примеров являются карбонатные отложения Таримского бассейна, для которого разломная тектоника не только контролирует развитие трещинных коллекторов, но и кавернозность и закарстованность ордовикских известняков. Для картирования зон разрушения сдвиговых зон необходимо проведение сейсморазведочных работ (CPP) 3D. Согласно разломной модели, зоны сдвиговых деформаций картируются в южной части Западно-Таймырских ЛУ и, преимущественно, в бортовой части ЕХРП.

Фронтальные зоны надвиговых систем оказывают существенное влияние на формирование ловушек, обычно располагаются в осадочных бассейнах передовых прогибов. Эти зоны не только непосредственно участают в формировании ловушек, но и контролируют гидродинамику флюидов в осадочном бассейне. Детальное исследование роли надвиговых структур в нефтегазовой геологии было проведено Д. Лоуэллом [9]. В итоге наиболее часто возникающими ловушками во фронте надвиговых систем оказываются следующие:

- надвиговые перекрытия;
- антиклинали;
- асимметричные блоки.

Зоны надвигов картируются по всей площади района исследования. Наиболее перспективные ловушки на территории Западного Таймыра приурочены к надвиговым зонам.

## СВЕДЕНИЯ О НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

В нефтегазоном отношении регион является краевой северной частью Западно-Сибирского палеобассейна. Поэтому залежи в ближайших открытых месторождениях — Хабейском (Г), Ладертыском (ГК), Дерябинском (ГК), Паяхском (Н) — закономерно приурочены к меловым и юрским отложениям.

В палеозойских отложениях на сегодня залежей УВ не открыто, но разного рода нефтепроявления свидетельствуют о перспективности изучения палеозойского комплекса. Так, в верхнем течении р. Сырыдасай зафиксированы включения жидких и твердых битумов, заполняющие трещины и поры в пермских терригенных отложениях. В районе р. Верхние Тамы на глубине до 100 м при бурении колонковых

скважин отмечаются включения капельно-жидкой нефти.

В скважине на Лескинском ЛУ в палеозое зафиксированы нефтепроявления (от запаха до выпотов, пятнистого насыщения по порам и трещинам) в половине интервалов отбора керна (**рис. 2**).

Таким образом, палеозойский этаж отложений по наличию многочисленных признаков УВ является потенциально перспективным для поисков крупных скоплений нефти и газа.

---

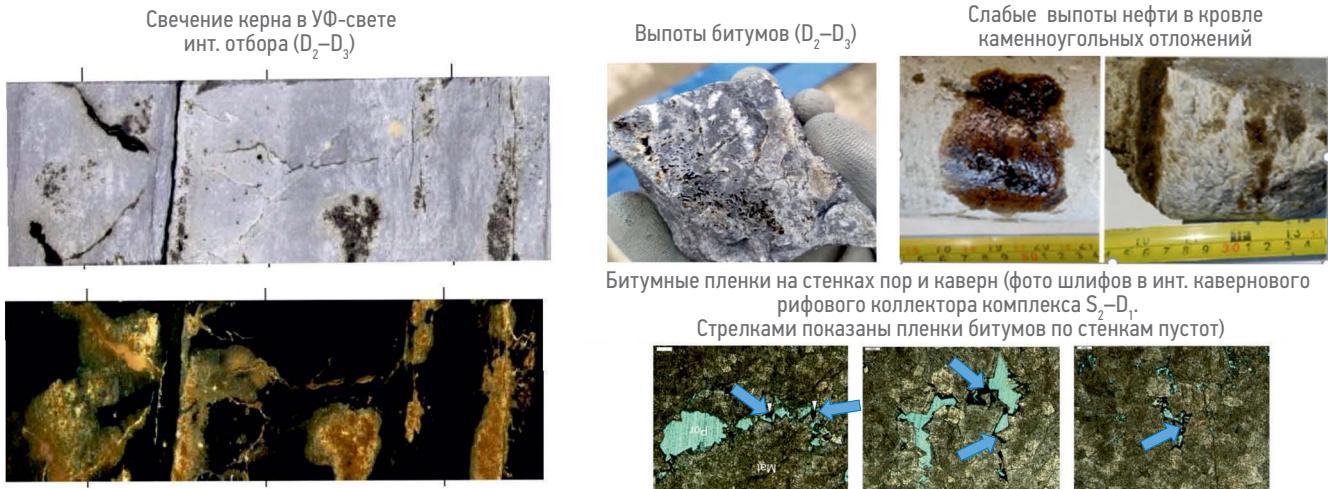
**ПО ДАННЫМ СКВАЖИНЫ НА ЛЕСКИНСКОМ ЛУ ОЖИДАЕТСЯ ПЛОЩАДНОЕ РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКОЙ ТОЛЩИ НИЖНЕСИЛУРИЙСКОГО ВОЗРАСТА, ВЕРХНедЕВОНСКАЯ ТОЛЩА ПОКА ОБНАРУЖЕНА ТОЛЬКО ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СЪЕМКОЙ.**

## УГЛЕВОДОРОДНАЯ СИСТЕМА, НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИЕ ТОЛЩИ

Изначально перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений на левобережье Енисея при бурении первой скважины были связаны с выходами нефтегазоматеринских углеродистых пород Домбинской свиты ( $D_3 dm$ ) на севере Таймырского п-ва, в районе р. Домба и выходами пород углеродистых сланцев Усть-Паясинской свиты ( $S_2-D_2 up$ ) в районе р. Зеледеево.

В разрезе скважины на глубине вскрыта и подтверждена одна НГМТ. Согласно биостратиграфическим исследованиям, возраст толщи датируется как лландоверийско-венлонский ( $S_1^1$ ).

Литологически толща представлена переслаиванием известняков и граптолитовых сланцев, обогащенных органическим веществом (ОВ). Выходы данных пород известны в естественных обнажениях р. Ефремова, р. Зеледеево, р. Домба на территории Южного Таймыра (естественные обнажения и в разрезе скважин) и Курейской синеклизы. Все это свидетельствует о региональном масштабе накопления глинисто-карбонатно-кремнистых толщ в относительно глубоководном бассейне и позволяет предполагать, что на Западном Таймыре основной НГМТ будут являться граптолитовые сланцы нижнесилурийского возраста. При этом на территории Западного Таймыра возможный вклад в объем мигрировавших УВ могла внести также верхнедевонская НГМТ ( $D_3 dm$  Домбинская свита), отложения которой отсутствуют в скважине на Лескинском



**Рис. 2. Нефтепроявления в палеозойских отложениях по результатам бурения скважины. Составлено авторами**  
**Fig. 2. Oil shows in Paleozoic sediments based on well drilling results. Prepared by the authors**

ЛУ. Домбинская свита получила свое развитие севернее Западно-Таймырских ЛУ. Мощность основной НГМТ — нижнесилурийской толщи на Лескинском ЛУ — составляет более 200 м. Общая мощность прослоев, обогащенных ОВ, составляет до 50 м. С помощью пиролитического метода Rock-Eval были проанализированы образцы пород, которые характеризуются высоким ТОС (общий органический углерод ТОС) (до 13 %) и сапропелевым типом ОВ. По данным пиролиза для пород характерны высокие значения  $T_{max}$ , что говорит о высокой катагенетической зрелости ОВ, которая оценивается как МК<sub>4</sub> (газовое окно). Высокие значения водородного индекса (HI) отражают высокий углеводородный потенциал нефтегазоматеринской породы. На графике Ван-Кревелена отражены основные геохимические параметры силурийской НГМТ (рис. 3).

## УГЛЕВОДОРОДНАЯ СИСТЕМА, РЕЗЕРВУАРЫ

Перспективы Западного Таймыра связаны с тремя сейсмокомплексами:

- ОГ VI-VII top (C<sub>1</sub>-D<sub>1</sub>) — каменноугольно-нижнедевонский карбонатный комплекс
- ОГ VII bot-VIIa top (S<sub>2</sub>-D<sub>1</sub>) — силур-нижнедевонский карбонатный комплекс
- ОГ VIIa\_bot-VIII (O) — ордовикский карбонатный комплекс

Резервуары внутри комплексов связаны с карбонатными отложениями. На основании региональных данных, материалов сейсморазведки 2D, данных керна были выполнены

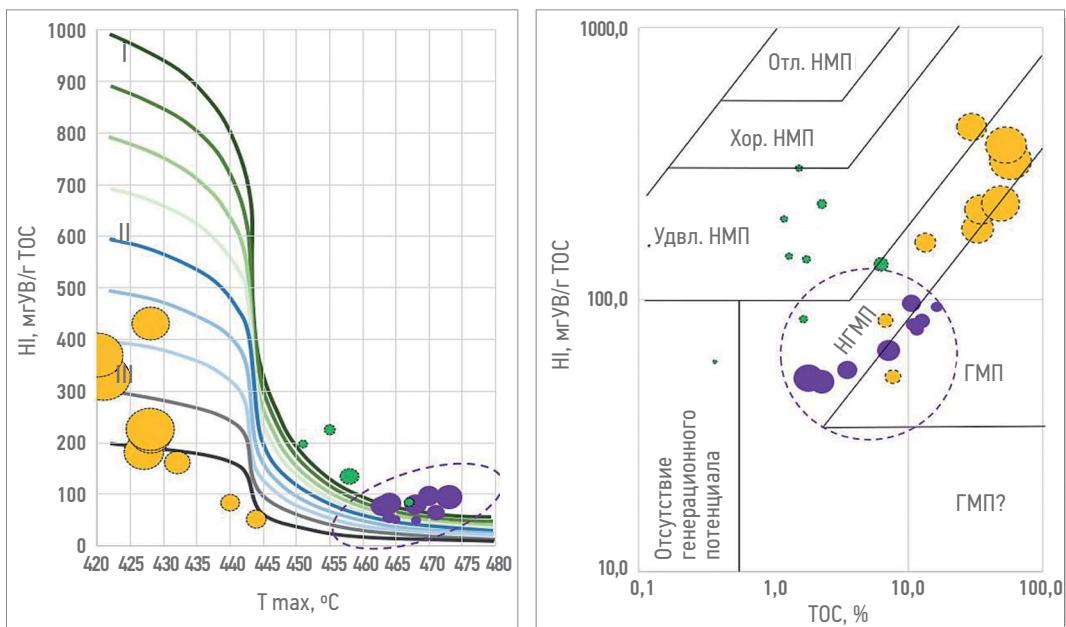
реконструкции обстановок осадконакопления, охватывающие стратиграфический интервал от среднего ордовика до верхнего девона.

Для ордовикско-позднедевонского времени наблюдается общий тренд погружения бассейна в северо-западном направлении с закономерной сменой обстановок седimentации от мелководно-морских (на юго-востоке) до глубоководных (на северо-западе).

**В среднем ордовике** на территории Лескинского ЛУ и Западно-Таймырской площади предполагается существование пологонаклонной модели шельфовой окраины — терригенно-карбонатного рампа [10]. К концу ордовикского времени рамповая модель бассейна трансформировалась в окаймленную карбонатную платформу. С поздним ордовиком связан один из этапов раннепалеозойского рифообразования, максимум которого приходится на катийский век [4]. Потенциальные коллекторы будут приурочены к рифовым зонам края карбонатной платформы и верхней части карбонатного комплекса, который на рубеже ордовика и силура подвергся региональному карсту.

**В позднесилурийское-раннедевонское время** происходило активное развитие амплитудных изолированных карбонатных платформ (вероятно, и изолированных рифов), разделенных зонами с некомпенсированной седиментацией. К концу силура произошла акреция изолированных карбонатных систем в единую окаймленную карбонатную платформу и развитие краевой барьерной рифовой системы.

Край изолированной карбонатной платформы вскрыт в скважине на Лескинском ЛУ.



Условные обозначения:

- |      |           |                                     |
|------|-----------|-------------------------------------|
| керн | TOC >10%  | пермские угли (P)                   |
| шлам | TOC 5–10% | верхнедевонские глины               |
|      | TOC 2–5%  | сиурийские граптолитовые сланцы (S) |
|      | TOC <2%   |                                     |

НГМП — нефтематеринские породы  
ГМП — газоматеринские породы  
НГГМП — нефтегазоматеринские породы  
HI — водородный индекс  
TOC — общий органический углерод, %  
T max — температура максимального выхода УВ при пиролизе керогена

Рис. 3. Результаты геохимического анализа пород НГМТ ( $S_1$ ). Составлено авторами  
Fig. 3. Geochemical analysis results of source rock ( $S_1$ ). Prepared by the authors

В керне подняты высокоемкие каверновопоровые доломитовые коллекторы верхней части рифового склона [4].

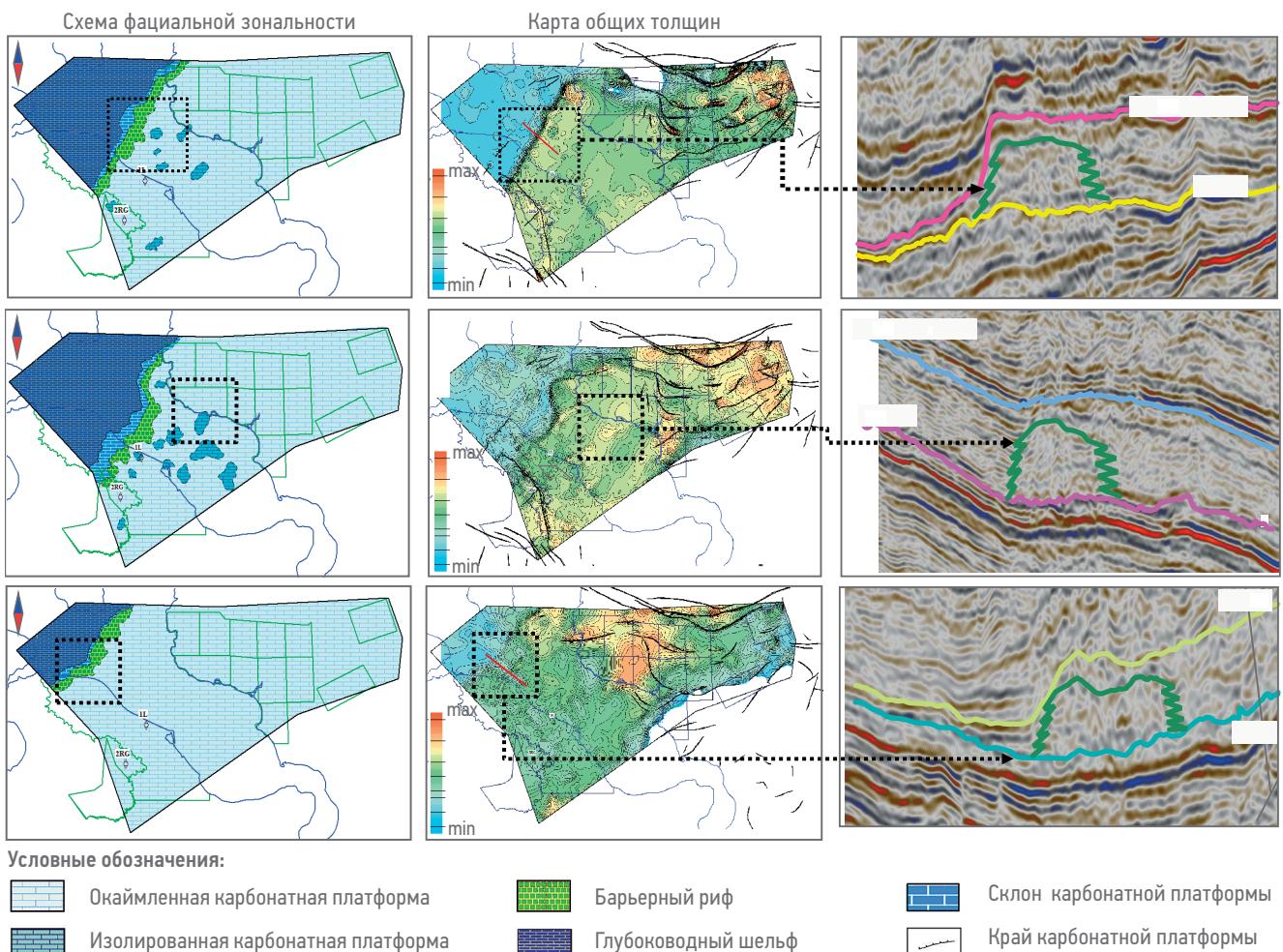
Как показывают региональные материалы и публикации по другим одновозрастным осадочным бассейнам, силурийский период был одним из наиболее значительных этапов палеозойского рифообразования. Учитывая благоприятное для развития рифов расположение района исследований на палинспастических реконструкциях силурийского и раннедевонского времени, выделение в разрезе рифовых фаций вполне ожидаемо [9].

Снизу вверх в **с девонских отложений** прослеживается тренд от обстановок открытого шельфового мелководья к обстановкам забарьерной зоны окаймленной карбонатной платформы. Такой тип карбонатных осадочных систем очень характерен для девонского периода и прослеживается во многих осадочных бассейнах, в том числе и в нефтегазоносных бассейнах Тимано-Печоры и Волго-Урала [6, 7]. Схема предполагаемой фациальной зональности для основных комплексов залива Енисея и Западного Таймыра отражена на **рис. 4** и будет уточняться

при получении новой геологической информации.

По характеру волновой картины в интервале перспективных комплексов на Лескинском ЛУ фиксируются аномалии сейсмической записи, предположительно отождествляемые с барьерными рифами и изолированными платформами (**рис. 4**). Качество CPP 2D и сложная тектоника в пределах Западного Таймыра не позволяют на данном этапе проследить рифовые тела в волновой картине, необходимы данные бурения и CPP 3D.

На нескольких уровнях зафиксированы длительные региональные и глобальные перерывы, что является важной предпосылкой для процессов выщелачивания и кавернообразования. Наиболее благоприятной зоной для формирования каверновых коллекторов будет являться краевая барьерная зона карбонатной платформы. Зоны формирования кавернозных коллекторов на стратиграфическом разрезе отражены на **рис. 5**. Породы-коллекторы представлены кавернозно-пористыми доломитами, развитыми по первично высокоми рифогенным известнякам, и приурочены к зоне барьерных рифов и изолированных карбонатных построек.



**Рис. 4.** Схемы фациальной зональности, карты толщин и отображение рифов в волновой сейсмической картине. Составлено авторами  
**Fig. 4.** Schematic paleogeographic and thickness maps and seismic characteristics of three main reef complexes. Prepared by the authors

## УГЛЕВОДОРДНАЯ СИСТЕМА, ФЛЮИДОУПОРЫ

Для ордовикского комплекса покрышкой являются регионально выдержаные глинисто-карбонатно-кремнистые отложения нижнесилурийской НГМТ (ОГ VIIa\_bot-VIIa\_top). Мощность покрышки достигает 200 и более метров. Формирование отложений происходило в глубоководной и умеренно глубоководной части бассейна. Специальных количественных исследований, определяющих качество покрышки, не проводилось, но площадное распространение и достаточная мощность свидетельствуют о положительных предпосылках удерживающей способности отложений.

Для силурийско-девонского основного перспективного комплекса региональной покрышкой может являться толща аргиллитов, переслаивающихся с плотными известковистыми доломитами, приуроченными к сейсмокомплексу между ОГ VII\_top и VII\_bot. Керновым материалом данный интервал

не охарактеризован, литология определена по шламу в результате бурения скважины на Лескинском ЛУ и по данным геофизических исследований (ГИС), где интервал характеризуется повышенными значениями ГК (гамма-каротаж), пониженными значениями НГК (нейтронный гамма-каротаж) и плотностного каротажа. Мощность покрышки более 100 м. Схожие отложения в аналогичном стратиграфическом интервале вскрыты поисково-оценочной скважиной на территории Южного Таймыра, что говорит о выдержанности покрышки и позволяет рассматривать данные отложения в качестве регионального флюидоупора.

Неясным остается вопрос покрышки для **девонского** перспективного комплекса. Керном интервал покрышки в скважине на Лескинском ЛУ не охарактеризован. Потенциальной локальной/зональной покрышкой для резервуаров комплекса могут служить плотные карбонатно-глинистые отложения нижнего карбона.

## КОНЦЕПЦИИ СТРУКТУРНЫХ МОДЕЛЕЙ И ВЫДЕЛЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ

Построение согласованной сейсмогеологической модели в условиях складчато-надвиговых поясов с редкой и нерегулярной сетью профилей 2D является непростой задачей. Имеющихся на сегодня данных бурения явно недостаточно для уверененной стратификации и интерпретации сложного волнового поля палеозой-протерозойского интервала. Наибольшая неопределенность в сейсмической корреляции связана с центральной и восточной частью территории Западного Таймыра.

Слабая изученность напрямую влияет на неоднозначность интерпретации и корреляции сейсмических горизонтов. Построить уверенный композитный профиль с левого берега, где пробурена поисково-оценочная скважина и есть возможность увязать данные 2D сейсмики с глубинами основных ОГ, на правый, где отсутствуют скважины, можно только по 3 композитным линиям, что создает неопределенности в корреляции. Наличие активной тектоники и редкая сеть профилей не позволяют однозначно интерпретировать и увязывать разломы как в плане, так и на отдельных профилях. Для возможности оценки неопределенностей было принято решение о рассмотрении 3 альтернативных концепций (рис. 6), которые отличаются в первую очередь разными методиками построения глубинно-скоростных моделей, авторской интерпретацией и видением истории геологического развития площади.

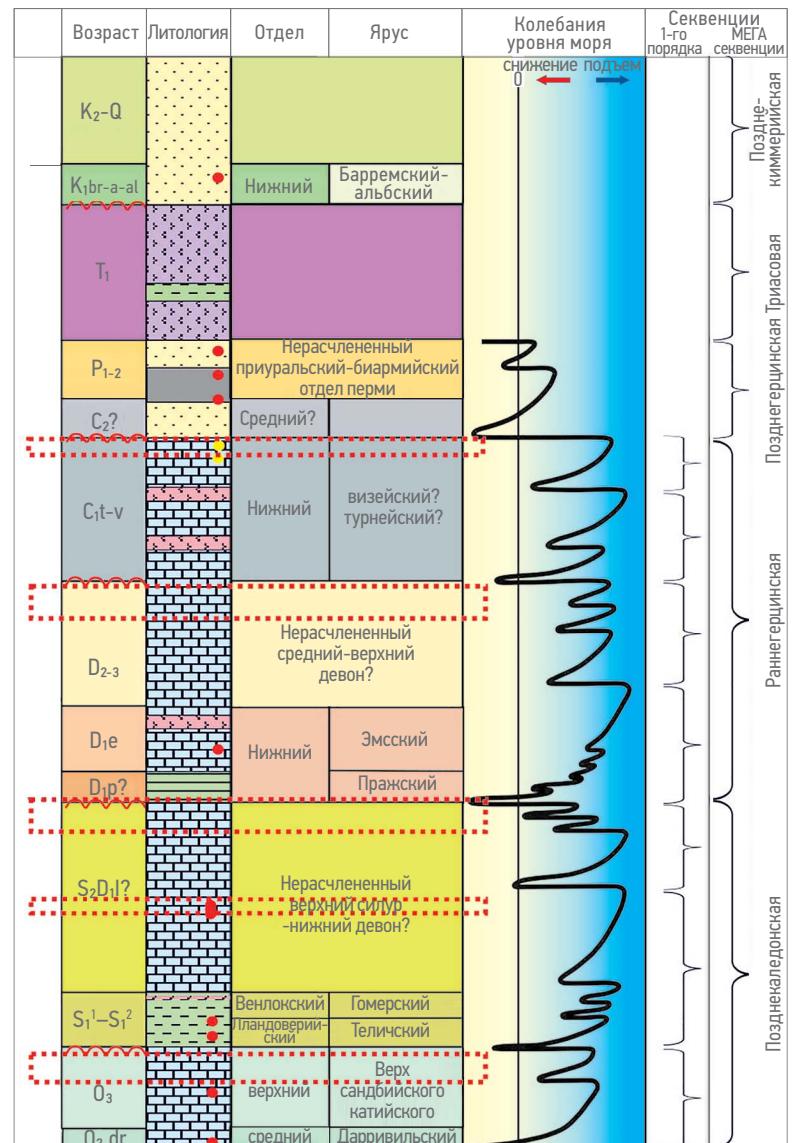
Такой подход в дальнейшем позволит учсть существующие неопределенности, связанные с площадью и объемом потенциальных ловушек.

На всех трех моделях отчетливо выделяется крупное поднятие — Нижнепуринский вал, но конфигурации отдельных куполов отличаются друг от друга. Нижнепуринский вал объединяет пять крупных структур. Вал имеет сложное тектоническое строение.

За базовую модель принята модель 1. Основные отличия в конфигурации ловушек и разломной модели можно увидеть на рис. 6.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

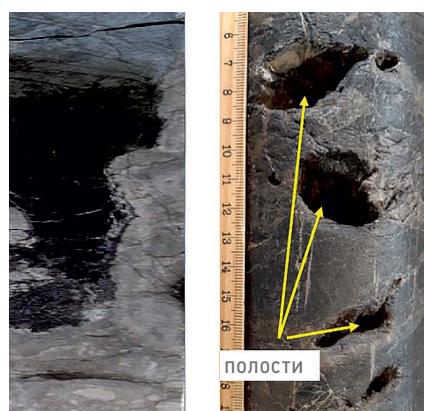
Комплексный анализ региональной геолого-геофизической информации позволил оценить перспективы палеозойского



### Условные обозначения:

песчаник/алевровит	уголь	зоны формирования кавернозных коллекторов
эффузивные породы	интрузии	
аргиллиты	известняки/доломиты	эрэзионные границы

Известковые доломиты  
Сублитораль. Ниже волнового базиса  
 $D_2-C_1$



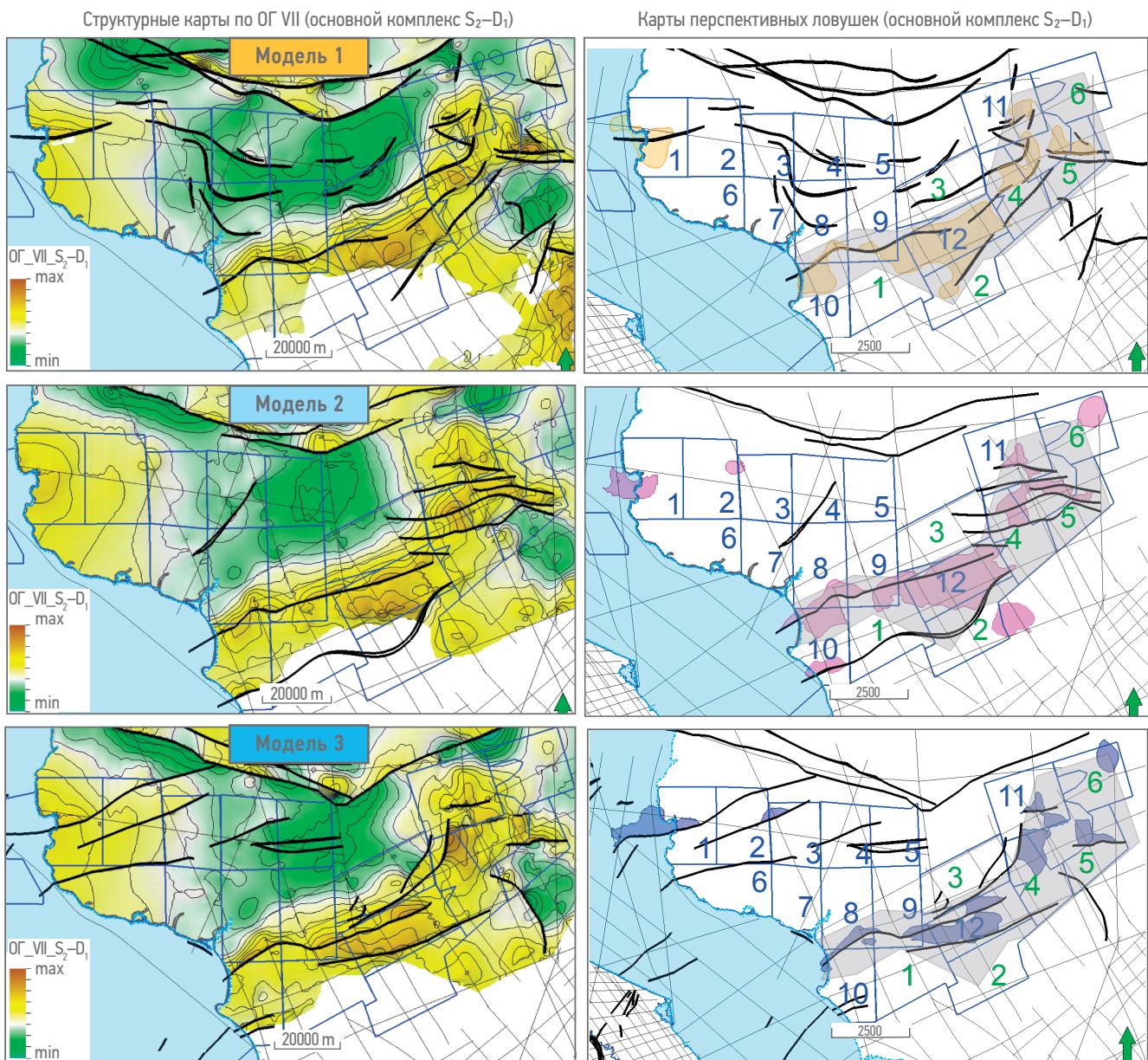
Рифогенные доломиты  
верхней склоновой зоны  
 $S_2-D_1$



Рис. 5. Стратиграфические уровни развития кавернозных коллекторов.

Составлено авторами

Fig. 5. Stratigraphic levels of cavernous reservoirs distribution. Prepared by the authors



**Условные обозначения:**

- контуры ЛУ
- разломы
- профили СПР 2Д
- предполагаемые контуры ловушек по модели №1
- предполагаемые контуры ловушек по модели №2
- предполагаемые контуры ловушек по модели №3

**Рис. 6. Альтернативные концепции структурно-тектонических моделей основного перспективного комплекса S<sub>2</sub>-D<sub>1</sub>. Составлено авторами**  
**Fig. 6. Alternative tectonic models of the main S<sub>2</sub>-D<sub>1</sub> series. Prepared by the authors**

комплекса в пределах западной части Таймырского п-ва.

В разрезе палеозоя выделяются 3 перспективных комплекса: О, S<sub>2</sub>-D<sub>1</sub> и D<sub>2</sub>-C<sub>1</sub>, к которым приурочены карбонатные коллекторы. Формирование отложений данных комплексов происходило в условиях мелководно-морского шельфа окаймленных и изолированных карбонатных платформ с этапами формирования изолированных рифов и развитием систем краевых барьерных рифов.

Для пород-коллекторов ожидается широкое развитие вторичных процессов, таких как доломитовый метасоматоз, выщелачивание и кавернообразование. Породы-коллекторы представлены кавернозно-пористыми доломитами, развитыми по первично высокоёмким рифогенным известнякам и приурочены к зонам барьерных рифов и изолированных карбонатных построек.

Благодаря исследованиям в скважине на Лескинском ЛУ удалось подтвердить

НГМТ нижнесилурийского возраста и определить ее генерационный потенциал. На территории Западного Таймыра ожидается площадное развитие данной НГМТ. При этом дополнительный вклад в объем мигрировавших УВ могла также внести гипотетическая верхнедевонская НГМТ (домбинская свита), пока обнаруженная лишь по данным геологических съемок.

По результатам переобработки и переинтерпретации данных CPP 2D были выделены перспективные ловушки по комплексам и обозначены основные направления поиска и разведки. Все структуры связаны с процессами надвигообразования, определившими облик Таймырского орогена, и последующими сдвиговыми движениями позднего триаса. Нижнепуринский вал по уверенности выделения ловушек и объему ресурсной базы является приоритетным направлением для постановки поисково-разведочных работ.

Суровые климатические условия, сложности с логистическими решениями и стоимость проведения геолого-разведочных работ на левом берегу Енисея требуют от геологов глубокого анализа всей накопленной геологической информации, оценки ключевых неопределенностей и геологических рисков на территории и грамотного, оптимизированного подхода к формированию и проведению геолого-разведочных работ. Программа геолого-разведочных работ позволит снять риски и снизить неопределенности, связанные с активной тектоникой в регионе Западного Таймыра, а именно — влияние основных этапов тектонической активизации, сопровождающихся эрозией и перестройкой структурного плана, их воздействие на сохранность потенциальных залежей УВ.

#### Список литературы

1. Верниковский В.А. Геодинамическая эволюция Таймырской складчатой области. Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1996. — 203 с.
2. Морозов АФ, Петров ОВ. Геологическая карта России и прилегающих акваторий, 1:2500 000, 2004.
3. Mayolle S., Soliva R., Caniven Y., Wibberley C., Ballas G., Milesi G., Dominguez S. Scaling of fault damage zones in carbonate rocks. *Journal of Structural Geology*. 2019, no. 124, pp. 35–50.
4. Вилесов АП, Ершова ВВ, Соловьева АД. Литологическая и седиментологическая характеристика разреза палеозойского комплекса Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района (по данным бурения) // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2022. — № 4 (в печати).
5. Scotes C.R., Boucot A.J., and Chen Xu Atlas of Phanerozoic Climatic Zones (Mollweide Projection). PALEOMAP Project PaleoAtlas for ArcGIS, PALEOMAP Project, Evanston, IL, 2014, vol. 1–6.
6. Вилесов А.П. Типизация разномасштабных карбонатных осадочных тел верхнего девона — выход на новый уровень геологоразведки в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Нефтяное хозяйство, 2021. — № 11. — С. 76–81. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-11-76-81>
7. Жемчугова В.А. Природные резервуары в карбонатных формациях Печорского нефтегазоносного бассейна. М.: Изд. МГГУ, 2002. — 243 с.
8. Balsamo F., Clemenza L., Storti F., Solum J., Taberner C. Tectonic control on vein attributes and deformation intensity in fault damage zones affecting Natih platform carbonates, Jabal Qusaybah, North Oman. *Journal of Structural Geology*. 2019, no. 122, pp. 38–57.
9. Lowell J.D. Structural styles in petroleum exploration. Tulsa: Oil & Gas Consultants, 1990, 492 p.
10. Webby B. Patterns of Ordovician Reef Development. *Phanerozoic reef patterns* (editors Kiessling W., Flugel E., Golonka J.). Tulsa, 2002, pp. 129–180.

#### References

1. Vernikovsky V.A. *Geodynamic evolution of the Taimyr folded region*. Novosibirsk: Publishing House of SB RAS, SIC OIGGM, 1996, 203 p. (In Russ.)
2. Morozov A.F., Petrov O.V. Geological map of Russia and adjacent water areas, 1:2 500 000, 2004. (In Russ.)
3. Mayolle S., Soliva R., Caniven Y., Wibberley C., Ballas G., Milesi G., Dominguez S. Scaling of fault damage zones in carbonate rocks. *Journal of Structural Geology*. 2019, no. 124, pp. 35–50.
4. Vilesov A.P., Ershova V.B., Solovyeva A.D. Lithological and sedimentological characteristics of the Paleozoic of the West Taimyr potential oil and gas bearing area (according to drilling data). *PRONEFT. Professionally about oil*. 2022, no. 4 (In press) (In Russ.).
5. Scotes C.R., Boucot A.J., and Chen Xu Atlas of Phanerozoic Climatic Zones (Mollweide Projection). PALEOMAP Project PaleoAtlas for ArcGIS, PALEOMAP Project, Evanston, IL, 2014, vol. 1–6.
6. Vilesov A.P. Typification of multi-scale carbonate sedimentary bodies of the Upper Devonian — reaching a new level of geological exploration in the Volga-Ural oil and gas province. *Oil industry*. 2021, no. 11, pp. 76–81. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-11-76-81>
7. Zhemchugova V.A. *Natural reservoirs in the carbonate formations of the Pechora oil and gas basin*. Moscow Publishing House of the Moscow State University, 2002, 243 p. (In Russ.)
8. Balsamo F., Clemenza L., Storti F., Solum J., Taberner C. Tectonic control on vein attributes and deformation intensity in fault damage zones affecting Natih platform carbonates, Jabal Qusaybah, North Oman. *Journal of Structural Geology*. 2019, no. 122, pp. 38–57.
9. Lowell J.D. *Structural styles in petroleum exploration*. Tulsa: Oil & Gas Consultants, 1990, 492 p.
10. Webby B. *Patterns of Ordovician Reef Development. Phanerozoic reef patterns* (editors Kiessling W., Flugel E., Golonka J.). Tulsa, 2002, pp. 129–180.

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**Е.М. Букатова** — разработала общую концепцию статьи, подготовила текст статьи, подготовила рисунки к статье, выводы и заключение , библиографический список, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Ю.А. Ужегова** — приняла участие в разработке общей концепции статьи, подготовила разделы и выводы, подготовила рисунки и библиографический список, окончательно утвердила публикуемую версию и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**С.А. Погребняк** — принимал участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**С.А. Федоров** — принимал участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**А.П. Вилесов** — принимал участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**К.А. Перетолчин** — принимал участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Н.В. Морозов** — принимал участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**А.М. Грановский** — принимал участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Elena M. Bukatova** — developed the article general concept, prepared the text of the article and references, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Iuliia A. Uzhegova** — took part in the article general concept, prepared introduction and conclusion, prepared figures for the article and references, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work

**Sergey A. Pogrebnyuk** — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Sergey A. Fedorov** — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Aleksandr P. Vilesov** — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Kirill A. Peretolchin** — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Nikita V. Morozov** — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Andrey M. Granovsky** — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Елена Михайловна Букатова** — главный специалист. ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: [Bukatova.EM@gazpromneft-ntc.ru](mailto:Bukatova.EM@gazpromneft-ntc.ru) SPIN-код: 7589-6500 ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8514-3822> Scopus ID: 57198131907

**Юлия Андреевна Ужегова\*** — главный специалист. ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: [Uzhegova.YuA@gazpromneft-ntc.ru](mailto:Uzhegova.YuA@gazpromneft-ntc.ru) SPIN-код: 2780-1174 ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4658-6399> Scopus ID: 57202989265

**Elena M. Bukatova** — Chief specialist, Gazpromneft STC  
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,  
Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: [Bukatova.EM@gazpromneft-ntc.ru](mailto:Bukatova.EM@gazpromneft-ntc.ru)  
SPIN-code: 7589-6500  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8514-3822>  
Scopus ID: 57198131907

**Iuliia A. Uzhegova\*** — Chief specialist, Gazpromneft STC  
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,  
Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: [Uzhegova.YuA@gazpromneft-ntc.ru](mailto:Uzhegova.YuA@gazpromneft-ntc.ru)  
SPIN-code: 2780-1174  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4658-6399>  
Scopus ID: 57202989265

**Сергей Алексеевич Погребнюк** — руководитель по разработке продуктов. ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Pogrebnyuk.SA@gazpromneft-ntc.ru

**Сергей Александрович Федоров** — руководитель направления. ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Fedorov.SA@gazpromneft-ntc.ru

**Александр Петрович Вилесов** — кандидат геолого-минералогических наук, эксперт по седиментологии карбонатных резервуаров. ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Vilesov.AP@gazpromneft-ntc.ru SPIN-код: 7589-6500 ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5515-4558> Scopus ID: 57198131907

**Кирилл Алексеевич Перетолчин** — руководитель направления. ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Peretolchin.KA@gazpromneft-ntc.ru SPIN-код: 7589-6500 ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5515-4558> Scopus ID: 57198131907

**Никита Владимирович Морозов** — эксперт. ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Morozov.NV@gazpromneft-ntc.ru

**Андрей Михайлович Грановский** — руководитель направления. ООО «Газпромнефть-ГЕО» 191167, Россия, г. Санкт-Петербург, Синопская набережная, д. 22. e-mail: Granovskiy.AM@gazprom-neft.ru

**Sergey A. Pogrebnyuk** — Product director, Gazpromneft STC 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Pogrebnyuk.SA@gazpromneft-ntc.ru

**Sergey A. Fedorov** — Head of seismic, Gazpromneft STC 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Fedorov.SA@gazpromneft-ntc.ru

**Aleksandr P. Vilesov** — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Expert on the sedimentology of carbonate reservoirs, Gazpromneft STC LLC 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Vilesov.AP@gazpromneft-ntc.ru SPIN-code: 7589-6500 ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5515-4558> Scopus ID: 57198131907

**Kirill A. Peretolchin** — Head of geology, Gazpromneft STC 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Peretolchin.KA@gazpromneft-ntc.ru SPIN-code: 7589-6500 ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5515-4558> Scopus ID: 57198131907

**Nikita V. Morozov** — Expert, Gazpromneft STC 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Morozov.NV@gazpromneft-ntc.ru

**Andrey M. Granovskiy** — Head of geology, Gazpromneft GEO 22 liter A, Sinopskaya River emb., 191167, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Granovskiy.AM@gazprom-neft.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

# ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ПАЛЕОЗОЙСКОГО КОМПЛЕКСА ЗАПАДНО- ТАЙМЫРСКОГО ПОТЕНЦИАЛЬНО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА ПО ДАННЫМ БУРЕНИЯ



**А.П. Вилесов<sup>1,\*</sup>, К.А. Перетолчин<sup>1</sup>, Д.К. Ершова<sup>1</sup>, Е.М. Букатова<sup>1</sup>, Д.А. Севрюков<sup>2</sup>,  
Ю.А. Ужегова<sup>1</sup>, А.А. Минич<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

<sup>2</sup>ООО «Газпромнефть-ГЕО», РФ, Санкт-Петербург

**Электронный адрес:** Vilesov.AP@gazpromneft-ntc.ru

**Введение.** В настоящее время «Газпром нефть» проводит планомерные геологоразведочные работы в пределах Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района Енисей-Хатангской нефтегазоносной области. На левом берегу залива р. Енисей в 2021 году пробурена первая поисковая скважина, вскрывшая палеозойский комплекс до среднеордовикских отложений. Скважина дала новые материалы, которые позволяют значительно уточнить представления о палеогеографии района и условиях осадконакопления в ордовикское, силурское и девонское время.

**Целью** настоящей работы является представление результатов палеогеографических реконструкций, выполненных по материалам бурения первой поисковой скважины, и сейсморазведочных работ.

**Материалы и методы.** Для реконструкций были использованы материалы сейсморазведки 2D, результаты седиментологического анализа керна и интерпретации ГИС. Выполненная корреляция отражающих горизонтов Vla, VII, VII<sub>bot</sub>, top\_D1\_carb, VIIa, VII<sub>a</sub>\_bot, top\_O\_carb, VIII позволила получить карты мощностей для нескольких сейсмофаильных комплексов, охватывающих стратиграфический интервал от среднего ордовика до верхнего девона. Карты мощностей были использованы как основа для подготовки палеогеографических карт. Для построения карт был выполнен анализ волнового поля с интеграцией материалов ГИС и результатов исследований керна.

**Результаты.** В результате выполненных реконструкций подготовлена серия палеогеографических карт Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района.

**Заключение.** Выполненные реконструкции дают необходимую основу для выбора приоритетных направлений поисковых работ в пределах потенциально нефтегазоносного района, а также разработки его достоверной бассейновой модели.

**Ключевые слова:** Западный Таймыр, Таймырский выступ, Енисейский залив, полуостров Гыдан, палеозой, палеогеография, ордовик, силур, девон

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Для цитирования:** Вилесов А.П., Перетолчин К.А., Ершова Д.К., Букатова Е.М., Севрюков Д.А., Ужегова Ю.А., Минич А.А. Палеогеографические реконструкции палеозойского комплекса Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района по данным бурения. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(4):40–54. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-4-40-54>

Статья поступила в редакцию 18.07.2022

Принята к публикации 23.09.2022

Опубликована 29.12.2022

PALEOGEOGRAPHIC RECONSTRUCTIONS OF THE PALEOZOIC SERIES OF THE WEST TAIMYR POTENTIAL OIL AND GAS BEARING AREA BASED ON DRILLING DATA

**Aleksandr P. Vilesov<sup>1,\*</sup>, Kirill A. Peretolchin<sup>1</sup>, Daria K. Ershova<sup>1</sup>, Elena M. Bukatova<sup>1</sup>,  
Denis A. Sevryukov<sup>2</sup>, Iuliia A.Uzhegova<sup>1</sup>, Andrey A. Minitch<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Gazprom-neft STC LLC, RF, Saint Petersburg

<sup>2</sup>Gazpromneft-GEO, RF, Saint Petersburg

**E-mail:** Vilesov.AP@gazpromneft-ntc.ru

**Background.** Nowadays, West Taimyr as a part of Enisey-Khatanga trough is considered to have a highly potential petroleum play which lead to arising exploration interest of Gazprom Neft. The first exploration well was drilled on the left bank of the Enisey Bay in 2021 and reached a Middle Ordovician of the Paleozoic Series. Exploration well results significantly expanded the understanding of region's paleogeography and depositional environment of Ordovician, Silurian and Devonian times.

**Aim** of present paper is to highlight the results of paleogeographic reconstructions based on drilling results and seismic data interpretation.

**Materials and methods.** 2D seismic data, core based sedimentological analysis and well log interpretation were used to restore paleogeography of the studied area. Seismic correlation of main horizons VIa, VII, VII\_bot, top\_D1\_carb, VIIa, VIIa\_bot, top\_O\_carb, VIII allowed to map several thickness complexes for different seismic units within a stratigraphic interval from Middle Ordovician to Upper Devonian. Thickness maps together with integrated dataset of seismic, well log and core data interpretation allowed to build a base for paleogeographic reconstructions.

**Results.** As a result of performed paleoreconstructions, a set of paleogeographic maps of the West Taimyr potential oil and gas bearing area was prepared.

**Conclusion.** Performed paleoreconstructions provide a necessary basis for further exploration works within a potential oil and gas bearing area and enable geoscientists to create a new basin model.

**Keywords:** West Taimyr, Taimyr Horst, Enisey Bay, Gydan Peninsula, paleogeography, Ordovician, Silurian, Devonian

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interest.

**For citation:** Vilesov A.P., Peretolchin K.A., Ershova D.K., Bukatova E.M., Sevryukov D.A., Uzhegova Iu.A., Minitch A.A. Paleogeographic reconstructions of the Paleozoic Series of the West Taimyr potential oil and gas bearing area based on drilling data. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(4):40–54. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-4-40-54>

Manuscript received 18.07.2022

Accepted 23.09.2022

Published 29.12.2022

## ВВЕДЕНИЕ

Палеозойские отложения Енисей-Хатангского прогиба, в том числе тектонических элементов, примыкающих к складчатой системе Таймырского орогена (Южно-Таймырская моноклиналь с осложняющими её Таймырским и Янгудо-Горбатским выступами, Хатангская седловина), относят к осадочному комплексу Северо-Сибирской пассивной окраины Сибирского палеоконтинента [1, 2]. На протяжении большей части палеозойской истории, с позднего венда по ранний карбон, этот район развивался как окраинно-шельфовая область, где сформировался мощный комплекс осадочных пород, включающий широкий диапазон фаций — от глубоководных бассейновых до лагунных и приливно-отливных. Активное изучение палеозойских отложений северной части Сибирской платформы и складчатого Таймыра, включая углубленные стратиграфические и палеогеографические исследования, началось после Великой Отечественной войны. Однако до настоящего времени палеозойские отложения Енисей-Хатангского прогиба и Южно-Таймырской моноклинали остаются наиболее слабоизученными [3, 4 и др.]. Труднодоступность территории, сложные сейсмогеологические условия, редкая сетка сейсмических профилей, значительные глубины залегания, высокая стоимость поисково-разведочного бурения и единичные пробуренные глубокие скважины, вскрывшие домезозойские отложения, — всё это является причиной низкой степени изученности палеозоя Западного Таймыра и Предтаймыря.

Реконструкции этапов палеозойского осадконакопления северной части Сибирской платформы и Таймыра посвящено множество работ. С опорой на данные по обнажениям и скважинам коллективами сибирских геологов построены подробные палеогеографические карты для различных ярусов и горизонтов палеозойского интервала [5, 6 и др.]. Во всех реконструкциях отмечается, что для территории Енисей-Хатангского прогиба информации крайне недостаточно. В целом это считается одной из основных причин низкой эффективности поисково-разведочного бурения на территории нефтегазоносной области [4].

В настоящее время «Газпром нефть» ведет планомерные геолого-разведочные работы в пределах лицензионных участков Западно-Таймырской зоны, тектонически приуроченных к Таймырскому выступу, или Западно-Таймырской ступени. В 2021 году на левом берегу Енисейского залива с целью оценки наличия в разрезе нефтегазоматеринских свит, выделения интервалов потенциальных пород-коллекторов, стратиграфической привязки отражающих горизонтов (ОГ) и выделения интервалов с углеводородным насыщением была пробурена первая глубокая поисковая скважина. Мощность палеозойского комплекса, вскрытого скважиной, превысила 3000 м. По материалам сейсморазведки эродированная кровля карбонатных пород палеозоя соответствует отражающему горизонту VI. Ниже неё сверху вниз выделяются ОГ: VIa, VII, VII\_bot, top\_D1\_carb, VIIa, VIIa\_bot, top\_O\_carb, VIIb, VIII. Скважина вскрыла бурением практически на всю толщину средне-верхнеордовикский

сейсмостратиграфический комплекс (ССК) между ОГ VII<sub>a</sub>\_bot и VIII (возраст сейсмо-комплекса установлен в результате биостратиграфического анализа керна). Результаты исследований скважины позволяют выполнить более достоверную интерпретацию сейсмических материалов в районе Енисейского залива и проследить геологическую историю формирования осадочных последовательностей палеозоя. Все это является необходимой основой для подготовки бассейновых моделей, прогноза распространения нефтегазоматеринских пород (НГМП) и пород-коллекторов и в итоге — повышения эффективности геолого-разведочных работ. Целью настоящей работы является представление текущих результатов палеогеографических реконструкций по нескольким интервалам палеозоя, выполненных по материалам бурения первой поисковой скважины и интерпретации данных сейсморазведки.

## МАТЕРИАЛ

Палеозойский осадочный комплекс в пределах Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района неравномерно изучен сейсморазведкой 2D разных лет с текущей плотностью изученности на Лескинском ЛУ и Пухуцаяхском ЛУ — 0,5 км/км<sup>2</sup>. В рамках исследований была выполнена переобработка данных сейсморазведочных работ прошлых лет с применением методики глубинной миграции (PSDM), что позволило значительно повысить информативность сейсмических материалов, а также точность

прогноза глубин залегания ОГ, что было подтверждено бурением.

При бурении выполнен отбор керна в палеозойских отложениях и получен важный фактический материал для проведения детальных седиментологических исследований, диагностики условий осадконакопления и разработки региональных седиментационных моделей. Интеграция полученных результатов позволяет выполнить более обоснованные палеогеографические реконструкции района работ для крупных осадочных последовательностей палеозоя.

Отбор качественного кернового материала при бурении скважины был выполнен на следующих стратиграфических уровнях: 1) в интервале предполагаемых коллекторов ниже ОГ VI<sub>a</sub>; 2) в интервале предполагаемых НГМП выше ОГ VII; 3) в интервале предполагаемых коллекторов ниже ОГ VII<sub>a</sub>\_bot; 4) в интервале предполагаемых НГМП между ОГ VII<sub>a</sub> и VII<sub>a</sub>\_bot; 5) в интервале предполагаемых коллекторов ниже ОГ VII<sub>a</sub>\_bot; 6) забойный керн отобран выше ОГ VIII (табл. 1).

## МЕТОДИКА РАБОТ

Для выполнения палеогеографических реконструкций были выполнены следующие работы:

- 1) прослежены ОГ, выполнена их корреляция;
- 2) использованы результаты биостратиграфического анализа, выполненного по образцам керна скважины, для уточнения возраста пород и датировки ССК и ОГ;

**Таблица 1. Краткая характеристика сейсмостратиграфических комплексов по керну первой поисковой скважины**  
**Table 1. Brief Description of Seismostratigraphic Units on a basis core of the first exploration well**

ССК	Кровля ССК	Подошва ССК	№ интервала отбора керна	Возраст пород (доказанный и предполагаемый)	Породы, преобладающие в интервале	Фациальный комплекс, установленный по керну
Эмско-верхнедевонский	ОГ VI <sub>a</sub> (inner C)	ОГ VII	1	D <sub>2-3</sub> ?	известняки, доломиты	забарьерная лагуна и литораль
			2–4	D <sub>2-3</sub> ?	доломиты	умеренно глубокая сублитораль
			5	D <sub>1e</sub>	доломиты	умеренно глубокая сублитораль
Силурийско (венлокско?) -нижнедевонский	ОГ top_D1_carb	ОГ VII <sub>a</sub>	6–8	S–D <sub>1</sub> ?	доломиты	верхний склон рифа / карбонатной платформы
Нижнесилурийский (ландоверийский?)	ОГ VII <sub>a</sub>	ОГ VII <sub>a</sub> _bot	9–11	S <sub>1</sub> ?	кремнистые известняки	подножье склона рифа / карбонатной платформы
			12–13	S <sub>1</sub>	кремнистые известняки и грaptолитовые сланцы	глубоководный бассейн
			14	S <sub>1th</sub>	грaptолитовые сланцы	глубоководный бассейн
Средне-верхнеордовикский	ОГ top_O_carb	ОГ VIII	15	O <sub>3</sub> sd-kt	известняки	мелководная сублитораль
			16	O <sub>2</sub> dr	известняки, глинистые известняки, доломитовые мергели	относительно глубокая сублитораль и умеренно глубокая сублитораль

Сокращения в таблице:

ССК — сейсмостратиграфический комплекс; ОГ — отражающий горизонт

- 3) сопоставлены результаты седиментологического анализа керна с материалами геофизических исследований скважин (ГИС) и сейсморазведки 2D с целью возможности их интерполяции по площади и разрезу;
  - 4) выполнен анализ волнового поля в интервалах, выбранных для палеогеографических построений, для выделения крупных седиментационных последовательностей;
  - 5) построены карты толщин для выбранных ССК с опорой на ОГ;
  - 6) результатирующие карты толщин ССК использованы для выделения крупных фациальных комплексов, палеогеографических зон и построения схематичных карт.
- Ниже приводится описание подготовленных карт и выполненных палеогеографических реконструкций.

## РЕЗУЛЬТАТЫ РЕКОНСТРУКЦИЙ

### ПАЛЕОГЕОГРАФИЯ ПОЗДНЕГО ОРДОВИКА

Основой для построения схематичной палеогеографической карты послужила карта толщин между ОГ top\_O\_carb и VIII (рис. 1а). Для интерпретации карты толщин и палеогеографической реконструкции использованы региональные материалы и результаты седиментологического анализа керна [7]. Стратиграфический интервал построения карты толщин охватывает средний и верхний ордовик. Для среднего ордовика по результатам анализа керна сделан вывод о пологонаклонной модели шельфовой окраины — терригенно-карбонатном рампе. К позднему ордовику прослежена трансформация рампа в окаймленную карбонатную платформу. Эти изменения седиментационной модели довольно хорошо подтверждаются и сейсмическими материалами как по характеру волнового поля (рис. 1, вставка), так и в результате карты толщин ССК между ОГ top\_O\_carb и VIII. Для описываемого интервала на северо-западе характерны высокоамплитудные протяженные отражения, отождествляемые авторами с глубоководными обстановками, в районе выделяемого барьера характер сейсмической записи сменяется на хаотичный, а высокоамплитудные оси синфазности маркируют предполагаемый склон барьерной постройки. Таким образом, палеогеографическая карта, полученная по результатам анализа и интерпретации, соответствует концу ордовикского времени — этапу завершения формирования окаймленной карбонатной платформы шельфовой окраины.

В северо-западной части района исследований выделяется зона сокращенных толщин ССК (около 50–100 м), которая интерпретируется нами как зона глубоководной части шельфа (рис. 1б). Можно предположить распространение здесь конденсированных пород, возможно, являющихся нефтегазоматеринскими. С юго-запада на северо-восток, поперек Енисейского залива, наблюдается значительное и быстрое увеличение толщин ССК от 100–150 до 700–850 м, что соответствует зоне склона и краевого рифового барьера карбонатной платформы. С поздним ордовиком связан один из этапов раннепалеозойского рифообразования, максимум которого приходится на катийский век [8–10 и др.]. На восточном обрамлении Тимано-Печорской плиты, в разрезах западного склона Урала и по юго-западному обрамлению Сибирской платформы установлены позднеордовикские краевые рифы окаймленной карбонатной платформы [8–11 и др.].

В забарьерной зоне толщины ССК сокращаются до 600–700 м, с локальными увеличениями до 750–800 м, соответствующими, по-видимому, мелководно-шельфовым органогенным постройкам позднего ордовика. В керне скважины в верхнеордовикском интервале установлены известняки мелководной сублиторали забарьерной зоны. Регионально в кровле ордовикских отложений выделяется продолжительный субэразильный перерыв, связанный с глобальным Хирнантским похолоданием и снижением уровня моря на рубеже ордовика и силура [5, 12, 13 и др.]. Это событие может играть важную роль в формировании вторичных высокоемких каверновых коллекторов в области барьера карбонатной платформы и на участках амплитудных мелководно-шельфовых построек, а также средне- и низкоемких коллекторов в пределах внутренней мелководной зоны карбонатной платформы.

### ПАЛЕОГЕОГРАФИЯ ЛЛАНДОВЕРИЙСКОГО ВРЕМЕНИ РАННЕГО СИЛУРА

Следующая палеогеографическая реконструкция выполнена для лландоверийского времени раннего силура. За основу была взята карта мощностей ССК между ОГ VIIa и VIIa\_bot, маркирующих соответственно кровлю и подошву раннесилурейских отложений (рис. 2а). На лландоверийское время приходится мощная глобальная и региональная трансгрессия, наиболее значительная на протяжении всего силура [6]. На большой площади окраин Сибирского палеоконтинента, а также в его обширной погруженной интракратонной зоне формировались

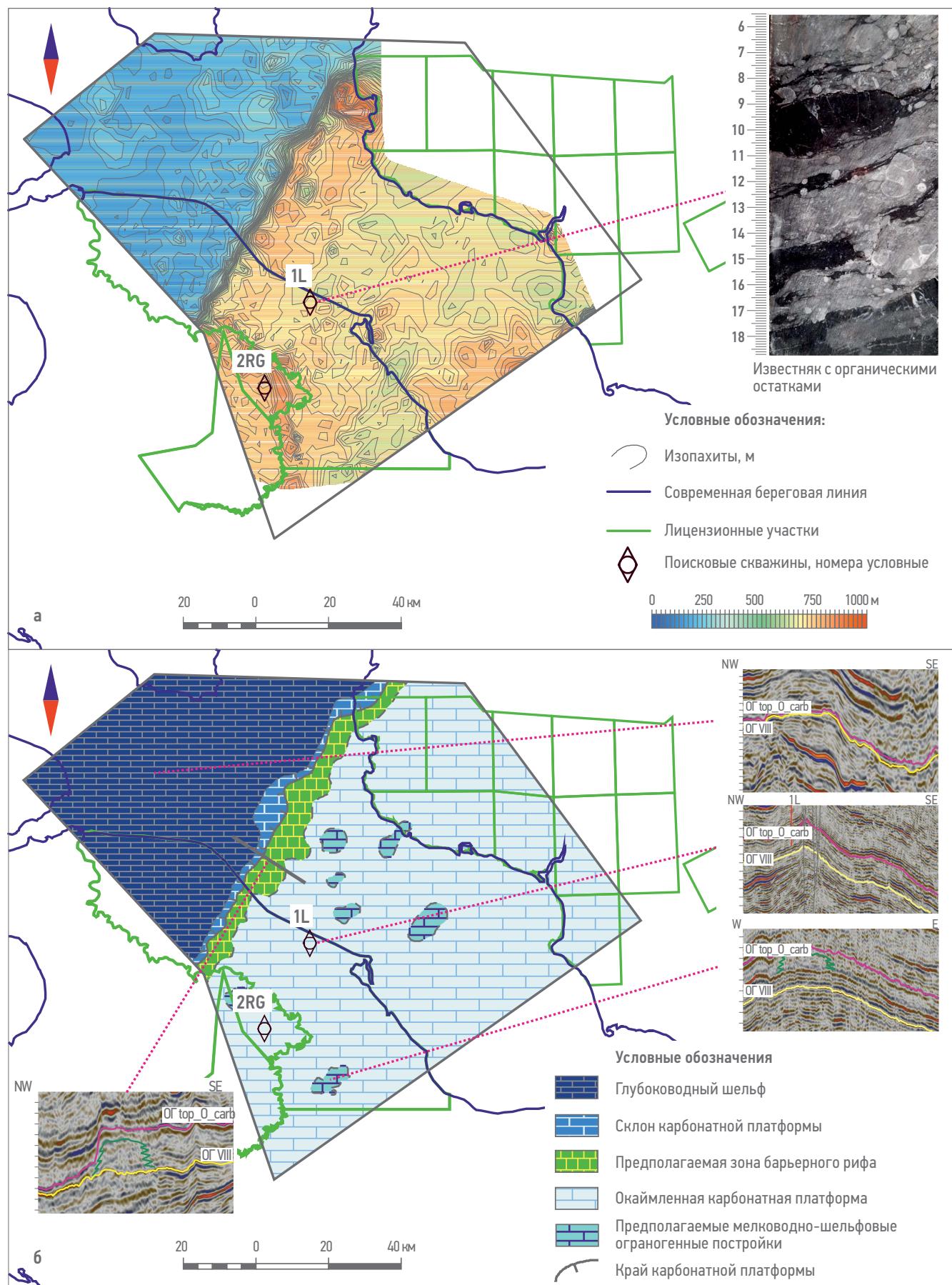
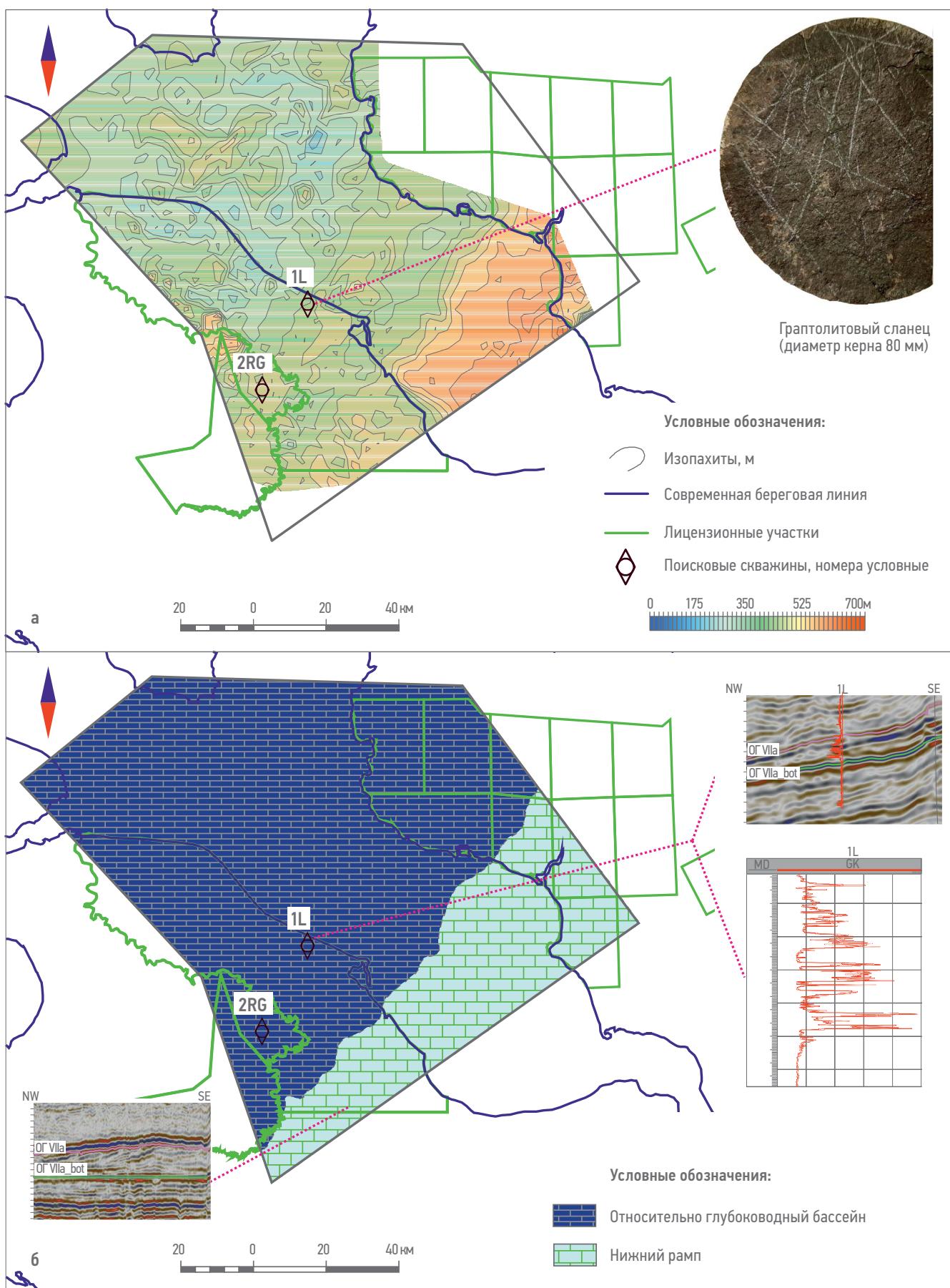


Рис. 1. Карта толщин сейсмокомплекса между отражающими горизонтами top\_O\_carb и VIII (а) и схематичная палеогеографическая карта Западного Таймыра на позднеордовикское время (б). Составлено авторами

Fig. 1. Thickness map of seismic unit between reflectors top\_O\_carb and VIII (a) and schematic paleogeographic map of the West Taymyr at Late Ordovician (b). Prepared by the authors



**Рис. 2. Карта толщин сейсмокомплекса между отражающими горизонтами VIIa и VIIa<sub>bot</sub> (а) и схематичная палеогеографическая карта Западного Таймыра на лландоверийское время раннего силура (6). Составлено авторами**

**Fig. 2. Thickness map of seismic unit between reflectors VIIa and VIIa<sub>bot</sub> (a) schematic paleogeographic map of the West Taymyr at Llandovery epoch of Early Silurian (6). Prepared by the authors**

конденсированные отложения — граптолитовые сланцы. Интервал разреза с пачками граптолитовых сланцев хорошо выделяется и прослеживается по сейсмическим разрезам. Для него характерны высокоамплитудные,

## РАЗРАБОТАННЫЕ ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ КАРТЫ ПОЗВОЛЯЮТ ОПРЕДЕЛИТЬ ЗОНЫ РАЗВИТИЯ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ И ВЫБРАТЬ ПРИОРИТЕТНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОИСКОВЫХ РАБОТ НА ЗАПАДНОМ ТАЙМЫРЕ.

протяженные отражения с выдержаными по площади сейсмофациальными характеристиками. Граптолитовые сланцы представлены в керне первой поисковой скважины (табл. 1, рис. 2а). Они черные, микрослоистые, листоватые, некрепкие и хрупкие, с прожилками и псевдоморфозами пирита (по граптолитам). На поверхностях наслойения в сланцах наблюдаются многочисленные и разнообразные остатки граптолитов хорошей сохранности. Породообразующие компоненты сланцев — карбонатный и органический планктонный материал, кремнезем и глинистые минералы. Содержание  $C_{org}$  достигает 10–12 %, а в отдельных образцах — 16 %. Седиментация глинисто-кремнисто-карбонатных илов происходила в обстановках глубин ниже штормового базиса, в условиях аноксии как самих осадков, так и придонного слоя воды [7].

По карте мощностей (рис. 2а) полигон исследований можно разделить на две зоны. Западная часть с толщинами ССК от 100 до 350–400 м может быть выделена в зону относительно глубоководного бассейна (в нее попадает и район первой поисковой скважины). Восточная часть характеризуется постепенным увеличением толщин ССК до 450–700 и более метров. Она соответствует, по-видимому, обстановкам внешней части шельфа — нижнему рампу, возможно, дистальной части среднего рампа, в пределах которого возрастает роль карбонатной седиментации. При корреляции сейсмических разрезов переход от зоны относительно глубоководного бассейна к нижнему рампу прослеживается по снижению амплитуд сейсмических отражений внутри комплекса, появлению пологопадающих в север-северо-западном направлении отражений, примыкающих к ОГ VIIa\_bot по типу подошвенно-го прилегания (рис. 2б, вставка).

Опираясь на материалы бурения скважины, можно предположить, что в зоне нижнего рампа для разреза будет характерно сокращение толщин пачек граптолитовых

сланцев и увеличение толщин слоев карбонатов, представленных пелитоморфными, микрокристаллическими и тонкозернистыми доломитистыми и кремнистыми известняками. Данное предположение также подтверждается анализом кривой гамма-каротажа в скважине Кыстыхстаская-1, расположенной на южном борту Енисей-Хатангского прогиба (~300 км от скважины на Лескинском участке) и вскрывшей одновозрастные описываемому интервалу отложения, в которых только нижний интервал относится к глубоководным граптолитовым сланцам.

## ПАЛЕОГЕОГРАФИЯ ПОЗДНЕГО СИЛУРА — НАЧАЛА РАННЕГО ДЕВОНА

Сибирьско-нижнедевонский ССК ограничен сверху ОГ top\_D1\_carb, снизу — ОГ VIIa. Стратиграфически он охватывает интервал разреза с венлокского отдела силурийской системы по локховский ярус (предположительно) нижнего девона. Как показывают результаты анализа керна, ГИС и сейсморазведки 2D, к сейсмокомплексу приурочен сложный этап формирования карбонатных аккумулятивных систем на протяжении продолжительного времени, в котором условно можно выделить первую и вторую стадии. На первой стадии происходило активное развитие амплитудных изолированных карбонатных платформ (вероятно, и изолированных рифов), разделенных зонами с некомпенсированной седиментацией. На второй — акреция изолированных карбонатных систем в единую окаймленную карбонатную платформу и развитие краевой барьерной рифовой системы. Результатирующая карта толщин фактически позволяет реконструировать палеогеографическую ситуацию на момент завершения второй стадии формирования ССК (рис. 3).

Как показывают региональные материалы и публикации по другим одновозрастным осадочным бассейнам, силурийский период был одним из наиболее значительных этапов палеозойского рифообразования [6, 10, 14–16 и др.]. Учитывая благоприятное для развития рифов расположение района исследований, на палинспастических реконструкциях силурийского и раннедевонского времени [17, 18] выделение в разрезе рифовых фаций вполне ожидаемо.

По карте толщин сейсмокомплекса (рис. 3а) видно, что в полигоне исследований выделяются две зоны: на северо-западе зона сокращенных толщин, которая отнесена нами к области глубоководной части шельфа, к востоку и юго-востоку от нее зона увеличенных толщин, отнесенная нами к крупной окаймленной карбонатной платформе. Край

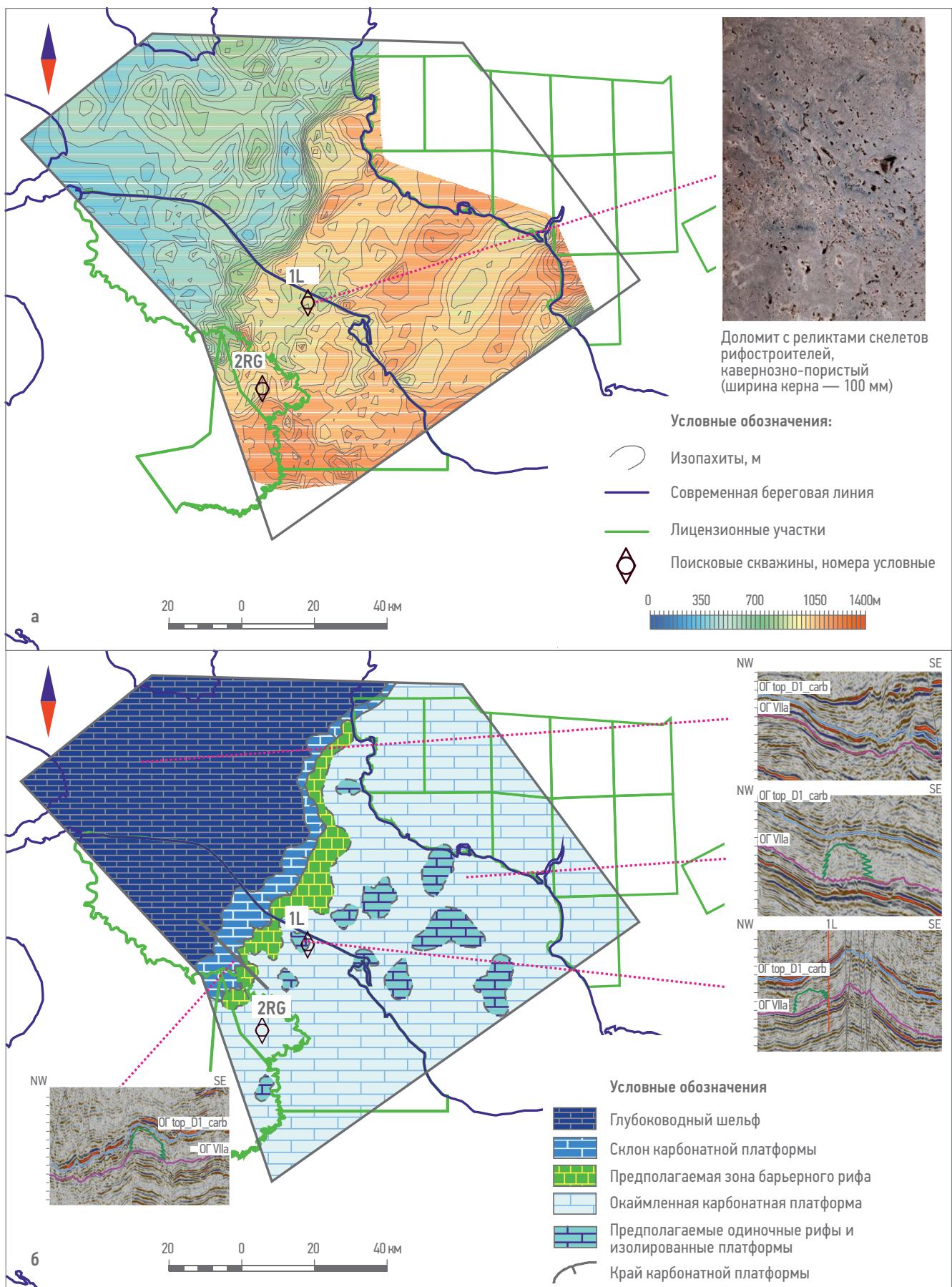


Рис. 3. Карта толщин сейсмокомплекса между отражающими горизонтами `top_D1_carb` и `VIIa` (а) и схематичная палеогеографическая карта Западного Таймыра на конец силура — начало раннего девона (6). Составлено авторами

Fig. 3. Thickness map of seismic unit between reflectors `top_D1_carb` and `VIIa` (a) and schematic paleogeographic map of the West Taymyr at Late Silurian – Early Devonian (6). Prepared by the authors

платформы в сейсмической записи выражены высокомощными крутопадающими отражениями по ОГ top\_D1\_carb (**рис. 36, вставки**). По краю карбонатной платформы намечается краевая рифовая система. В пределах платформы по увеличенным толщинам и хаотичному характеру сейсмической записи без выраженных осей синфазности намечаются изолированные карбонатные платформы, по-видимому, венлокского возраста, включенные в состав окаймленной платформы и перекрытые мелководными осадками забарьерной лагуны. Край изолированной карбонатной платформы вскрыт в первой поисковой скважине. В керне подняты высокомощные каверново-поровые доломитовые коллекторы верхней части рифового склона [7]. Согласно региональным материалам по рифовым системам силура в обрамлении Сибирского кратона, период активного рифообразования охватывает хронологический трек с конца телического времени лландоверия по гомерское время венлокса [10]. Можно предположить, что зона глубоководного шельфа, выделенная нами в результате реконструкции, представлена глубоководными конденсированными нефтегазоматеринскими фациями. К зоне рифового барьера окаймленной платформы, к изолированным карбонатным постройкам и мелководным фациям забарьерного мелководья будут приурочены, вероятно, породы-коллекторы различного генезиса. Этот стратиграфический уровень выделяется как наиболее перспективный для формирования коллекторов и другими исследователями [19]. Плотные тонкослоистые глинисто-карбонатные отложения забарьерной лагуны являются потенциальными флюидоупорами.

### ПАЛЕОГЕОГРАФИЯ ЭТАПА РАННедевонского ЭВСТАТИЧЕСКОГО СНИЖЕНИЯ

Следующая реконструкция выполнена для стратиграфического интервала между ОГ VII и top\_D1\_carb. Точная возрастная датировка этого интервала пока не получена. Можно лишь предполагать, что она связана с падением уровнем моря на рубеже силура-девона и последующей трансгрессией [20], которая сформировала региональный флюидоупор, хорошо прослеживаемый по материалам сейсморазведки в виде региональных высокомощных протяженных осей синфазности, по кровле которых отмечается ОГ VII. Данные отражения в поисковой скважине на Лескинском участке приурочены к толще аргиллитов, переслаивающихся с известняками. Общая мощность толщи составляет более 300 м.

На карте мощностей в пределах распространения ССК выделяются три области (**рис. 4а**). Самая северо-западная область — в районе устья Енисейского залива и острова Сибирякова — характеризуется сокращенными толщинами ССК от 200 до 400–600 м. Можно предположить, что в этом районе унаследовано сохранились обстановки глубоководной части шельфа (**рис. 4б**), т.е. могут быть развиты НГМП. К юго-востоку от области глубокой части шельфа прослеживается протяженная линейная зона резкого увеличения толщин ССК до 1400–1500 м, которая протягивается с юго-запада на северо-восток. Ширина зоны достигает 20–30 км. Следует отметить, что пояс увеличенных толщин развит унаследовано вдоль края окаймленной карбонатной платформы нижележащего ССК. На сейсмических временных разрезах, пересекающих пояс увеличенных толщин, наблюдается характерное клиноформное строение: внутри ССК отмечается подошвенное прилегание (downlap) на ОГ top\_D1\_carb и подошвенное налегание (onlap) (**рис. 4, вставка**) на склон карбонатной платформы позднесилурийско-раннедевонского возраста. Можно предположить, что выделенная зона увеличенных толщин является проградационным осадочным комплексом, который сформировался на этапе низкого стояния уровня моря при выносе глинисто-терригенного материала за бровку осущеной карбонатной платформы (**рис. 4б**). Далее к востоку и юго-востоку прослеживается обширная область сокращенных толщин ССК (от 100 до 300 м). В период максимального падения уровня моря область представляла собой субаэральную равнину, где протекали процессы эрозии и карстования карбонатной платформы, сформированной на предыдущем этапе. В последующем раннедевонская трансгрессия привела к полному затоплению этой равнинны.

### ПАЛЕОГЕОГРАФИЯ ДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

В качестве основы для подготовки палеогеографической карты девонских отложений использована карта мощностей сейсмического комплекса между ОГ VIa и VII. Стратиграфически этот интервал разреза охватывает отложения девонской системы от эмского яруса нижнего отдела до верхнего отдела (**табл. 1**). Интервал неплохо охарактеризован керном, что позволило получить характеристику его литологического строения и выполнить диагностику условий седиментации [7]. В кровле ССК, совпадающей с кровлей девона, прослеживается

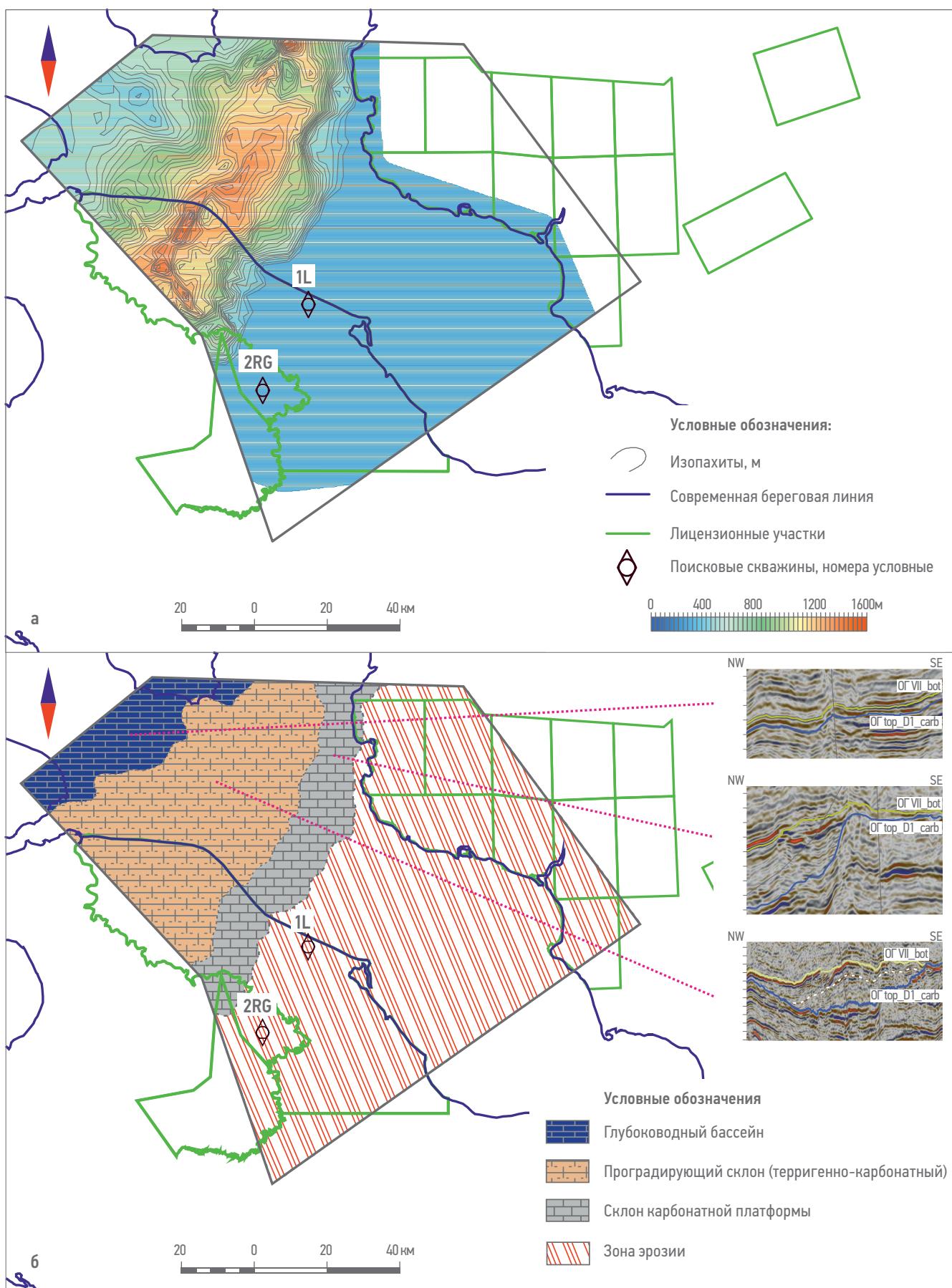
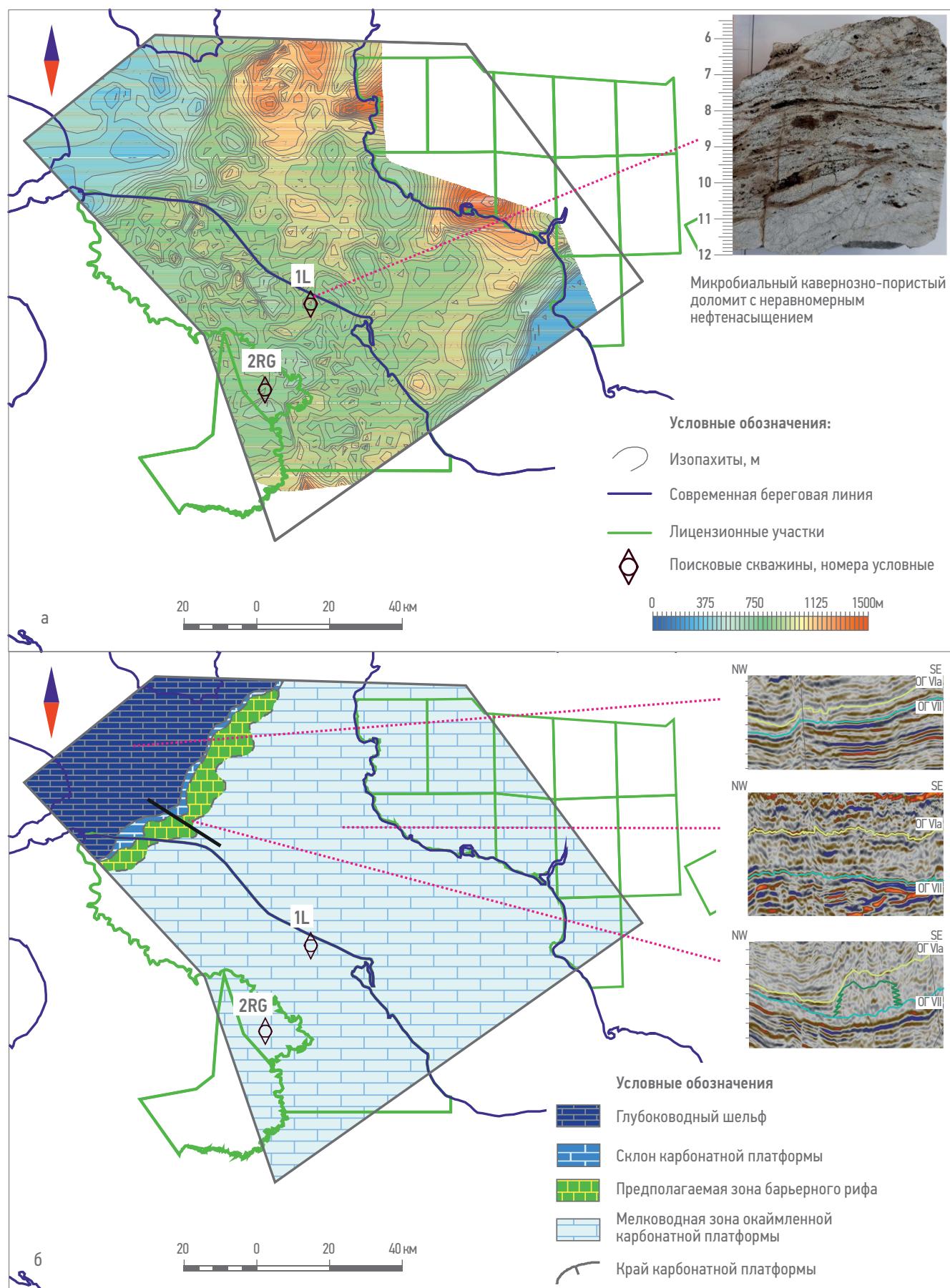


Рис. 4. Карта толщин сейсмокомплекса между отражающими горизонтами VII<sub>bot</sub> и top\_D1\_carb (а) и схематичная палеогеографическая карта Западного Таймыра на этапе раннедевонского эвстатического снижения (б). Составлено авторами

Fig. 4. Thickness map of seismic unit between reflectors VII<sub>bot</sub> and top\_D1\_carb (a) and schematic paleogeographic map of the West Taymyr at Early Devonian eustatic fall (6). Prepared by the authors



региональный стратиграфический перерыв [20]. В разрезе первой поисковой скважины он отражается в керне интенсивными проявлениями палеокарста [7] и выразительной аномалией на кривых ГИС. Подошва ССК соответствует переходу от терригенно-карбонатно-глинистых отложений к преимущественно карбонатному разрезу. В керне нижней части ССК в отложениях эмского яруса диагностированы фации умеренно глубокой сублиторали. В верхней части ССК установлены фации изолированного мелководья (лагуна с карбонатной седиментацией) и карбонатных приливно-отливных равнин с доминированием карбонатной микробиальной фабрики. Снизу вверх в девонских отложениях прослеживается тренд от обстановок открытого шельфового мелководья к обстановкам забарьерной зоны окаймленной карбонатной платформы. Такой тип карбонатных осадочных систем очень характерен для девонского периода и отмечается во многих осадочных бассейнах, в том числе и нефтегазоносных бассейнах Тимано-Печоры и Волго-Урала [14, 21 и др.]. Кarta толщин ССК и выполненная на ее основе схематическая палеогеографическая карта соответствуют позднедевонскому этапу формирования осадочного комплекса и наиболее полно отражают особенности модели позднедевонской седиментации. Большая часть полигона исследований характеризуется увеличенными толщинаами ССК — более 220–240 м (**рис. 5а**). Она соответствует области распространения окаймленной позднедевонской карбонатной платформы с мелководными фациями забарьерной зоны (**рис. 5б**). По краю платформы, с юго-запада на северо-восток, вкрест Енисейского залива, прослеживается линейная зона увеличенных толщин, которая может быть интерпретирована как система краевых рифов. Качество сейсмических данных внутри описываемого ССК является довольно низким, предположение о наличии краевых рифов сделано исходя из резкой смены волновой картины с хаотичной без выдержаных осей синфазности на высокоамплитудные протяженные отражения, характерные для доказанных в скважине глубоководных карбонатно-глинистых отложений (**рис. 5, вставка**). В северо-западной части полигона исследований выделяется область сокращенных толщин ССК (**рис. 5а**). Ее можно отнести к зоне глубоководного шельфа

с конденсированным разрезом и отложениями-доманикитами, которые выделяются в разрезах складчатого Таймыра как домбинская свита. При переходе от глубоководной зоны к краю платформы происходит быстрое увеличение мощности ССК. К кровле девонской системы приурочено глобальное Хангенбергское событие, которое проявилось в том числе и в значительном снижении уровня моря в различных осадочных бассейнах [22], включая бассейны обрамления Сибирской платформы [20]. Продолжительная субаэральная экспозиция верхнедевонских отложений является существенной предпосылкой для формирования вторичных коллекторов с каверновой и трещинно-каверновой пористостью. Наиболее благоприятной зоной для формирования каверновых коллекторов будет являться краевая барьерная зона карбонатной платформы [23]. Для внутренних районов платформы также возможно формирование вторичных коллекторов, однако по своим фильтрационно-емкостным свойствам они будут уступать коллекторам краевой зоны. Как показывают результаты исследований керна из девонских отложений первой поисковой скважины, распространение вторичных доломитовых коллекторов в девонской карбонатной толще возможно и значительно ниже кровли девона [7]. Происхождение этих коллекторов связано уже с процессами погребенного диагенеза.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенных работ получена серия палеогеографических карт для осадочных систем ранга секвенций 1-го порядка Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района. Выполненные реконструкции позволяют наметить области распространения нефтегазоматеринских толщ ордовика, силура и девона, а также зоны развития потенциальных пород-коллекторов, приуроченных к различным элементам карбонатных осадочных систем. Кроме того, реконструкции дают необходимую основу для выбора приоритетных направлений поисковых работ в пределах Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района и возможности построения наиболее достоверной модели эволюции углеводородных систем.

---

### **Список литературы**

1. Клещев КА, Шеин ВС. Нефтяные и газовые месторождения России: Справочник в двух книгах. Книга вторая — азиатская часть России. М.: ВНИГНИ, 2010. — 720 с.
2. Афанасенков АП, Никишин А.М., Унгер А.В., Бордунов С.И., Луговая О.В., Чикишев А.А., Яковишина Е.В. Тектоника и этапы геологической истории Енисей-Хатангского бассейна и сопряженного Таймырского орогена // Геотектоника. — 2016. — № 2. — С. 23–42. <https://doi.org/10.7868/S0016853X16020028>
3. Пронkin А.П., Савченко В.И., Хлебников П.А., Эрнст В.А., Филиппов Ю.А., Афанасенков А.П., Ефимов А.С., Ступакова А.В., Бордунов С.И., Суслова А.А., Сауткин Р.С., Глухова Т.А., Перетолчин К.А. Новые данные о геологическом строении и возможной нефтегазоносности зон сочленения Западно-Сибирской и Сибирской платформ со складчатым Таймыром // Геология нефти и газа. — 2012. — № 1. — С. 30–44.
4. Афанасенков АП, Бордюг А.В., Никишин А.М., Танинская Н.В., Шиманский В.В., Бордунов С.И. Уточнение палеогеографии севера Сибирской платформы с учетом новых данных // Геология нефти и газа. — 2018. — № 2. — С. 5–23. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-2-5-23>
5. Каныгин А.В., Ядренина А.Г., Тимохин А.В., Москаленко Т.А., Сычев О.В. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Ордовик Сибирской платформы. Новосибирск: «Гео», 2007. — 269 с.
6. Тесаков Ю.И., Предтеченский Н.Н., Лопушинская Т.В., Хромых В.Г., Базарова Л.С., Бергер А.Я., Ковалевская Е.О. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Силур Сибирской платформы. Новосибирск: «Гео», 2000. — 407 с.
7. Вилесов А.П., Ершова В.В., Соловьева А.Д. Литологическая и седиментологическая характеристика разреза палеозойского комплекса Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района (по данным бурения) // PRONEFT. Профессионально о нефти. — 2022. — № 4 (в печати).
8. Webby B. Patterns of Ordovician Reef Development. Phanerozoic reef patterns (editors Kiessling W., Flugel E., Golonka J.). Tulsa, 2002. — Р. 129–180.
9. Кузнецов В.Г. Рифы позднего ордовика и биологический кризис на границе ордовик-силур // Стратиграфия. Геологическая корреляция. — 2018. — Т. 26. — № 3. С. 261–266. <https://doi.org/10.7868/S0869592X1803002X>
10. Сеников Н.В., Обут О.Т., Хаббулина Р.А. и др. Рифовые комплексы Алтайского позднеордовикско-раннесилурийского бассейна — строение, классификация, палеобиоты и палеогеографическое положение // Геология и геофизика. — 2022. — С. 41–55. — <https://doi.org/10.15372/GiG2022112>.
11. Antoshkina A.I. Late Ordovician–Early Silurian facies development and environmental changes in the Subpolar Urals // Lethaia, 2008. — Vol. 41. — P. 163–171. <https://doi.org/10.1111/j.1502-3931.2008.00111.x>
12. Kanygin A., Dronov A., Timokhin A., Gonta T. Depositional sequences and palaeoceanographic change in the Ordovician of the Siberian craton // Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, 2010. — Vol. 29. — Is. 3–4. — P. 285–296. <https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2010.02.014>
13. Sennikov N.V., Obut O.T., Lykova E.V., Timokhin A.V., Khabibulina R.A., Shcherbanenko T.A. Event stratigraphy and correlation problems of the Ordovician strata of Gorny Altai and Salair. Geodynamics & Tectonophysics. — 2021. — № 12(2). — P. 246–260. <https://doi.org/10.5800/GT-2021-12-2-0523>
14. Жемчугова В.А. Природные резервуары в карбонатных формациях Печорского нефтегазоносного бассейна. М.: Изд. МГГУ, 2002. — 243 с.
15. Вараксина И.В. Силурийский риф Ледянского поднятия как потенциальный резервуар углеводородов на севере Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. — 2020. — № 3 (43). — С. 13–22. <https://doi.org/10.20403/2078-0575-2020-3-13-22>
16. Kiessling W. Geologic and biologic controls on the evolution of reefs // Annual Review of Ecology Evolution and Systematics. — 2009. — V. 40. — P. 173–192. <https://dx.doi.org/10.1146/annurev.ecolsys.110308.120251>
17. Scotese C.R. Atlas of Devonian Paleogeographic Maps. PALEOMAP Atlas for ArcGIS, 2014. Vol. 4, The Late Paleozoic, Maps 65–72, Mollweide Projection, PALEOMAP Project, Evanston, IL.
18. Scotese C.R., Boucot A.J., and Chen Xu. Atlas of Phanerozoic Climatic Zones (Mollweide Projection). PALEOMAP Project PaleoAtlas for ArcGIS, PALEOMAP Project, Evanston, IL. 2014. — Vol. 1–6.
19. Вараксина И.В., Тимошина И.Д., Конторович А.Э., Тумашов И.В. Литология, органическая геохимия и перспективы нефтегазоносности северных районов Курейской синеклизы // Геология и геофизика. — 2017. — Т. 58. — № 3–4. — С. 572–585.
20. Конторович А.Э., Старосельцев Б.С., Сурков Б.С. и др. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 5. Тунгусский бассейн. Новосибирск, 1994. — 91 с.
21. Вилесов А.П. Типизация разномасштабных карбонатных осадочных тел верхнего девона — выход на новый уровень геологоразведки в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Нефтяное хозяйство, 2021. — №11. — С. 76–81. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-11-76-81>
22. Kaiser S.I., Aretz M., Becker R.T. The global Hangenberg Crisis (Devonian–Carboniferous transition): review of a first-order mass extinction // Devonian Climate, Sea Level and Evolutionary Events (Eds. Becker R.T., Königshof P., Brett C. E.). London: Geological Society, 2015. — Special Publications. — Vol. 423. — P. 355–386. <http://doi.org/10.1144/SP423.9>
23. Moor K.H. Carbonate Reservoirs — Porosity Evolution and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework. Developments in sedimentology, 2001. — Is. 55. — 444 p.

### **References**

1. Kleshchev K.A., Shein V.S. *Oil and Gas Fields of Russia*. Reference guide in two books. The second book. Asian part of Russia. Moscow, 2010, 720 p. (In Russ.)
2. Afanasenkov A.P., Nikishin A.M., Unger A.V., Bordunov S.I., Lugovaya O.V., Chikshev A.A., Yakovishina E.V. The Tectonics and Stages of the Geological History of the Yenisei–Khatanga Basin and the Conjugate Taimyr Orogen. *Geotectonics*. 2016, vol. 50, no. 2, pp. 161–178. (In Russ.). <https://doi.org/10.1134/S0016852116020023>
3. Pronkin A.P., Savchenko V.I., Khlebnikov P.A., Ernst V.A., Filippov Yu.A., Afanasenkov A.P., Efimov A.S., Stupakova A.V., Bordunov S.I., Sushlova A.A., Sautkin R.S., Glukhova T.A., Peretolchin K.A. New data about geological structure and possible oil and gas potential of the West-Siberian and Siberian platform jointing zone with folded Taimyr. *Geologiya nefti i gaza [Oil and gas geology]*. 2012, no. 1, pp. 30–44. (In Russ.)
4. Afanasenkov A.P., Bordyug A.V., Nikishin A.M., Taninskaya N.V., Shimansky V.V., Bordunov S.I. Update of paleogeography of Siberian platform North accounting for new data. *Geologiya nefti i gaza [Oil and gas geology]*. 2018, no. 2, pp. 5–23. (In Russ.). <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-2-5-23>
5. Kanygin, A.V., Yadrenkina, A.G., Timokhin, A.V., Moskalenko, T.A., Sychev, O.V. *Stratigraphy of the Oil- and Gas-Bearing Basins of Siberia. The Ordovician of the Siberian Platform*. Novosibirsk: Geo Publ., 2007, 269 p. (In Russ.)
6. Tesakov Yu.I., Predtechenksiy N.N., Lopushinskaya T.V. et al. *Stratigraphy of petroleum basins of Siberia. Silurian of the Siberian Platform*. Novosibirsk: Geo Publ., 2000, 407 p. (In Russ.)
7. Vilesov A.P., Ershova V.B., Solovyeva A.D. Lithological and sedimentological characteristics of the Paleozoic of the West Taimyr potential oil and gas bearing area (according to drilling data). *PRONEFT. Professionally about oil*. 2022, no. 4. (In press) (In Russ.)

8. Webby B. *Patterns of Ordovician Reef Development. Phanerozoic reef patterns* (editors Kiessling W., Flügel E., Golonka J.). Tulsa, 2002, pp. 129–180.
9. Kuznetsov V.G. Late ordovician reefs and the biological crisis at the ordovician–silurian boundary. *Stratigraphy and Geological Correlation*. 2018, v. 26, No 3, pp. 261–266. (In Russ.). <https://doi.org/10.7868/S0869592X1803002X>
10. Sennikov N.V., Obut O.T., Khabibulina R.A. et al. Reefs of the Late Ordovician — Early Silurian basin of Altai: structure, classification, paleobiotes and palaeogeographic position. *Geology and geophysics*. 2022, pp. 41–55. (In Russ.). <https://doi.org/10.15372/GiG2022112>.
11. Antoshkina A.I. Late Ordovician–Early Silurian facies development and environmental changes in the Subpolar Urals. *Lethaia*, vol. 41, pp. 163–171. <https://doi.org/10.1111/j.1502-3931.2008.00111.x>
12. Kanygin A., Dronov A., Timokhin A., Gonta T. Depositional sequences and palaeoceanographic change in the Ordovician of the Siberian craton. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*. 2010, vol. 296, is. 3–4, pp. 285–296. <https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2010.02.014>
13. Sennikov N.V., Obut O.T., Lykova E.V., Timokhin A.V., Khabibulina R.A., Shcherbanenko T.A. Event stratigraphy and correlation problems of the Ordovician strata of Gorny Altai and Salair. *Geodynamics & Tectonophysics*. — 2021. — № 12(2). — pp. 246–260. <https://doi.org/10.5800/GT-2021-12-2-0523>
14. Zhemchugova V.A. *Natural reservoirs in carbonate formations of the Pechora oil and gas basin*. Moscow: State Mining University, 2002, 243 p. (In Russ.)
15. Varaksina I.V. Silurian reef of the ledyansk uplift as a potential reservoir of hydrocarbons in the north of the Siberian platform. *Geology and mineral resources of Siberia*. 2020, vol. 43, no. 3, pp. 13–22. <https://doi.org/10.20403/2078-0575-2020-3-13-22>. (In Russ.)
16. Kiessling W. Geologic and biologic controls on the evolution of reefs. *Annual Review of Ecology Evolution and Systematics*. 2009, vol. 40, pp. 173–192. <https://dx.doi.org/10.1146/annurev.ecolsys.110308.120251>
17. Scotese, C.R. Atlas of Devonian Paleogeographic Maps. PALEOMAP Atlas for ArcGIS, 2014, vol. 4, The Late Paleozoic, Maps 65–72, Mollweide Projection, PALEOMAP Project, Evanston, IL.
18. Scotese C.R., Boucot A.J. and Chen Xu. Atlas of Phanerozoic Climatic Zones (Mollweide Projection). PALEOMAP Project PaleoAtlas for ArcGIS, PALEOMAP Project, Evanston, IL. 2014, vol. 1–6.
19. Varaksina I.V., Timoshina I.D., Kontorovich A.E., Tumashov I.V. Lithology, organic geochemistry, and petroleum potential of the northern areas of the Kureika syncline. *Geology and Geophysics [Russian Geology and Geophysics]*. 2017, vol. 58, no. 3–4, pp. 467–478. (In Russ.)
20. Kontorovich A.E., Staroseltsev B.S., Surkov B.S. et al. *Oil and gas basins and regions of Siberia*. No. 5. Tunguska Basin. Novosibirsk, 1994, 91 p. (In Russ.)
21. Vilesov A.P. Sedimentological grading of Upper Devonian carbonate bodies of different scales is a condition for reaching a new level of exploration in the Volga-Ural petroleum province. *Neftyanoe khozyaystvo [Oil Industry]*. 2021, no. 11, pp. 76–81. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-11-76-81>
22. Kaiser S.I., Aretz M., Becker R.T. *The global Hangenberg Crisis (Devonian–Carboniferous transition): review of a first-order mass extinction // Devonian Climate, Sea Level and Evolutionary Events* (Eds. Becker R.T., Königshof P., Brett C.E.). London: Geological Society, 2015. — Special Publications, vol. 423, pp. 355–386. <http://doi.org/10.1144/SP423>
23. Moor K.H. Carbonate Reservoirs — Porosity Evolution and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework. *Developments in sedimentology*. 2001, is. 55, 444 p.

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**А.П. Вилесов** — разработал общую концепцию статьи, подготовил текст статьи, библиографический список, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**К.А. Перетолчин** — принимал участие в разработке общей концепции статьи, подготовке разделов и выводов, подготовил рисунки к статье, окончательно утвердил публикуемую версию и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Д.К. Ершова** — подготовила рисунки к статье, принимала участие в редактировании разделов, окончательно утвердила публикуемую версию и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Е.М. Букатова** — подготовила рисунки к статье, принимала участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердила публикуемую версию и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Д.А. Севрюков** — принимал участие в подготовке разделов, окончательно утвердил публикуемую версию и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Ю.А. Ужегова** — принимала участие в подготовке разделов и аннотации, окончательно утвердила публикуемую версию и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Aleksandr P. Vilesov** — developed the article general concept, prepared the text of the article and references, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Kirill A. Peretolchin** — took part in the general concept development of the article, prepared the article parts and conclusions, figures, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Daria K. Ershova** — prepared figures for the article, took part in editing of the article parts, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Elena M. Bukatova** — prepared figures for the article, took part in editing of the article parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Denis A. Sevryukov** — took part in editing of the article parts, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Iuliia A. Uzhegova** — took part in editing of the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**A.A. Минич** — принимал участие в подготовке разделов, окончательно утвердил публикуемую версию и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Andrey A. Minitch** — took part in editing of the article parts, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Александр Петрович Вилесов\*** — кандидат геолого-минералогических наук, эксперт по седиментологии карбонатных резервуаров, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,  
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: Vilesov.AP@gazpromneft-ntc.ru  
SPIN-код: 7589-6500  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5515-4558>  
Scopus ID: 57198131907

**Aleksandr P. Vilesov\*** — Cand. Sci. (Geol.-Min.),  
Expert on the sedimentology of carbonate reservoirs,  
Gazpromneft STC LLC  
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,  
Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Vilesov.AP@gazpromneft-ntc.ru  
SPIN-code: 7589-6500  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5515-4558>  
Scopus ID: 57198131907

**Кирилл Алексеевич Перетолчин** — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,  
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: Peretolchin.KA@gazpromneft-ntc.ru  
SPIN-код: 2097-1554  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4152-767X>

**Kirill A. Peretolchin** — Head of geology,  
Gazpromneft STC LLC  
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,  
Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Peretolchin.KA@gazpromneft-ntc.ru  
SPIN-code: 2097-1554  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4152-767X>

**Дарья Константиновна Ершова** — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,  
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: Ershova.DK@gazpromneft-ntc.ru  
SPIN-код: 4220-6496  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7014-4507>

**Daria K. Ershova** — Chief specialist, Gazpromneft STC LLC  
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,  
Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Ershova.DK@gazpromneft-ntc.ru  
SPIN-code: 4220-6496  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7014-4507>

**Елена Михайловна Букатова** — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,  
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: Bukatova.EM@gazpromneft-ntc.ru  
SPIN-код: 7589-6500  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5515-4558>  
Scopus ID: 57198131907

**Elena M. Bukatova** — Chief specialist, Gazpromneft STC LLC  
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,  
Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Bukatova.EM@gazpromneft-ntc.ru  
SPIN-code: 7589-6500  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5515-4558>  
Scopus ID: 57198131907

**Денис Александрович Севрюков** — заместитель руководителя программы проектов по геологии и разработке, ООО «Газпромнефть-ГЕО»  
191167, Россия, г. Санкт-Петербург,  
Синопская набережная, д. 22  
e-mail: Sevryukov.DA@tmn.gazprom-neft.ru

**Denis A. Sevryukov** — Deputy project manager for geology and development, Gazpromneft-GEO LLC  
22, Sinopskaya emb., 191167, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Sevryukov.DA@tmn.gazprom-neft.ru

**Юлия Андреевна Ужегова** — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,  
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: Uzhegova.YuA@gazpromneft-ntc.ru  
SPIN-код: 2780-1174  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4658-6399>  
Scopus ID: 57202989265

**Iuliia A. Uzhegova** — Chief specialist, Gazpromneft STC LLC  
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,  
Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Uzhegova.YuA@gazpromneft-ntc.ru  
SPIN-code: 2780-1174  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4658-6399>  
Scopus ID: 57202989265

**Андрей Александрович Минич** — руководитель направления по геологии и разработке,  
ООО «Газпромнефть-ГЕО»  
191167, Россия, Санкт-Петербург,  
Синопская набережная, д. 22  
e-mail: Minich-AA@gazprom-neft.ru

**Andrey A. Minitch** — Head of geology and development, Gazpromneft-GEO LLC  
22, Sinopskaya emb., 191167, St. Petersburg, Russia.  
e-mail: Minich-AA@gazprom-neft.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

# БИОСТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОСАДОЧНЫХ КОМПЛЕКСОВ ПАЛЕОЗОЯ ЗАПАДНО- ТАЙМЫРСКОГО ПОТЕНЦИАЛЬНО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА ПО ДАННЫМ БУРЕНИЯ

Ю.А. Гатовский<sup>1</sup>, А.П. Вилесов<sup>2,\*</sup>

<sup>1</sup>Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, РФ, Москва

<sup>2</sup>Научно-Технический Центр «Газпром нефть» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

**Электронный адрес:** Vilesov.AP@gazpromneft-ntc.ru

**Введение.** Палеозойский комплекс Енисей-Хатангской нефтегазоносной области до настоящего времени остается одной из наиболее слабоизученных осадочных последовательностей в обрамлении Сибирского кратона. «Газпром нефть» проводит планомерные геолого-разведочные работы в западной части НГО, в районе залива р. Енисей. В 2021 г. здесь пробурена первая поисковая скважина, вскрывшая палеозойский комплекс до среднеордовикских отложений.

**Целью** настоящей работы является представление результатов биостратиграфических исследований, выполненных по материалам бурения новой скважины.

**Материалы и методы.** Исходным материалом для получения представительных комплексов фоссилий послужил керн из первой поисковой скважины. Для выделения органических остатков и их определения применялись традиционные лабораторные методы. Диагностика фоссилий выполнялась с привлечением всех доступных региональных данных.

**Результаты.** В результате проведенных биостратиграфических исследований обосновано выделение в разрезе дарривильского яруса среднего ордовика, нерасчлененных сандбийского и катийского ярусов верхнего ордовика, телического и гомерского ярусов нижнего силура, эмского яруса нижнего девона. Для каждого из перечисленных стратонов приведены комплексы органических остатков.

**Заключение.** Выполненный биостратиграфический анализ позволил обосновать возраст подразделений палеозоя, уточнить стратиграфическое положение отражающих сейсмических горизонтов и значительно скорректировать существующие представления о стратиграфическом строении палеозойского комплекса Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района.

**Ключевые слова:** Енисей-Хатанская нефтегазоносная область, Западный Таймыр, биостратиграфия, палеозой, ордовик, силур, девон, конодонты, граптолиты, остракоды

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Благодарности:** авторы выражают благодарность специалистам-палеонтологам и биостратиграфам, выполнившим определения ископаемой фауны и диагностировавшим возраст вмещающих пород: Т.Ю. Толмачевой (ВСЕГЕИ), Л.М. Мельниковой (ПИН РАН), А.А. Суярковой (ВСЕГЕИ).

**Для цитирования:** Гатовский Ю.А., Вилесов А.П. Биостратиграфическая характеристика осадочных комплексов палеозоя Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района по данным бурения. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(4):55–67. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-4-55-67>

Статья поступила в редакцию 18.07.2022

Принята к публикации 23.09.2022

Опубликована 29.12.2022

BIOSTRATIGRAPHIC CHARACTERISTICS OF PALEOZOIC SEDIMENTARY SERIES OF THE WEST TAIMYR POTENTIAL OIL AND GAS BEARING AREA ACCORDING TO DRILLING DATA

Юрий А. Гатовский<sup>1</sup>, Александр П. Вилесов<sup>2,\*</sup>

<sup>1</sup>Ломоносов Московский государственный университет, РФ, Москва

<sup>2</sup>Газпром-нефть СТС LLC, РФ, Санкт-Петербург

**E-mail:** Vilesov.AP@gazpromneft-ntc.ru

**Background.** The Paleozoic sedimentary rocks of the Enisey-Khatanga oil and gas bearing region remain one of the most poorly studied depositional sequences from the margin of the Siberian craton so far. Gazpromneft is now conducting geological exploration in the western part of the region, in the area of Enisey Bay. In 2021 the first exploration well was drilled here. The well penetrated the Paleozoic series up to the Middle Ordovician deposits.

**Aim.** The goal of this work is to present the results of biostratigraphic studies based on the new materials of drilling.

**Materials and methods.** Core from well served as the basic material for the production of representative complexes of fossils. Traditional laboratory methods were used to extract fossils from sedimentary rocks and study them. All available regional data were attracted to determine the taxonomic position of fossils and their stratigraphic significance.

**Results.** The Darriwilian Stage of the Middle Ordovician, the undivided Sandbian and Katian Stages of the Upper Ordovician, the Telychian and Homerian Stages of the Lower Silurian, the Emsian Stage of the Lower Devonian are distinguished in the section of first exploration well as a result of conducted research. Complexes of fossils (conodonts, graptolites, Ostracoda) are given for each of the listed stratigraphic subdivisions.

**Conclusions.** The age of the Paleozoic units was determined as a result of biostratigraphic analysis. The stratigraphic position of regional seismic reflectors have also been clarified. Previously existing ideas about the stratigraphic structure of the Paleozoic series of the West Taimyr potential oil and gas bearing area have been significantly adjusted.

**Keywords:** Enisey-Khatanga oil and gas bearing region, West Taimyr, biostratigraphy, Paleozoic, Ordovician, Silurian, Devonian, conodonts, graptolites, ostracodes

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interest.

**Acknowledgement:** the authors express gratitude to the paleontologists and biostratigraphy researchers who have determined the fossil fauna and diagnosed the age of the sedimentary rocks: Tatyana Yu. Tolmatcheva, Anna A. Suyarkova (Russian Geological Research Institute — VSEGEI) and Lyudmila M. Melnikova (Paleontological Institute of Russian Academy of Sciences).

**For citation:** Gatovsky Yu.A., Vilesov A.P. Biostratigraphic characteristics of Paleozoic sedimentary series of the West Taimyr potential oil and gas bearing area according to drilling data. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(4):55–67. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-4-55-67>

*Manuscript received 18.07.2022*

*Accepted 23.09.2022*

*Published 29.12.2022*

## ВВЕДЕНИЕ

Палеозойские отложения Енисей-Хатангской нефтегазоносной области (НГО) до настоящего времени остаются одними из наиболее слабоизученных осадочных последовательностей обрамления Сибирского кратона [1, 2]. Причиной этого является как в целом слабая изученность осадочного выполнения Енисей-Хатангской прогиба, так и значительные глубины залегания палеозоя, а также его большие мощности. Выделение Енисей-Хатангского прогиба вместе с прилегающими к нему тектоническими элементами Таймыра в ряд перспективных НГО приводит к необходимости детального изучения стратиграфии осадочных комплексов палеозоя, сопоставления выделяемых здесь по материалам сейсморазведки отражающих горизонтов (ОГ) и ключевых стратиграфических границ. Интеграция материалов биостратиграфических и сейсмостратиграфических исследований в дальнейшем позволит детально обосновать седиментационные модели палеозоя, проследить эволюцию Енисей-Хатангского палеобассейна и историю изменений его фациального строения. Все это является необходимой базой для формирования обоснованных бассейновых моделей, прогноза распространения нефтегазоматеринских пород (НГМП) и пород-коллекторов.

## МАТЕРИАЛ

В 2021 г. на левом берегу Енисейского залива «Газпром нефть» пробурила первую поисковую скважину. Забойная глубина скважины составила более 4000 м. В тектоническом плане район бурения располагается в пределах Таймырского выступа, осложняющего северо-западную часть Притаймырской моноклиниали [3]. Согласно принятому нефтегазогеологическому районированию Енисей-Хатангской нефтегазоносной области [3], район бурения приурочен к Западно-Таймырскому потенциально нефтегазоносному району.

В процессе бурения поисковой скважины производился отбор керна с целью обоснования возрастной привязки ОГ, исследования НГМП, пород-коллекторов и их насыщения. Мощность палеозойского комплекса, вскрытого скважиной, превышает 3000 м. Он представлен известняками, доломитами, терригенно-глинистыми, глинистыми и карбонатно-глинистыми породами. В разрезе выделены также кремнисто-карбонатные породы-доманикиты и доманикоиды. Преобладают карбонатные породы.

По материалам сейсморазведки эродированная кровля палеозойского комплекса соответствует ОГ VI. Ниже неё выделяются следующие ОГ (сверху вниз): VIIa, VII, VII\_bot, VIIa, VIIa\_bot, VIIb и т. д. Скважина вскрыла бурением практически на всю толщину сейсмо-комплекс между ОГ VIIa\_bot и VIIb.

В процессе бурения керн был отобран: 1) в интервале предполагаемых коллекторов ниже ОГ VIIa; 2) в интервале предполагаемых НГМП выше ОГ VII; 3) в интервале предполагаемых коллекторов ниже ОГ VIIa\_bot; 4) в интервале предполагаемых НГМП между ОГ VIIa и VIIa\_bot; 5) в интервале предполагаемых коллекторов ниже ОГ VIIa\_bot. Забойный керн отобран выше ОГ VIIb (**табл.**).

Палеонтологические исследования по конодонтам проводились Ю.А. Гатовским (МГУ) и Т.Ю. Толмачевой (ВСЕГЕИ). Остракоды определены Л.М. Мельниковой (ПИН РАН). Граптолиты изучены А.А. Суярковой (ВСЕГЕИ). Фауна обработана и помещена в коллекцию № 370, которая хранится на кафедре палеонтологии геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова.

## **МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ**

Отбор образцов керна для проведения биостратиграфического анализа производился лично авторами работы. При отборе образцов выполнялся осмотр керна как боковых, так и слоевых поверхностей с целью оценки наличия палеонтологических остатков. Техническая подготовка образцов производилась в лаборатории кафедры палеонтологии геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова. Первоначально керн был отмыт, высущен, раздроблен, затем просеян и разделен на фракции, после чего подвергнут химической обработке в 10 %-ном растворе уксусной кислоты для извлечения микрофaуны. Растворение образцов производилось в специальной химической посуде. Объем химического реагента был примерно в 8–10 раз больше объема образца. Активное растворение породы происходило в течение 2–4 дней, затем реакция ослабевала.

Для продолжения процесса растворения осуществлялась периодическая промывка и смена прореагировавшей кислоты на свежий раствор. Промывка осадка осуществлялась многократным сливом мелких взмученных частиц через край химической посуды. Затем промытый нерастворимый осадок высушивался и подвергался разделению на фракции в бромоформе. Полученный нерастворимый осадок изучался под бинокуляром Leica S9D. Извлечение микрофaуны проводилось с помощью специальной препаративной иглы и кисточки. Отобранная микрофaуна помещалась в камеры Франке, фотографировалась на сканирующем микроскопе TesScan Vega в Палеонтологическом институте (ПИН РАН). Определение конодонтов и остракодов выполнялось с помощью специальной литературы и справочников, далее делались выводы о возрасте вмещающих пород. Отбор образцов с граптолитами производился из керна скважины с максимально возможной детальностью. Весь разрез нижнего силура хорошо охарактеризован многочисленными граптолитами, представленными в виде уплощенных фоссилизированных скелетных остатков, которые зарисовывались и определялись.

Ниже приводится характеристика выделенных комплексов фоссилий, позволяющих обосновать возраст пород.

## **БИОСТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НИЖНедевонских отложений**

Нижнедевонские отложения охарактеризованы керном, который отобран при бурении выше ОГ VII (**табл.**). Породы представлены темно-серыми вторичными доломитами с сохранившимися первичными осадочными структурами. Структуры доломитов — тонко

**Таблица.** Информация о стратиграфической привязке отобранного керна  
**Table.** Stratigraphic information about coring interval

№ интервала отбора керна	Вынос керна, м	Положение в сейсмическом разрезе	Возраст, установленный по результатам биостратиграфии	Возраст предполагаемый
1	17,85	~30 м ниже VIIa(inner-C)		D <sub>2-3</sub> ?
2–4	4,83	~110 м ниже VIIa(inner-C)		D <sub>2-3</sub> ?
5	8,50	~100 м выше ОГ VII	D <sub>1e</sub>	
6–8	20,14	~500 м ниже ОГ VII_bot		S <sub>2</sub> -D <sub>1</sub> ?
9–11	11,74	~780 м ниже ОГ VII_bot		S
12–13	8,48	~140 м ниже ОГ VIIa	S <sub>1gm</sub>	
14	6,20	~30 м выше ОГ VIIa_bot	S <sub>1th</sub>	
15	5,95	~220 м ниже ОГ VIIa_bot	O <sub>3sd-kt</sub>	
16	12,20	~500 м ниже ОГ VIIa_bot	O <sub>2dr</sub>	

и микрокристаллические, унаследованные от микрокристаллических известняков со структурами вакстоун (преобладают) и флаутстоун. Неравномерно по разрезу распределены органические остатки — брахиоподы, скелеты пластинчатых и желваковых строматопороидей, желваковые колонии табулят (фавозитиды) и колониальных ругоз. По разрезу неравномерно развиты крупные каверны и полости, инкрустированные грубокристаллическим доломитом; нередко они приурочены к выщелоченным скелетам кораллов и строматопороидей.

## БИОСТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ КЕРНА ПЕРВОЙ ПОИСКОВОЙ СКВАЖИНЫ ПОЗВОЛИЛ СКОРРЕКТИРОВАТЬ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О СТРОЕНИИ И ВОЗРАСТЕ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ ПАЛЕОЗОЯ И УТОЧНИТЬ ПОЛОЖЕНИЕ ОТРАЖАЮЩИХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ГОРИЗОНТОВ.

В описанном интервале выделен представительный комплекс конодонтов, включающий следующие виды: *Drepanodus* sp., *Panderodus unicostatus* (Branson et Mehl, 1933), *Pandorinellina* ex gr. *expansa* Uyeno et Mason, 1975, *Pelekysgnathus klamathensis* Savage, 1977, *Pel.* sp. №1 Sobolev, 1984, *Polygnathus nothoperbonus* Mawson, 1987, *Steptotaxis* cf. *furnishi* (Klapper, 1969), *Step.* sp. №1 Sobolev, 1984, *Step.* sp. №2 Sobolev, 1984 (рис. 1). Наиболее важным в комплексе является вид *Polygnathus nothoperbonus*, который считается руково-дящим в одноименной зоне. Данная зона характеризует среднюю часть нижнего эмсса нижнего девона [4]. Зона широко прослеживается во многих регионах мира, в том числе в Европе, Азии, Америке, Канаде и Австралии [5]. В России вид *Polygnathus nothoperbonus* был встречен в эмсских отложениях синельгинского горизонта на Новой Земле [6], ишкильдинской толще на Южном Урале [7], известково-карьерской свите в Приколымье на Северо-Востоке [8, 9]. Вид *Pelekysgnathus klamathensis* был впервые описан Н. Сэвиджем в 1977 г. из нижнедевонских отложений в горах Кламат на севере Калифорнии, США [10]. Позднее этим же исследователем вид был обнаружен в эмсских отложениях Юго-Восточной Аляски (США). По данным Г. Клаппера, он имеет распространение в нижнем девоне, начинаясь с появления в пражском веке и заканчиваясь в середине эмсса [11]. В России описываемый вид был встречен в долганских слоях на Центральном Таймыре, относимых по возрасту к эмсскому веку, местная зона *Pandorinellina expansa* — *Steptotaxis?* sp. A [12]. На Новой Земле *Pelekysgnathus klamathensis* входит в комплекс эмсских

конодонтов из отложений синельгинского горизонта [6]. Присутствие в комплексе конодонтов вида *Pandorinellina* ex gr. *expansa* также может свидетельствовать об эмсском времени, так как первое появление этого вида во многих регионах мира начинается на уровне зоны *Polygnathus inversus* [12]. Входящие в описываемый комплекс виды *Steptotaxis* cf. *furnishi*, *Step.* sp. №1 и *Step.* sp. №2 близки по своим морфологическим характеристикам таковым из отложений синельгинского горизонта Новой Земли [6] и долганских слоев Центрального Таймыра [12]. Кроме того, вид *Steptotaxis* sp. №1 Sobolev имеет определенные черты сходства с видом *Steptotaxis* n. sp. С из эмсских отложений Blue Fiord и Bird Fiord Канадского Арктического архипелага [13]. Определенный комплекс конодонтов изученного интервала поисковой скважины уверенно относится к эмсскому веку нижнего девона.

## БИОСТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НИЖНЕСИЛУРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Нижнесилурийские отложения охарактеризованы в трех интервалах отбора керна — № 12, 13 и 14 (табл.). Все интервалы отобраны между ОГ VII и VII<sub>bot</sub>.

В интервалах № 12 и 13 керн представлен серыми тонкослоистыми известняками с подчиненными прослойями черных микрослоистых граптолитовых сланцев. Известняки тонко- и микрокристаллические с очень мелкими тонкозернистыми остатками планктонных организмов, с редкими тонкораковинными остатками брахиопод, планктонных гастропод и головоногих моллюсков. Структура известняков — вакстоун. Они интенсивно уплотнены, с многочисленными мелкозубчатыми стилолитами и парагенитами по поверхностям наслаждения.

Граптолитовые сланцы микрослоистые, плотные, хрупкие, с многочисленными фосилизованными остатками скелетов одноветвистых граптолитов. По слоистости наблюдаются высыпки пирита, тонкие раковины мелких гастропод и брахиопод. Толщина прослоев граптолитовых сланцев изменяется от 1 до 3 см. Единичные прослои достигают в толщину 15 и 50 см.

В образцах керна изученного интервала присутствуют многочисленные граптолиты хорошей сохранности, представленные уплощенными фосилизованными скелетами в породе (рис. 2). Наличие в комплексах диагностических видов *Pristiograptus dubius* (Suess, 1951), *Lobograptus sherrardae*

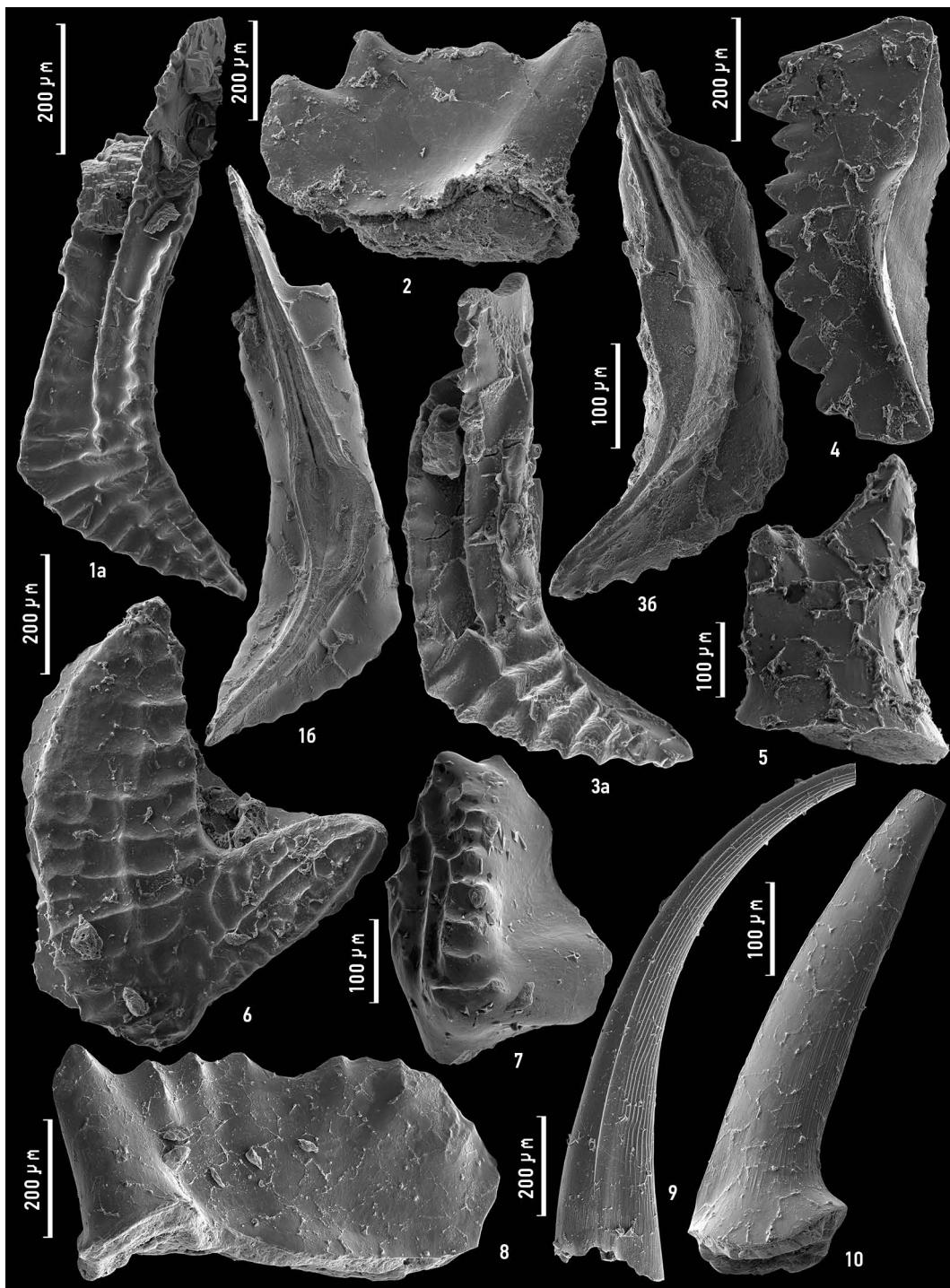


Рис. 1. Нижнедевонские конодонты из отбора керна №5.

1, 3 — *Polygnathus nothoperbonus* Mawson, 1987; 2 — *Pelekygnathus klamathensis* Savage, 1977; 4 — *Pandorinellina ex gr. expansa* Uyeno et Mason, 1975; 5 — *Pelekygnathus* sp. №1 (Sobolev, 1984); 6 — *Steptotaxis* sp. №1 Sobolev, 1984; 7 — *Steptotaxis* sp. №2 Sobolev, 1984; 8 — *Steptotaxis cf. furnishi* (Klapper, 1969); 9 — *Panderodus unicostatus* (Branson et Mehl, 1933); 10 — *Drepanodus* sp. Составлено авторами

Fig. 1. Lower Devonian conodonts from drillcore No. 5. Prepared by the authors

(Sherwin, 1974), *Colonograptus deubeli* (Jaeger, 1959) и *Colonograptus praedeubeli* (Jaeger, 1990) позволяет однозначно определить возраст отложений в соответствии с зональным граптолитовым стандартом [14]: нижний силур, венлокский отдел, верхи гормерского яруса, зоны *Pristiograptus dubius* /

*Gothograptus nassa* и *Colonograptus deubeli-Col. praedeubeli*. По данным Сенникова Н.В. и Суярковой А.А. [15], определенные зоны хорошо прослеживаются с одноименными подразделениями в Калининградской области, на северо-востоке Восточно-Европейской платформы, Западном Урале,

включая Пай-Хой, а также отчетливо коррелируются с одновозрастными зонами *Colonograptus ludensis* — *Lobograptus sherrardei* Новой Земли и Таймыра.

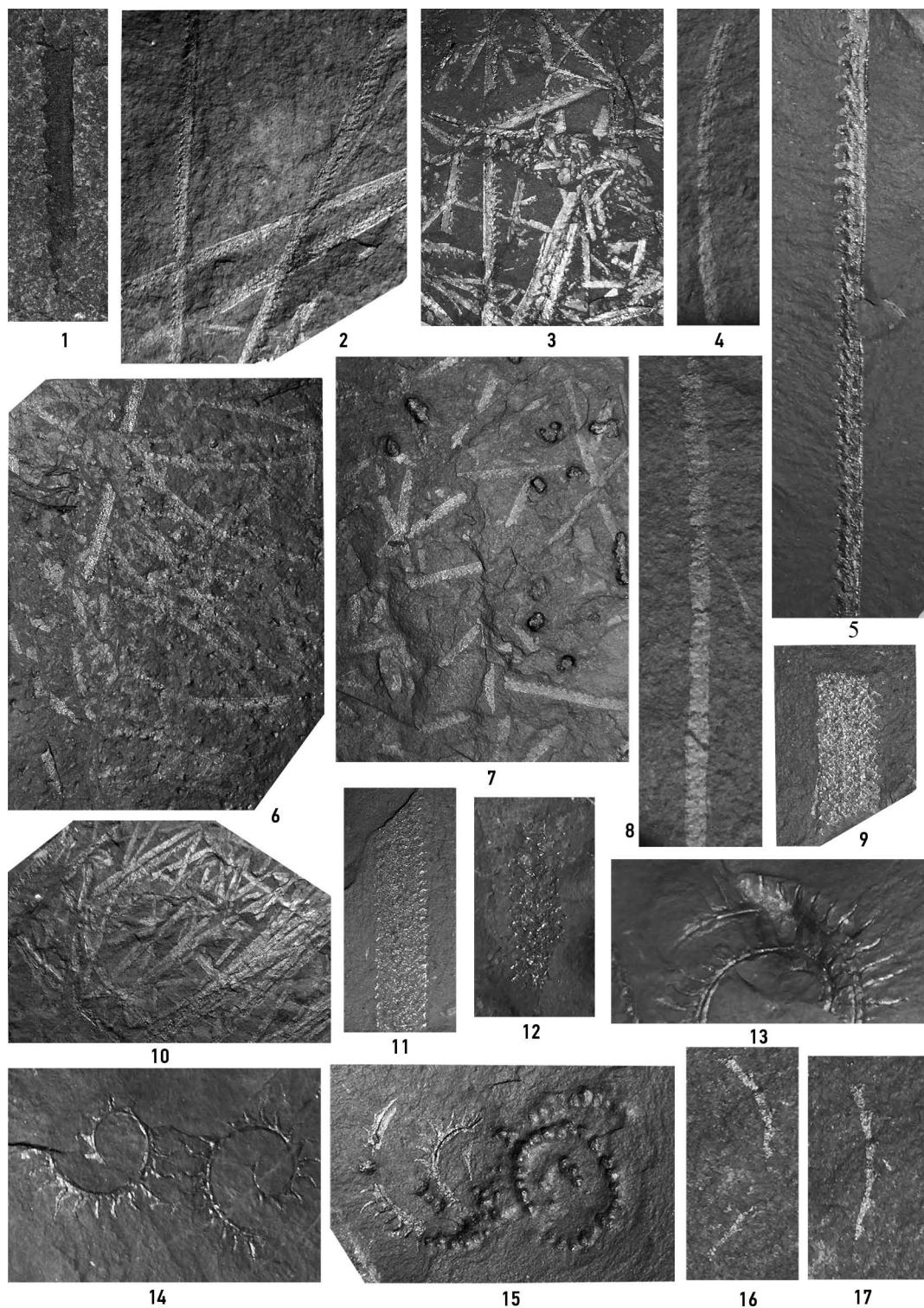
В интервале отбора керна №14 разрез представлен граптолитовыми сланцами, которые вверх по разрезу постепенно сменяются известняками. Породы пронизаны многочисленными тектоническими трещинами, заличенными кальцитом. Граптолитовые сланцы черные, микрослоистые, некрепкие, с прожилками и псевдоморфозами пирита (по граптолитам). На поверхностях наслойения в них наблюдаются многочисленные и разнообразные остатки граптолитов хорошей сохранности. В верхней части интервала отбора известняки серые биокластово-тонкозернистые (вакстоуны), плотные, с тонкими ритмично повторяющимися прослойками известняков темно-серых, почти черных, микрокристаллических (мадстоуны) с высоким содержанием  $C_{org}$  микрослоистых, плотных. Мелкие биокласты в вакстоунах ориентированы по слоистости, прослойками упорядочены по текстурам течений.

Из образцов керна интервала №14 определены граптолиты: *Cyrtograptus cf. lapworthi* Tullberg, 1883, *Cyrtograptus* sp., *Mediograptus cf. vittatus* (Štorch, 1994), *Monograptus priodon* (Bronn, 1835), *Monograptus ex gr. priodon* (Bronn, 1835), *Monograptus ex gr. marri* Perner, 1897, *Monograptus cf. pseudocultellus* Bouček, 1932, *Monoclimacis linnarssoni* (Tullb., 1883), *Monoclimacis ex gr. vomerina* (Nich., 1872), *Monoclimacis* sp., *Oktavites spiralis* (Geinitz, 1842), *Pseudoplegmatograptus* sp., *Retiolites angustidens* Elles et Wood, 1908, *Retiolites cf. australis* McCoy, 1871 и *Stomatograptus* sp. (рис. 2). Присутствие в ассоциации граптолитов стратиграфически значимых зональных видов *Oktavites spiralis* и *Cyrtograptus lapworthi* позволяет выделить последовательные зоны *Oktavites spiralis* и *Cyrtograptus lapworthi*, отвечающие соответственно верхней части телического яруса пландоверийского отела нижнего силура [14]. Нахождение в верхней части интервала вида *Monoclimacis linnarssoni* может свидетельствовать о возможном присутствии вышележащей зоны *Cyrtograptus insectus*. О нахождении данного вида в пландоверийских (телич) отложениях Таймыра указывалось ранее в работах А.М. Обут и соавт. [16] и Р.Ф. Соболевской [17]. Выделенные зоны широко распространены во многих регионах России, таких как Калининградская область, Урал, Горный Алтай, Новая Земля, Таймыр, Новосибирские острова, северо-восток России и Чукотка [15].

## БИОСТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВЕРХНЕОРДОВИКСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Отбор керна из интервала №15 выполнен примерно в 220 м ниже ОГ VIIa\_bot. Породы в интервале представлены серыми и темно-серыми разнозернистыми биокластовыми известняками с микрокристаллическим цементом (структура от вакстоуна — в темных прослоях — до вак-пакстоуна, пакстоуна и флаутстоуна). Текстуры пород от неправильно- и волнисто-слоистых до узловато-слоистых. Характерны неравномерно развитые текстуры биотурбации (*Chondrites* и *Thalassinoides*). По прослойям темно-серых вакстоунов встречаются прожилки  $C_{org}$  и развито окремнение вплоть до перехода в темно-серый кремень. По ходам илодов и прослойям вакстоунов/флаутстоунов наблюдается рассеянная доломитизация. Органические остатки в интервале разнообразны: они представлены редкими колониями массивных ругоз и желваковых строматопороидей, ветвистыми табулятами (аулопоридами), многочисленными гастropодами, обильным дегритом иглокожих, брахиоподами.

В породах выделен комплекс конодонтов, представленный следующими видами: *Belodina compressa* (Branson et Mehl, 1933), *Drepanoistodus suberectus* (Branson et Mehl, 1933), *Panderodus gracilis* (Branson and Mehl, 1933), *Yaoxianognathus? tunguskaensis* (Moskalenko, 1973), *Amorphognathus* sp., *Ozarkodina* sp., *Periodon* sp., *Scabbardella* sp. (рис. 3). Наиболее важными конодонтами для установления возраста отложений являются *Belodina compressa*, *Drepanoistodus suberectus* и *Yaoxianognathus? tunguskaensis*. Вид *Belodina compressa* встречается в верхнем ордовике практически на всех континентах, в том числе на Сибирской платформе, в Америке и Канаде, Северном Китае, Казахстане, Австралии [18]. Этот вид был также описан из ордовикских отложений обн. 5641 Таймыра [19] и терютэхской свиты о. Котельный (Новосибирские острова) [18]. Вид *Drepanoistodus suberectus* широко распространен во многих регионах мира в верхнем ордовике. Например, в верхнем ордовике последовательности Bowan Park в Австралии [20] и в горах Большой Рог, штат Вайоминг, США [21]. Вид *Yaoxianognathus? tunguskaensis*, помимо Сибирской платформы, был найден в верхнем ордовике Аляски, Казахстана, Северо-Западной Канады, Северного Китая, Восточной Австралии и отнесен к тепловодным видам космополитного распространения [22]. На Сибирской



**Рис. 2.** Нижнесилурийские граптолиты из интервалов отбора крена №12,13 и 14.

1 — *Pristiograptus dubius* (Suess, 1951); 2, 5 — *Monograptus priodon* (Bronn, 1835); 3 — *Monograptus ex gr. priodon* (Bronn, 1835); 4, 8 — *Monoclimacis linnarssoni* (Tullb., 1883); 6 — *Cyrtograptus* sp.; 7 — *Monoclimacis ex gr. vomerina* (Nich., 1872); 9, 11 — *Stomatograptus* sp.; 10 — *Monograptus ex gr. priodon* (Bronn, 1835) и *Monoclimacis ex gr. vomerina* (Nich., 1872); 12 — *Retioliites angustidens* Elles et Wood, 1908; 13–15 — *Oktavites spiralis* (Geinitz, 1842); 16 — *Mediograptus cf. vittatus* (Štorch, 1994); 17 — *Cyrtograptus* sp. Составлено авторами

**Fig. 2.** Lower Silurian graptolites from drillcore No. 12, 13 and 14. Prepared by the authors

платформе встречается в интервале от баксанского по долборский горизонт; на о. Котельный (Новосибирские острова) — в терютэхской свите [18]. В Эстонии вид

обнаружен в региональном ярусе Rakvere (катий, верхний ордовик) [23]. Из вышеописанного следует, что комплекс конодонтов изученного интервала может

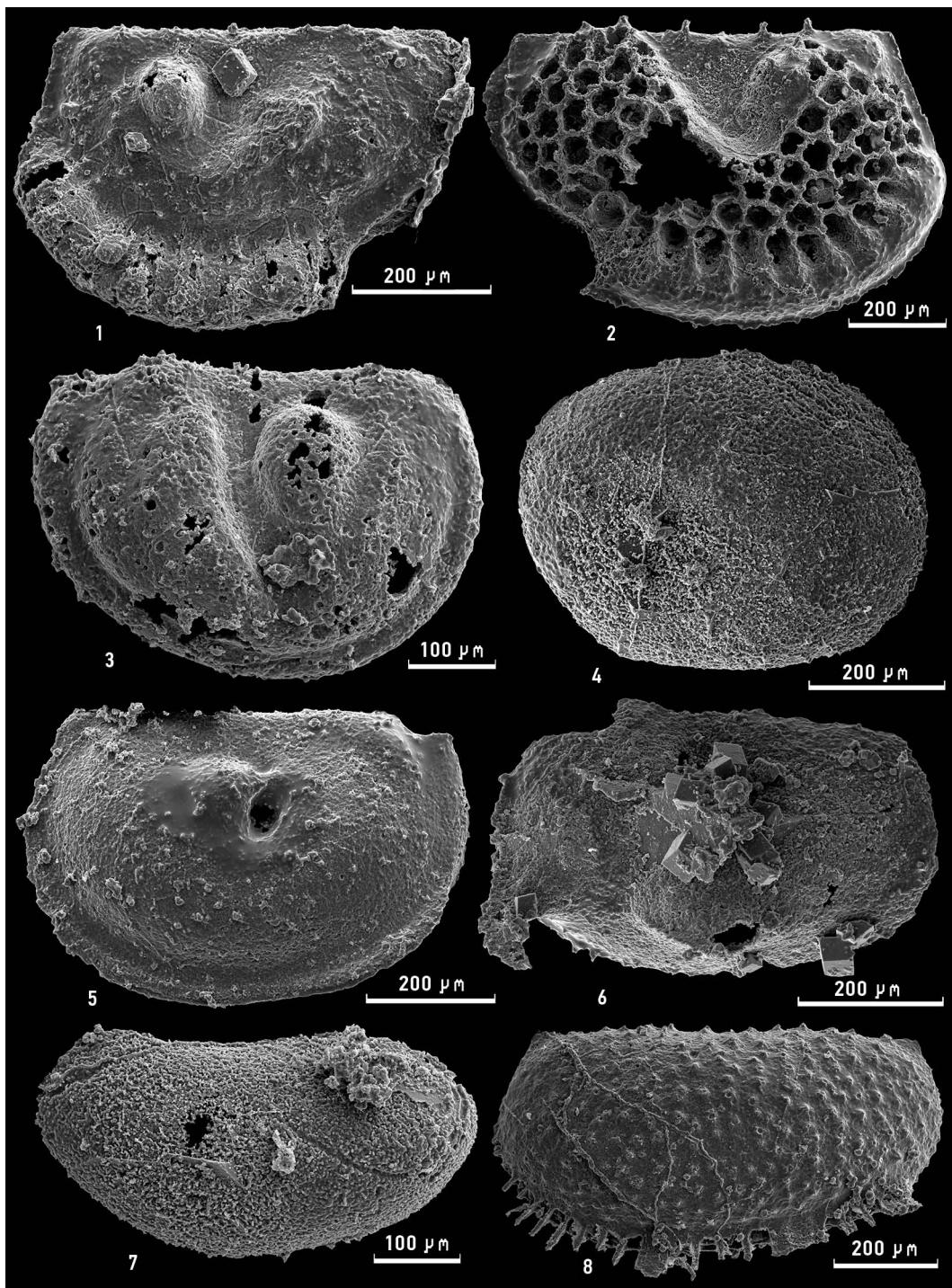


**Рис. 3.** Верхнеордовикские конодонты из интервала отбора керна №15.  
 1 — *Belodina compressa* (Branson et Mehl, 1933); 2 — *Ozarkodina* sp.; 3, 4, 9 — *Panderodus gracilis* (Branson and Mehl, 1933); 5, 6 — *Drepanoistodus suberectus* (Branson et Mehl, 1933); 7 — *Periodon* sp.; 8 — *Belodina* sp.;  
 10 — *Amorphognathus* sp.; 11 — *Yaoxianognathus?* *tunguskaensis* (Moskalenko, 1973). Составлено авторами  
**Fig. 3.** Upper Ordovician conodonts from drillcore No.15. Prepared by the authors

отвечать позднесандбийскому–катийскому времени (верхний ордовик).

В этом же интервале были обнаружены остракоды. Комплекс представлен видами: *Ampletochilina* sp., *Baltonotella* aff. *limbata* Sid., 1975, *Collibolbina* sp., *Eochilina* (*Eochilina*) *obtuse* Kanygin, 1977, *Inisylothere* sp., *Krausella* sp., *Krausella* sp. nov., *Leperditella* sp., *Levisulculus* aff.

*michiganensis* Kesling, 1960, *Longiscula* aff. *ventroconvexa* Schallreuter, Hinz-Schallreuter, 2006, *Primitia* sp., *Rivillina* sp. (Berdan, 1988), *Tetradella* sp. 1, *Tetr.* sp. 2 и *Vittella* aff. *galinae* Melnikova, 2000 (рис. 4). Наиболее важными здесь являются *Baltonotella* aff. *limbata*, *Eochilina* (*Eochilina*) *obtuse*, *Levisulculus* aff. *michiganensis*, *Vittella* aff. *galinae*. Виды *Baltonotella* aff. *limbata* и *Levisulculus* aff.



**Рис. 4.** Верхнеордовикские остракоды из интервала отбора керна №15.

1 — *Vittella* aff. *galinae* Melnikova, 2000; 2 — *Levisulculus* aff. *michiganensis* Kesling, 1960; 3 — *Tetradella* sp. 1; 4 — *Baltonotella* aff. *limbata* Sid., 1975; 5 — *Eochilina* (*Eochilina*) *obtuse* Kanygin, 1977; 6 — *Grammolomatella* *mesosibirica* V. Ivanova et Melnikova, 1977; 7 — *Longiscula* aff. *ventroconvexa* Schallreuter, Hinz-Schallreuter, 2006; 8 — *Ampletochilina* sp. A. Составлено авторами

**Fig. 4.** Upper Ordovician ostracods from drillcore No.15. Prepared by the authors

*michiganensis* известны из верхней части весенникской свиты (сандбийский ярус) Таймыра [24]. Вид *Vittella* aff. *galinae* был описан из отложений сандбийского яруса [25]. Вид *Eochilina* (*Eochilina*) *obtuse* известен из отложений сандбийского яруса [26]. В интервале также был обнаружен вид *Grammolomatella* *mesosibirica* V. Ivanova et

Melnikova, 1977, который характеризует сандбиан, возможно, самые низы катиана верхнего ордовика [27]. Следовательно, комплекс остракодов данного интервала скважины соответствует сандбийскому-раннекатийскому времени и не противоречит данным по конодонтам.

## **БИОСТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СРЕДНЕОРДОВИКСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ**

Забойный отбор керна (интервал №16) выполнен в нижней части сейсмического комплекса между ОГ VII<sub>a</sub>\_bot и VII<sub>b</sub> и дает характеристику отложений среднего ордовика. В интервале отбора вскрыта неравномерно ритмичная толща карбонатно-глинистых, глинисто-карбонатных и карбонатных пород. Карбонатно-глинистые породы представлены зеленовато-серыми известковыми, известково-доломитовыми и доломитовыми мергелями, тонко- и микрослоистыми, слабо биотурбированными, некрепкими. Карбонатные и глинисто-карбонатные породы в разрезе — преимущественно известняки, реже доломиты. Они неравномерно глинистые, разнослойстые, от слабо до интенсивно биотурбированных, с разнообразными остатками бентоса, плотные. Преобладающими структурными типами пород являются биокластовые вакстоуны и флаутстоуны; реже встречаются биокластовые пакстоуны и пакстоуны-вакстоуны. В породах часто встречаются тонкие прослои биокластовых темпеститов (рудстоуны и пакстоуны). Комплекс органических остатков включает детрит иглокожих, слепки створок остракод, многочисленных ветвистых мшанок, редкие колонии ветвистых ругоз, единичные губки. Ихнотипы, диагностированные в интервале: *Teichichnus*, *Chondrites*, *Planolites*, *Balanoglossites*, *Zoophycos*, *Lingulichnus*. В породах из интервала №16 выделен следующий комплекс конодонтов (рис. 5): *Erraticodon alternans* (Hadding, 1913), *Acodus eletsicus* Tolmacheva, 2011, *Scandodus aff. serratus* Moskalenko, 1973, *Cornuodus* sp., *Eobelodina* sp., *Drepanodus* sp., *Panderodus* sp. и *Semiacontiodus* sp. Наиболее стратиграфически важными являются *Acodus eletsicus* и *Erraticodon alternans*. Вид *Acodus eletsicus* встречен на Полярном и Приполярном Урале, а также на Алтае в среднем дарривилии (средний ордовик). Вид *Erraticodon alternans* довольно широко распространен в диапазоне средний-верхний дарривилий. Конодонты рода *Eobelodina* внешне напоминают вид *Pseudobelodina? repens* [28], который по данным Т.Ю. Толмачевой [18] был встречен на о. Котельный (Новосибирские острова) в малодиринг-айанской и терютэхской свитах (средний-верхний ордовик). Вид *Scandodus serratus* был описан из ордовикских отложений Сибирской платформы с диапазоном распространения от среднего до нижнего ордовика [28]. Из приведенных данных следует, что возраст отложений изученного интервала может

относиться к средне- и верхнедарривильскому времени (средний ордовик). Обнаруженные в этом интервале остракоды в основном представлены внутренними ядрами и немногочисленными раковинами представителей рода *Leperditella*. Данный род остракод широко распространен в ордовикских и силурийских отложениях, поэтому точную датировку по ним установить не представляется возможным.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В результате выполненного биостратиграфического анализа керна первой поисковой скважины удалось обосновать возраст таких подразделений палеозоя, как средний и верхний ордовик, нижний силур, а также нижний девон.

1. Возраст отложений интервала в нижней части сейсмического комплекса между ОГ VII<sub>a</sub>\_bot и VII<sub>b</sub> (отбор керна из интервала №16) определен комплексом конодонтов, отвечающим среднему-верхнему дарривилию среднего ордовика.
  2. Возраст отложений интервала в 220 м ниже ОГ VII<sub>a</sub>\_bot (отбор керна из интервала №15) установлен по конодонтам и остракодам. Конодонты указывают на позднесандийское-катийское время, а остракоды — на сандийско-раннекатийское время позднего ордовика.
  3. Возраст отложений интервала отбора №14, между ОГ VII и VII<sub>a</sub>\_bot, подтвержден находками граптолитов, соответствующих верхней части телического века лландоверийской эпохи раннего силура (зоны *Oktavites spiralis*, *Cyrtograptus lapworthi* и, возможно, зона *Cyrtograptus insectus*).
  4. Интервалы отборов керна №12–13, между ОГ VII и VII<sub>a</sub>\_bot, охарактеризованы комплексом граптолитов, отвечающих верхам гомерского яруса венлокского отдела нижнего силура (зоны *Pristiograptus dubius* / *Gothograptus nassa* и *Colonograptus deubeli* — *Col. praedeubeli*).
  5. Возраст отложений интервала выше ОГ VII (отбор керна из интервала № 5) определен по конодонтам, отвечающим эмсскому веку раннего девона.
- Проведенные исследования позволяют внести значительные уточнения в возрастную привязку сейсмостратиграфических комплексов и отражающих горизонтов, необходимые для обоснованной реконструкции геологической истории западной части Енисей-Хатангского прогиба и Западного Таймыра, а также эволюции углеводородных систем осадочных последовательностей палеозойской эратемы.



**Рис. 5.** Среднеордовикские конодонты из отбора керна №16. 1–3 — *Erraticodon alternans* (Hadding, 1913); 4 — *Eobelodina* sp.; 5 — *Scandodus* aff. *serratus* Moskalenko, 1973; 6 — *Erraticodon alternans* (Hadding, 1913); 7 — *Semiacontiodus* sp.; 8–10 — *Acodus eletsicus* Tolmacheva, 2011. Составлено авторами  
**Fig. 5.** Middle Ordovician conodonts from drillcore No.16. Prepared by the authors

#### Список литературы

1. Афанасьев АП, Бордюг АВ, Никишин АМ, Танинская НВ, Шиманский ВВ, Бордунов СИ. Уточнение палеогеографии севера Сибирской платформы с учетом новых данных // Геология нефти и газа. — 2018. — №2. — С. 5–23.  
<https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-2-5-23>
2. Афанасьев АП, Никишин АМ, Унгер АВ, Бордунов СИ, Луговая ОВ, Чикишев АА, Яковишина ЕВ. Тектоника и этапы геологической истории Енисей-Хатангского бассейна и сопряженного Таймырского орогена // Геотектоника. — 2016. — № 2. — С. 23–42. <https://doi.org/10.7868/S0016853X16020028>
3. Клещев КА, Шеин ВС. Нефтяные и газовые месторождения России: Справочник в двух книгах. Книга вторая — азиатская часть России. М.: ВНИГНИ, 2010. — 720 с.
4. Becker R.T., Marshall J.E.A., Da Silva A.-C. The Devonian Period // Geologic Time Scale 2020 (Eds. F.M. Gradstein, J.G. Ogg, M.D. Schmitz, G.M. Ogg). Elsevier, 2020. — Vol. 2. — Part IV. — P. 733–810.
5. Bardashev I.A., Weddige K., Ziegler W. The Phylogenomorphogenesis of some Early Devonian Platform Conodonts // *Senckenbergiana lethaea*. — 2002. — V. 82. — No. 2. — P. 375–451. <https://doi.org/10.1007/BF03042946>

6. Соболев Н.Н. Конодонты из нижне-среднедевонских отложений Новой Земли // Новая Земля на ранних этапах геологического развития. Ленинград: ПГО «Севморгеология», 1984. — С. 58–85.
  7. Артюшкова ОВ, Маслов В.А. Нижнедевонские (доверхнэмисские) отложения Магнитогорской мегазоны // Геологический сборник № 2. Уфа: ИГ УНЦ РАН, 2001. — С. 80–87.
  8. Гагиев М.Х. Стратиграфия девона и нижнего карбона Приколымского поднятия (Северо-Восток Азии). Магадан: СВНЦ; СВКНИИ ДВО РАН, 2009. — 290 с.
  9. Baranov VV, Slavik L, Blodgett R.B. Early Devonian polygnathids of Northeast Asia and correlation of Pragian/Emsian strata of the marginal seas of Angarida // Bulletin of Geosciences. — 2014. — V. 89. — No. 3. — P. 645–678. <https://doi.org/10.3410/bull.geosci.1483>
  10. Savage N.M. Lower Devonian conodonts from the Gazelle Formation, Klamath Mountains, northern California // Journal of Paleontology. — 1977. — V. 51. — P. 57–62.
  11. Catalogue of Conodonts (Ed. W. Ziegler). Stuttgart, 1991. — Vol. V. — 212 p.
  12. Соболев Н.Н. Конодонты // Стратиграфия и фауна нижнедевонских отложений тарейского опорного разреза (Таймыра). СПб.: Недра, 1994. — С. 93–99.
  13. Uyeno T.T., Klapper G. Summary of conodont biostratigraphy of the Blue Fiord and Bird Fiord formations (Lower-Middle Devonian) at the type and adjacent areas, southwestern Ellesmere Island, Canadian Arctic Archipelago // Geological Survey of Canada, 1980. — Paper 80-1C. — P. 81–93.
  14. Постановления Межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. СПб.: ВСЕГЕИ, 2008. — Вып. 38. — 131 с.
  15. Сенников Н.В., Суяркова А.А. Межрегиональные зональные корреляционные интервалы силура России по граптолитам // Современные проблемы палеонтологии. Материалы LXI сессии Палеонтологического общества при РАН. Санкт-Петербург, 2015. — С. 189–191.
  16. Обум А.М., Соболевская Р.Ф., Бондарев В.И. Граптолиты силура Таймыра. М.: Наука, 1965. — 130 с.
  17. Соболевская Р.Ф. Атлас палеозойской фауны Таймыра. Часть II. Граптолиты ордовика и силура (Труды НИИГА-ВНИИОкеангеология. Т. 221). СПб.: «ВНИИОкеангеология», 2011. — 282 с.
  18. Толмачева Т.Ю. Конодонты ордовика // Стратиграфия и фауна ордовикских, силурийских и девонских отложений острова Котельный (Новосибирские острова). Мишанки, брахиоподы, остракоды, граптолиты, конодонты, рыбы. СПб.: ФГБУ «ВНИИОкеангеология», 2018. — С. 156–162.
  19. Толмачева Т.Ю. Конодонты ордовика // Атлас палеозойской фауны Таймыра. Ч. I. Брахиоподы, остракоды, конодонты. СПб.: ВСЕГЕИ, 2003. — С. 139–143.
  20. Zhen YY, Webby B.D., Barnes C.R. Upper Ordovician conodonts from the Bowan Park Group, New South Wales, Australia // Geobios. — 1999. — V. 32. — P. 73–104. [https://doi.org/10.1016/S0016-6995\(99\)80084-9](https://doi.org/10.1016/S0016-6995(99)80084-9)
  21. Sansom I.J., Smith M.P. Late Ordovician vertebrates from the Bighorn Mountains of Wyoming, USA // Palaeontology. — 2005. — V. 48. — No. 1. — P. 31–48. <https://doi.org/10.1111/j.1475-4983.2004.00431.x>
  22. Dumoulin J.A., Harris A.G., Repetski J.E. Carbonate rocks of the Seward Peninsula, Alaska: Their correlation and paleogeographic significance // Reconstruction of a Late Proterozoic to Devonian Continental Margin Sequence, Northern Alaska, its Paleogeographic Significance, and Contained Base-Metal Sulfide Deposits (Eds. Dumoulin J.A. and Till A.B.). Geological Society of America. Special Paper. — 2014. — No. 506. — P. 1–53. [https://doi.org/10.1130/2014.2506\(03\)](https://doi.org/10.1130/2014.2506(03))
  23. Männik P., Viira V. Ordovician conodont diversity in the northern Baltic // Estonian Journal of Earth Sciences. — 2012. — V. 61. — №1. — P. 1–14. <https://doi.org/10.3176/EARTH.2012.1.01>
  24. Мельникова Л.М. Остракоды ордовика // Атлас палеозойской фауны Таймыра. Ч. I. Брахиоподы, остракоды, конодонты. СПб.: ВСЕГЕИ, 2003. — С. 61–96.
  25. Мельникова Л.М. Ордовикские остракоды тюргинского экотипа Северного Таймыра // Палеонтологический журнал. — 2000. — № 6. — С. 40–48.
  26. Каныгин А.В. Остракоды ордовика Чукотского полуострова // Труды Ин-та геологии и геофизики СО АН ССР. Вып. 351. М.: Наука, 1977. — С. 73–86.
  27. Иванова В.А., Мельникова Л.М. Новые находки Tetradelidae и Hollinidae (Ostracoda) в среднем и верхнем ордовике Средней Сибири // Палеонтологический журнал. — 1977. — № 2. — С. 83–90.
  28. Москаленко Т.А. Конодонты среднего и верхнего ордовика Сибирской платформы // Труды Ин-та геологии и геофизики СО АН ССР, вып. 137. Новосибирск: Наука, 1973. 143 с.
- References**
1. Afanasenkov A.P., Nikishin A.M., Unger A V., Bordunov S.I., Lugovaya O.V., Chikshev A.A., Yakovishina E.V. The Tectonics and Stages of the Geological History of the Yenisei-Khatanga Basin and the Conjugate Taimyr Orogen. Geotectonics. 2016, vol. 50, no. 2, pp. 161–178. (In Russ.). <https://doi.org/10.1134/S0016852116020023>
  2. Afanasenkov A.P., Bordug A.V., Nikishin A.M., Taninskaya N.V., Shimansky V.V., Bordunov S.I. Update of paleogeography of Siberian platform North accounting for new data. *Geologiya nefti i gaza [Oil and gas geology]*. 2018, no. 2. pp. 5–23. (In Russ.). <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-2-5-23>
  3. Kleshchev K.A., Shein V.S. *Oil and Gas Fields of Russia*. Reference guide in two books. The second book. Asian part of Russia. Moscow, 2010. 720 p. (In Russ.)
  4. Becker R.T., Marshall J.E.A., Da Silva A.-C. *The Devonian Period* // Geologic Time Scale 2020 (Eds. F.M. Gradstein, J.G. Ogg, M.D. Schmitz, G.M. Ogg). Elsevier. 2020, vol. 2, part IV, pp. 733–810.
  5. Bardashev I.A., Weddige K., Ziegler W. The Phylomorphogenesis of some Early Devonian Platform Conodonts // *Senckenbergiana lethaea*. 2002, vol. 82, no. 2, pp. 375–451. <https://doi.org/10.1007/BF03042946>
  6. Sobolev N.N. Conodonts from the Lower-Middle Devonian deposits of the Novaya Zemlya // Novaya Zemlya at the early stages of geological development. Leningrad: PGO «Svemgeology», 1984, pp. 58–85. (In Russ.)
  7. Артюшкова О.В., Маслов В.А. Lower Devonian (pre-Upper Emissian) deposits of the Magnitogorsk megazone // Geologichesky sbornik no. 2 [Collection of geological works no 2]. Ufa: Institute of Geology RAS. 2001, pp. 80–87. (In Russ.)
  8. Гагиев М.Х. Stratigraphy of Devonian and Lower Carboniferous of the Prikolymian uplift (Northeastern Asia). Magadan. 2009, 290 p. (In Russ.)
  9. Baranov VV, Slavik L, Blodgett R.B. Early Devonian polygnathids of Northeast Asia and correlation of Pragian/Emsian strata of the marginal seas of Angarida. *Bulletin of Geosciences*. 2014, vol. 89, no. 3, pp. 645–678. <https://doi.org/10.3410/bull.geosci.1483>
  10. Savage N.M. Lower Devonian conodonts from the Gazelle Formation, Klamath Mountains, northern California. *Journal of Paleontology*. 1977, vol. 51, pp. 57–62.
  11. Catalogue of Conodonts (Ed. W. Ziegler). Stuttgart, 1991, vol. V, 212 p.
  12. Sobolev N.N. Conodonts // Stratigraphy and fauna of the Lower Devonian deposits of the Tareisky key section (Taimyr). St. Petersburg: Nedra, 1994, p. 93–99. (In Russ.)
  13. Uyeno T.T., Klapper G. Summary of conodont biostratigraphy of the Blue Fiord and Bird Fiord formations (Lower-Middle Devonian) at the type and adjacent areas, southwestern Ellesmere Island, Canadian Arctic Archipelago. *Geological Survey of Canada*. 1980, pap. 80-1C, pp. 81–93.
  14. Regulations of the Interdepartmental Stratigraphic Committee and its standing commissions. St. Petersburg: VSEGEI. 2008, is. 38, 131 p. (In Russ.)

- 15.** Sennikov N.V., Suyarkova A.A. *Interregional zonal correlation intervals of the Silurian of Russia on Graptolites* // Modern problems of paleontology. Materials of the LXI session of the Paleontological Society at the Russian Academy of Sciences. St. Petersburg. 2015, pp. 189–191. (In Russ.)
- 16.** Obut A.M., Sobolevskaya R.F., Bondarev V.I. *Silurians graptolites of Taimyr*. Moscow: Science. 1965, 130 p. (In Russ.)
- 17.** Sobolevskaya R.F. Atlas of the Paleozoic fauna of Taimyr. Part II. Ordovician and Silurian Graptolites (Proceedings of FSBI «VNII Okeangeologia». V. 221). St. Petersburg. 2011, 282 p. (In Russ.)
- 18.** Tolmacheva T.Yu. *Ordovician conodonts* // The Ordovician, Silurian, and Devonian stratigraphy and fauna of Kotelny Island (New Siberian Islands). Bryozoa, brachiopods, ostracodes, graptolites, conodonts, fishes. St. Petersburg: FSBI «VNII Okeangeologia». 2018, p. 156–162. (In Russ.)
- 19.** Tolmacheva T.Yu. *Ordovician conodonts* // Atlas of the Paleozoic fauna of Taimyr. Part I. Brachiopods, ostracodes, conodonts. St. Petersburg: VSEGEI. 2003, pp. 139–143. (In Russ.)
- 20.** Zhen YY., Webby B.D., Barnes C.R. Upper Ordovician conodonts from the Bowen Park Group, New South Wales, Australia. *Geobios*. 1999, vol. 32, pp. 73–104. [https://doi.org/10.1016/S0016-6995\(99\)80084-9](https://doi.org/10.1016/S0016-6995(99)80084-9)
- 21.** Sanson I.J., Smith M.P. Late Ordovician vertebrates from the Bighorn Mountains of Wyoming, USA. *Palaeontology*. 2005, vol. 48, no. 1, pp. 31–48. <https://doi.org/10.1111/j.1475-4983.2004.00431.x>
- 22.** Dumoulin J.A., Harris A.G., Repetski J.E. Carbonate rocks of the Seward Peninsula, Alaska: Their correlation and paleogeographic significance. In: Reconstruction of a Late Proterozoic to Devonian Continental Margin Sequence, Northern Alaska, its Paleogeographic Significance, and Contained Base-Metal Sulfide Deposits (Eds. Dumoulin J.A. and Till A.B.). *Geological Society of America Special Paper*. 2014, no. 506, pp. 1–53. [https://doi.org/10.1130/2014.2506\(03\)](https://doi.org/10.1130/2014.2506(03))
- 23.** Männik P., Viira V. Ordovician conodont diversity in the Northern Baltic. *Estonian Journal of Earth Sciences*. 2012, vol. 61, no. 1, pp. 1–14. <https://doi.org/10.3176/EARTH.2012.1.01>
- 24.** Melnikova L.M. *Ostracodes of the Ordovician* // Atlas of the Paleozoic fauna of Taimyr. Part I. Brachiopods, ostracodes, conodonts. St. Petersburg: VSEGEI. 2003, pp. 61–96. (In Russ.)
- 25.** Melnikova L.M. Ordovician Ostracodes of the Thuringian Ecotype from Northern Taimyr. *Paleontological Journal*. 2000, no. 6, pp. 40–48. (In Russ.)
- 26.** Kanygin A.V. Ostracodes of the Ordovician of the Chukotka Peninsula. *Proceedings of Geology and Geophysics Institute (Siberian Branch of Sciences Academy of USSR)*. Moscow: Science. 1977, is. 351, pp. 73–86. (In Russ.)
- 27.** Ivanova V., Melnikova L.M. New finds of Tetradellidae and Hollinidae (Ostracoda) in the Middle and Upper Ordovician of Central Siberia. *Paleontological Journal*. 1977, no. 2, pp. 83–90. (In Russ.)
- 28.** Moskalenko T.A. Conodonts of the Middle and Upper Ordovician of the Siberian platform. *Proceedings of Geology and Geophysics Institute (Siberian Branch of Sciences Academy of USSR)*. Novosibirsk: Science. 1973, is. 137, 143 p. (In Russ.)

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**Ю.А. Гатовский** — разработал общую концепцию статьи, подготовил текст статьи и иллюстрации, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**А.П. Вилесов** — разработал общую концепцию статьи, подготовил разделы статьи, выполнил окончательную редакцию, утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Yury A. Gatovsky** — developed the article concept, prepared the text of the article and graphics, accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Aleksandr P. Vilesov** — developed the article concept, prepared the sections of the article, performed the general editing, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Юрий Артурович Гатовский** — кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник кафедры палеонтологии, Московский государственный университет 119991, Россия, г. Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д. 1. e-mail: [ustas62@bk.ru](mailto:ustas62@bk.ru)  
SPIN-код: 3568-5170  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8319-7029>  
Scopus ID: 6505524785

**Александр Петрович Вилесов\*** — кандидат геолого-минералогических наук, эксперт по седиментологии карбонатных резервуаров, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: [Vilesov.AP@gazpromneft-ntc.ru](mailto:Vilesov.AP@gazpromneft-ntc.ru)  
SPIN-код: 7589-6500  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5515-4558>  
Scopus ID: 57198131907

**Yury A. Gatovsky** — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Senior researcher of Department of Paleontology, Moscow State University 1 Leninskiye gory, 119991, Moscow, Russia.  
e-mail: [ustas62@bk.ru](mailto:ustas62@bk.ru)  
SPIN-code: 3568-5170  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8319-7029>  
Scopus ID: 6505524785

**Aleksandr P. Vilesov\*** — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Expert on the sedimentology of carbonate reservoirs, Gazpromneft STC LLC 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: [Vilesov.AP@gazpromneft-ntc.ru](mailto:Vilesov.AP@gazpromneft-ntc.ru)  
SPIN-code: 7589-6500  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5515-4558>  
Scopus ID: 57198131907

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

© Коллектив авторов,  
2022



# ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ВТОРИЧНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ПАЛЕОЗОЯ ЗАПАДНО- ТАЙМЫРСКОГО ПОТЕНЦИАЛЬНО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА

**В.Б. Ершова<sup>1,2</sup>, К.Ю. Васильева<sup>1</sup>, А.П. Вилесов<sup>3,\*</sup>, К.Ю. Михайлова<sup>1</sup>, О.С. Верещагин<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Санкт-Петербургский государственный университет, РФ, Санкт-Петербург

<sup>2</sup>Геологический институт Российской академии наук, РФ, Москва

<sup>3</sup>Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

**Электронный адрес:** Vilesov.AP@gazpromneft-ntc.ru

**Введение.** Мощный осадочный комплекс палеозоя Енисей-Хатангской нефтегазоносной области имеет сложную геологическую историю. Карбонатные породы, слагающие значительную часть палеозойского разреза, несут в себе следы разнообразных вторичных изменений, которые имеют как положительное, так и отрицательное влияние на фильтрационно-емкостные свойства потенциальных коллекторов. Особое значение при геолого-разведочных работах на нефть и газ в карбонатных толщах имеет изучение постседиментационных изменений карбонатных коллекторов и связь этих изменений с этапами тектонической эволюции региона. Это позволяет решать вопросы генезиса пустотного пространства и делать выводы о распространении коллекторов. В результате бурения первой поисковой скважины на Лескинском лицензионном участке в левобережье Енисейского залива получена уникальная информация о составе, строении и вторичных преобразованиях карбонатных коллекторов палеозоя Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района.

**Материалы и методы.** В скважине на Лескинском лицензионном участке на нескольких стратиграфических уровнях палеозойского разреза по керну выделены интервалы вторичных доломитовых коллекторов. С целью изучения истории их формирования был выполнен отбор образцов. Для всестороннего изучения литологии, минерального состава и диагенетических преобразований пород-коллекторов был привлечен широкий комплекс лабораторных методов. Образцы были изучены с помощью оптических методов (петрографической и катодолюминесцентной микроскопии), растровой электронной микроскопии, микротомографии, получены данные о стабильных изотопах кислорода и углерода, а также предварительные данные по термобарометрии двухфазных газово-жидких включений.

**Результаты.** Наиболее значимые интервалы распространения вторичных доломитовых коллекторов выделены в силурийско-нижнедевонском и эмсско-верхнедевонском сейсмостратиграфических комплексах (между отражающими горизонтами VII<sub>bot</sub> и VII<sub>top</sub>, Vla и VII соответственно). Силурийские вторичные порово-каверновые доломитовые коллекторы приурочены к формациям рифового комплекса. Развитая система хорошо связанных вторичных пустот сформировалась по первично пористым и хорошо проницаемым рифогенным известнякам. В эмсском интервале разреза кавернозные вторичные доломиты развиты по первично низкопроницаемым известнякам умеренно глубокой сублиторали; крупные каверны и полости сформировались здесь преимущественно в результате выщелачивания скелетов кораллов и строматопоридей. В верхнедевонских отложениях кавернозно-пористые вторичные доломиты замещают первично низкопористые и слабопроницаемые микробиальные известняки-ламиниты литорали. Для всех интервалов пород-коллекторов реконструирована последовательность вторичных изменений и составлены парагенетические диаграммы.

**Заключение.** Результаты изучения вторичных доломитовых коллекторов содержат важную информацию для прогноза их распространения в пределах Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района.

**Ключевые слова:** Енисей-Хатангская нефтегазоносная область, Западный Таймыр, палеозой, вторичные карбонатные коллекторы, доломиты, постседиментационные изменения

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Благодарность:** авторы благодарят ресурсные центры СПбГУ «Рентгенодифракционные методы исследования» и «Геомодель» за помощь в проведении аналитических исследований.

**Для цитирования:** Ершова В.Б., Васильева К.Ю., Вилесов А.П., Михайлова К.Ю., Верещагин О.С. Особенности формирования вторичных коллекторов в карбонатных отложениях палеозоя Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(4):68–82.  
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-4-68-82>

Статья поступила в редакцию 18.07.2022

Принята к публикации 23.09.2022

Опубликована 29.12.2022

## DEVELOPMENT OF THE DIAGENETIC RESERVOIRS IN THE PALEOZOIC CARBONATE DEPOSITS OF THE WEST TAIMYR POTENTIAL OIL AND GAS BEARING AREA

**Victoria B. Ershova<sup>1,2</sup>, Ksenia Yu. Vasileva<sup>1</sup>, Aleksandr P. Vilesov<sup>3,\*</sup>, Ksenia Yu. Mikhailova<sup>1</sup>, Oleg S. Vereshchagin<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Saint Petersburg State University, RF, Saint Petersburg

<sup>2</sup>Geological Institute of Russian Academy of Sciences, RF, Moscow

<sup>3</sup>Gazprom-neft STC LLC, RF, Saint Petersburg

**E-mail:** Vilesov.AP@gazpromneft-ntc.ru

**Introduction.** The Paleozoic sedimentary series of the Enisey-Khatanga oil and gas bearing region has undergone a complicated geological history. Carbonate rocks composing significant volume of the strata show various traces of the secondary alterations that have both positive and negative effects on the reservoir properties of the carbonate rocks. Of particular importance in the exploration of oil and gas in carbonate depositional systems is the study of post-sedimentary changes in carbonate reservoirs and linking these changes with the stages of tectonic evolution of the region. This allows to solve the questions of reservoirs genesis and make conclusions about their spatial distribution. During the studies of the carbonate rocks in the first exploration well (Leskinsky license area on the left bank of the Enisey Bay) unique information was obtained on the composition and secondary transformations of Paleozoic carbonate reservoirs of the West Taimyr potential oil and gas bearing area.

**Materials and methods.** In the well the secondary dolomite reservoir rocks were described within several stratigraphic units; samples from that section were obtained for the detailed studies using a complex of instrumental methods. The samples were studied using standard optical (petrography and cathodoluminescence) microscopy, SEM-EDX, microtomography, data on stable isotope composition and thermobarometry of the two-phase gas-liquid inclusions was obtained.

**Results.** The main intervals of the dolomite reservoirs were found in the Silurian — Lower Devonian and Emsian — Upper Devonian seismostratigraphic units (between reflecting horizons VII\_bot и VIIa, VIa и VII, respectively). Silurian secondary porous and cavernous dolostones are dedicated to reef series. A system of well-connected secondary voids has formed over primary porous and well-permeable reef limestones. In the Emsian strata low-permeable limestones of shallow-deep subtidal were replaced by dolostones with separate vug porosity. Pore space here was formed due to fracturing and leaching of corals and stromatoporoid skeletons. The Upper Devonian dolostones were formed during the replacement of low-permeable microbial bindstones of the peritydal flat. For all the intervals diagenetic history was reconstructed and paragenetic diagrams were put together.

**Conclusion.** The results of the study of diagenetic dolomite reservoirs contain important information for predicting their distribution within the West Taimyr potential oil and gas bearing area.

**Keywords:** Enisey-Khatanga oil and gas bearing region, West Taimyr, Paleozoic, diagenetic carbonate reservoirs, dolostone, post-sedimentary alterations

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interest.

**Acknowledgements:** the authors thank the resource centers of the SPBSU "Centre for X-ray Diffraction Studies" and "Geomodel" for their help in conducting analytical research.

**For citation:** Ershova V.B., Vasileva K.Yu., Vilesov A.P., Mikhailova K.Yu., Vereshchagin O.S. Development of the diagenetic reservoirs in the Paleozoic carbonate deposits of the West Taimyr potential oil and gas bearing area. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(4):68–82. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-4-68-82>

Manuscript received 18.07.2022

Accepted 23.09.2022

Published 29.12.2022

## ВВЕДЕНИЕ

Карбонатные породы отличаются от терригенных несколькими принципиальными особенностями, которые определяют существенную разницу в подходах при изучении и освоении осадочных нефтегазоносных бассейнов с преимущественно карбонатным типом разреза. Одной из ключевых особенностей является подверженность карбонатов быстрым, разнообразным и значительным вторичным преобразованиям. В выделении этой важной особенности карбонатных пород единодушны многие исследователи [1–3 и др.]. Интенсивные и разнообразные

вторичные изменения играют ключевую роль в формировании базовых петрофизических характеристик природных резервуаров — пористости и проницаемости. Структура пустотного пространства, представленного часто системой полигенетичных пустот различной морфологии и размеров, формируется в карбонатных породах на всех этапах литогенеза. Понимание закономерностей вторичных преобразований, их последовательности и пространственной локализации является важным прогностическим инструментом при геолого-разведочных работах в нефтегазоносных провинциях с карбонатными осадочными комплексами.

Палеозойский осадочный комплекс Енисей-Хатангской нефтегазоносной области (НГО) включает серию карбонатных осадочных последовательностей от кембрийского до каменноугольного возраста. До настоящего времени история формирования пород-коллекторов в них остается практически неизученной. Поисково-разведочные работы на нефть и газ в палеозойском комплексе изучаемого региона ведутся на основе данных о строении палеозойских комплексов других более изученных районов Сибирской платформы или складчатой системы Таймыра. Однако специфика постседиментационной истории пород Енисей-Хатангской НГО, связанная со значительным погружением бассейна в палеозое, интенсивными тектоническими перестройками осадочного комплекса в перми-триасе и триасовым интрузивно-эффузивным магматизмом, может сводить к минимуму корректность подобных сопоставлений.

В предлагаемой работе приводятся новые данные об особенностях строения и формирования вторичных коллекторов девонской и силурийской систем Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района, изученных по керну первой поисковой скважины на Лескинском лицензионном участке (ЛУ) «Газпром нефти». Скважина пробурена в левобережье Енисейского залива. Район бурения располагается в пределах Таймырского выступа — тектонического элемента, осложняющего северо-западную часть Притаймырской (или Южно-Таймырской) моноклинали [4]. Целью работы является детальное изучение кавернозных и пористых доломитов, рассматриваемых как перспективные породы-коллекторы. В ходе исследований получены литолого-минералогические характеристики пород, установлены их основные постседиментационные преобразования, реконструирована последовательность вторичных

изменений и их роль в формировании пустотного пространства пород.

## МАТЕРИАЛ И МЕТОДЫ

В разрезе скважины породы-коллекторы, представленные вторичными доломитами, выделены в нескольких стратиграфических интервалах (**табл. 1**). Для каждого из интервалов в результате седиментологического анализа установлен фациальный генезис пород [5].

Для реконструкции истории формирования вторичных доломитовых пород-коллекторов, изучения их минералогических особенностей и структуры пустотного пространства были использованы следующие методы лабораторных исследований:

- петрографический анализ;
- «холодная» катодолюминесценция;
- растровая электронная микроскопия, комбинированная с зондовым микроанализом;
- микротомография;
- термобарометрия двухфазных газо-жидких включений;
- соотношения стабильных изотопов углерода и кислорода.

Лабораторные исследования керна проводились в Институте наук о Земле Санкт-Петербургского государственного университета.

## 1-Й УРОВЕНЬ. ДОЛОМИТОВЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ ИЗ ПРИКОВЕЛЬНОЙ ЧАСТИ ДЕВОНСКОГО СЕЙСМОСТРАТИГРАФИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА МЕЖДУ ОТРАЖАЮЩИМИ ГОРИЗОНТАМИ VIa И VII

Породы ниже отражающего горизонта (ОГ) VIa представлены серыми и светло-серыми

**Таблица 1. Интервалы распространения вторичных доломитовых коллекторов в палеозойском комплексе, выделенные по керну в разрезе скважины на Лескинском ЛУ**

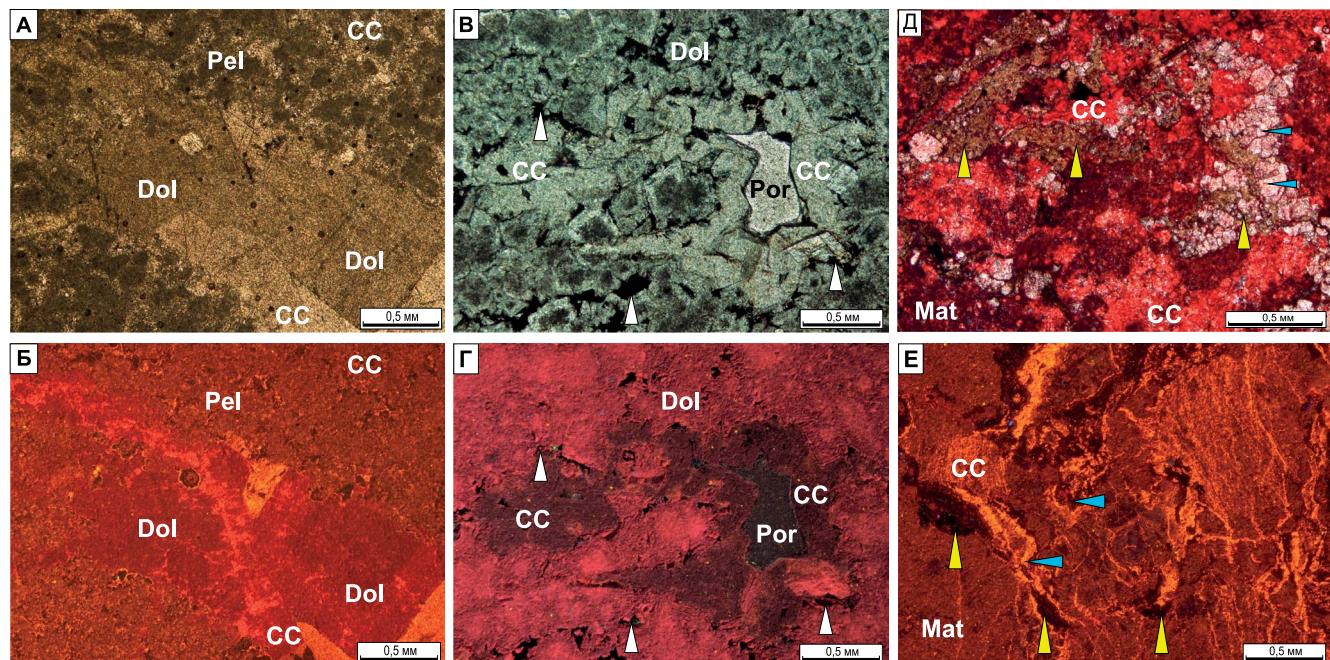
**Table 1. Distribution of secondary dolomite reservoirs in the Paleozoic series of the well on Leskinsky license area identified on the drillcore**

№ интервала отбора керна	Вынос керна, м	Положение интервалов отбора керна в сейсмическом разрезе	Возраст доказанный и предполагаемый	Породы-коллекторы	Тип коллектора
1	17,85	1-й уровень ~30 м ниже VIa(inner-C)	D <sub>2-3</sub> ?	Доломиты	Каверново-поровый, трещинно-каверново-поровый
2–4	4,83	2-й уровень ~110 м ниже VIa(inner-C)	D <sub>2-3</sub> ?	Доломиты известковые, доломиты	Каверновый и каверново-поровый
5	8,50	3-й уровень ~100 м выше ОГ VII	D <sub>1e</sub>	Доломиты	Трещинно-каверново-полостной
6–8	20,14	4-й уровень ~500 м ниже ОГ VII_bot	S <sub>2</sub> -D <sub>1</sub> ?	Доломиты	Каверново-поровый и трещинно-каверново-поровый

известняками и вторичными доломитами с характерными признаками лагунной и литоральной седиментации [5]. Около 90 % интервала сложено плотными известняками (мелкобиокластовые и пелоидные вак- и мадстоуны и микробиальные байндстоуны, **рис. 1**, иногда слабодоломитизированными, которые без плавного перехода контактируют с вторичными доломитами. Микроскопические исследования и анализ последовательности постседиментационных изменений показали, что пустотное пространство в известняках формировалось на этапе седиментации (очень тонкие межзерновые поры) и воздымания (трещины). Однако эти пустоты были полностью залечены различными генерациями кальцита, доломита, пирита и глинистых минералов, в том числе трещинными (**рис. 2**). По данным предварительных термобарометрических исследований трещинные разности карбонатов сформировались при температурах 110–130 °C.

Породы-коллекторы представлены исключительно вторичными доломитами, сформированными по пластово-строматолитовым байндстоунам (**рис. 1**). Доломиты ясноокристаллические, кристаллы идиоморфные,

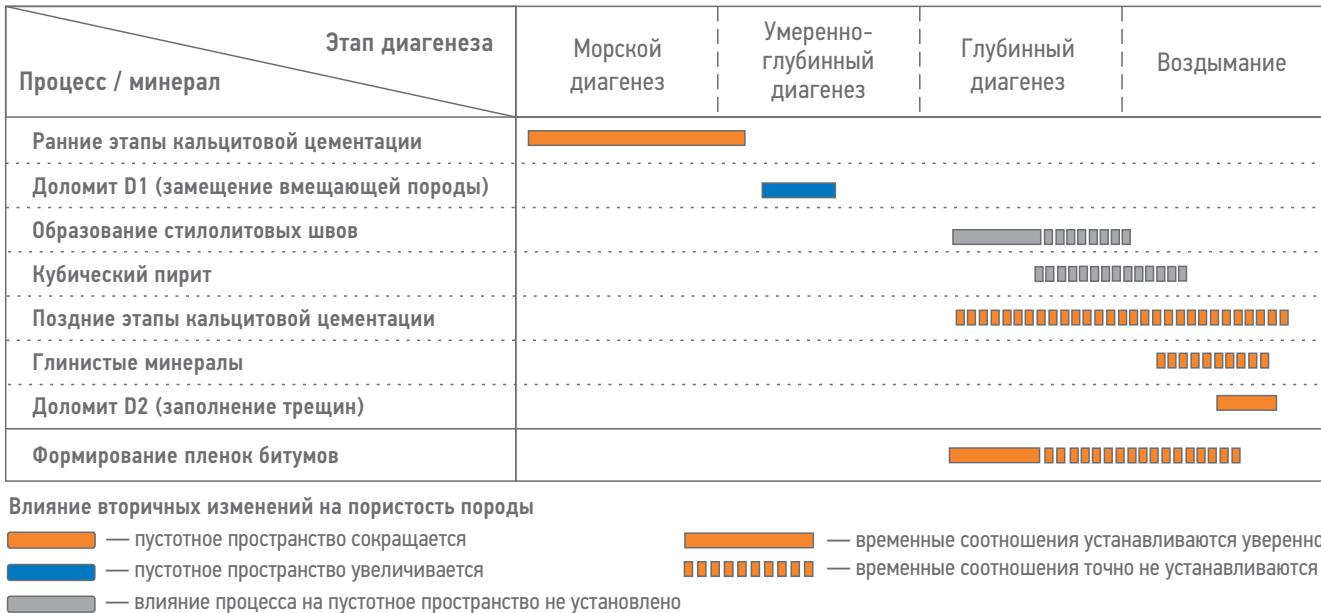
размером 0,1–0,2 мм, с зональным темно-красным катодолюминесцентным (КЛ)-свечением. Доломитизация происходила с сохранением макротекстурных особенностей, на что указывают хорошо проявленные реликты первичной ламинарной слойчатости. Пористость в основном межкристаллическая, выделяются мелкие поры размером в первые микробы, так и более крупные пустоты размером до нескольких миллиметров, в основном вытянутые параллельно слоистости, по краям которых могут присутствовать битумные пленки. Редко эти крупные поры и пустоты заполняет кальцит с темно-бордовым КЛ-свечением, который формировался после доломита. На отдельных участках встречаются почти горизонтальные ните-видные прямые трещины, также заполненные углеродистым веществом. По данным петрографических и КЛ исследований были определены постседиментационные изменения и их последовательность (**рис. 2**): ранняя кальцитовая цементация и доломитизация (D1) происходили во время морского и умеренно-глубинного диагенеза, формирование кубического пирита и стилолитовых швов относится к этапу глубинного диагенеза, на этапах воздымания происходило



**Рис. 1.** Вторичные доломитовые коллекторы прикровельной части сейсмостратиграфического комплекса между ОГ VIa и VII. А — пелоидный известняк, в проходящем свете, Б — то же, при КЛ-свечении; В — доломитовый коллектор, в проходящем свете, Г — то же, при КЛ-свечении;

Д — пелоидный известняк, зона развития трещинных минералов, участок окрашен ализариновым красным, в проходящем свете; Е — пелоидный известняк, зона развития трещин, заполненных кальцитом, при КЛ-свечении. Pel — пелоиды, Dol — доломит, CC — кальцитовый цемент, Mat — матрикс (пелоидный известняк). Белыми стрелками показаны межкристаллические поры с битумными пленками, желтыми стрелками показаны аутигенные глинистые минералы в трещинах, голубыми стрелками показан трещинный доломит. Составлено авторами

**Fig. 1.** Optical characteristics of the secondary reservoir rocks (seismostratigraphic unit between RH VIa and VII). A — peloidal limestone, plane polarized light, B — the same, in CL; B — dolomite reservoir rock, plane polarized light, Г — the same, in CL; Д — fractured limestone, sample stained with alizarin red, plane polarized light, E — fractured limestone, in CL: Pel — peloids, Dol — dolomite, CC — calcite cement, white arrows point at intercrystalline pores filled with hydrocarbon, yellow arrows point at authigenic clay minerals, blue arrows point at vein dolomite. Prepared by the authors



**Рис. 2.** Парагенетическая диаграмма для карбонатных пород из приковрельной части девонского сейсмостратиграфического комплекса между ОГ VIa и VII. Составлено авторами

**Fig. 2.** Paragenetic sequence of the Devonian carbonate rocks, uppermost part of seismostratigraphic unit between RH VIa and VII. Prepared by the authors

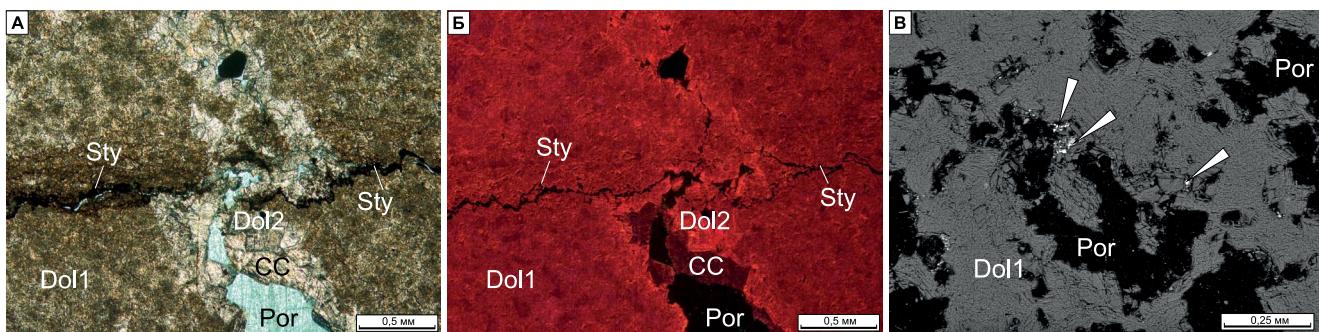
формирование трещин и их заполнение кальцитом, доломитом (D2) и глинистыми минералами. Значение соотношений стабильных изотопов кислорода в доломитах данного интервала составляет -2,08 ‰ V-PDB, соотношение стабильных изотопов углерода составляет -1,35 ‰ V-PDB; для известняков эти соотношения составляют:  $\delta^{18}\text{O}$  от -5,12 до -1,37 ‰ V-PDB,  $\delta^{13}\text{C}$  от -3,33 до -0,83 ‰ V-PDB; для доломитизированных известняков  $\delta^{18}\text{O}$  от -4,67 до -0,85 ‰ V-PDB,  $\delta^{13}\text{C}$  от -2,65 до -0,79 ‰ V-PDB.

Вниз по разрезу девонских отложений доля доломитов заметно возрастает.

## **2-Й УРОВЕНЬ. ДОЛОМИТОВЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ ДЕВОНСКОГО СЕЙСМОСТРАТИГРАФИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА МЕЖДУ ОГ VIA И VII**

Примерно в 110 м ниже ОГ VIIа керном охарактеризован еще один интервал вторичных доломитовых коллекторов (**табл. 1**), сформированных по известнякам открытой умеренно-глубокой сублиторали со слабой придонной гидродинамикой [5]. В этой части разреза породы представлены слабо-кавернозно-пористыми и трещиновато-кавернозными темно-серыми вторичными доломитами с неравномерно сохранившимися первичными седиментационными структурами. Доломит кристаллический с плотно прилегающими кристаллами,

образующими мозаичную структуру; по-  
стное пространство в доломитах вклю-  
чает каверны и короткие субвертикальные  
трещины (**рис. 3**). Каверны обычно изоли-  
рованы или слабо связаны, сформирова-  
ны по растворенным биокластам; их длина  
изменяется от 1–2 до 4–5 мм, единичные  
каверны достигают размеров 10–25 мм.  
Вдоль их текстур наблюдаются цепочки  
связанных каверн и межкристаллических  
пор. Частично межкристаллические пустоты  
заполнены пиритом, а каверны и трещины —  
более поздними (трещинными) генерациями  
доломита и кальцита. При лабораторных  
исследованиях в порах и кавернах выявле-  
ны мелкие кристаллы барита, сформировав-  
шиеся, скорее всего, в результате проникно-  
вения в породу бурового раствора (**рис. 3В**).  
Для доломитов данного интервала были  
получены следующие значения изотопных  
характеристик:  $\delta^{18}\text{O}$  варьирует в пределах  
-1,58...+0,17 ‰ V-PDB,  $\delta^{13}\text{C}$  варьирует в преде-  
лах -0,82...-0,37 ‰ V-PDB.



**Рис. 3.** Вторичные доломитовые коллекторы верхней части сейсмостратиграфического комплекса между ОГ VIa и VII. А — доломитовый коллектор, в проходящем свете, Б — то же, при КЛ-свечении; В — доломитовый коллектор, фото со сканирующего электронного микроскопа. Dol1 и Dol2 — более ранняя и поздняя генерации доломита, CC — кальцитовый цемент, Sty — стилолитовый шов. Белыми стрелками показаны кристаллы барита. Составлено авторами

**Fig. 3.** Optical characteristics of the secondary reservoir rocks (seismostratigraphic unit between RH VIa and VII). A — dolomite reservoir rock, plane polarized light, B — the same, in CL; B — dolomite reservoir rock, in SEM; Dol1 and Dol2 — early and late dolomite generations, CC — calcite cement, white arrows point at barite crystals. Prepared by the authors

График, показывающий временные рамки различных процессов диагенеза и формирования битумных пленок в зависимости от глубины и давления.

Процесс / минерал	Этап диагенеза	Морской диагенез	Умеренно-глубинный диагенез	Глубинный диагенез	Воздымяние
	Доломит D1				
Кальцит C1					
Доломит D2					
Образование стилолитовых швов					
Кубический пирит					
Формирование битумных пленок					

**Рис. 4.** Парагенетическая диаграмма для карбонатных пород из верхней части девонского сейсмостратиграфического комплекса между ОГ VIa и VII. Условные обозначения на рис. 2. Составлено авторами  
**Fig. 4.** Paragenetic sequence of the Devonian carbonate rocks, upper part of seismostratigraphic unit between RH VIa and VII. For the legend see Fig. 2. Prepared by the authors

рассматриваемого стратиграфического уровня. Стилолитовые швы, сформированные на этапе глубинного диагенеза, секут вторичные доломиты генерации D1; тектонические трещины, заполненные доломитом более поздней генерации D2, секут кристаллы доломитов D1, а стилолитовые швы иногда секут доломит генерации D2. Следовательно, и стилолитовые швы, и доломит D2 образовались после доломита D1, а часть стилолитовых швов образовалась после доломита D2. В межкристаллических пустотах доломита генерации D1 наблюдаются кристаллы кальцита; кальцитовая цементация произошла после формирования доломита генераций D1 и D2, но до формирования стилолитовых швов, так как стилолитовые швы рассекают кристаллы кальцита, а кристаллы кальцита растворяются на границе со стилолитовыми швами. В межкристаллических пустотах и внутри стилолитовых швов в исследованных породах были описаны

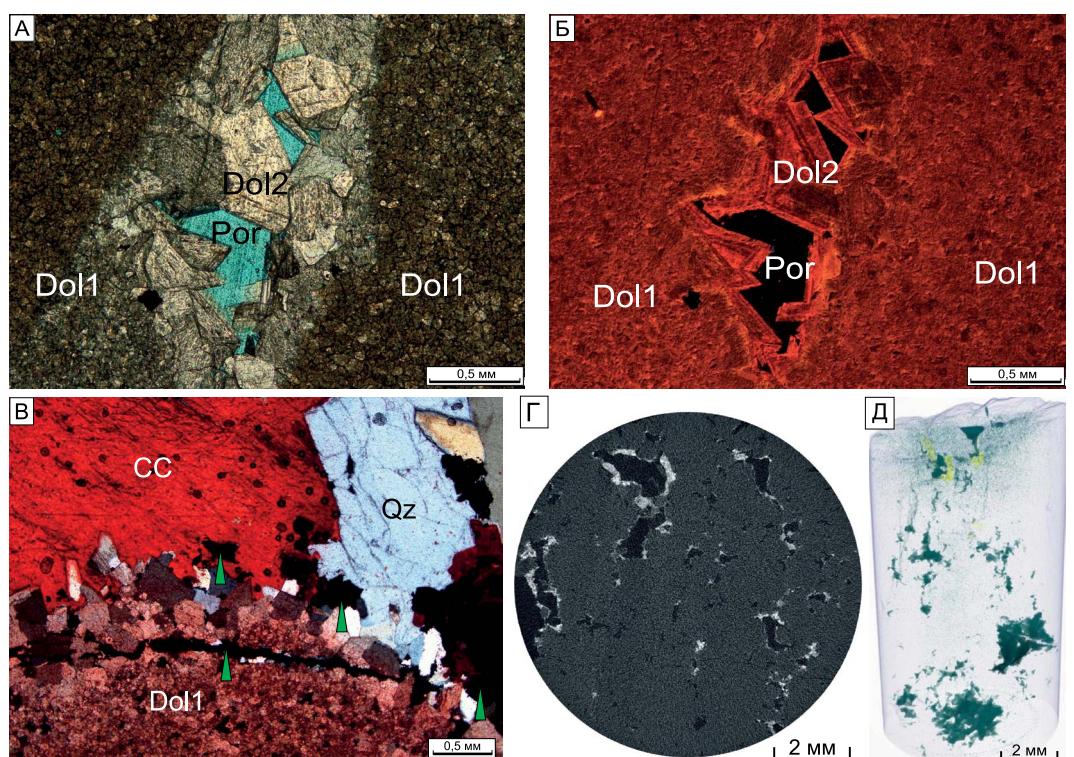
битумные пленки и органическое вещество. Из этого следует, что миграция углеводородов происходила после образования доломита генерации D2. Нахождение органического вещества внутри стилолитовых швов означает, что стилолитовые швы были либо проводниками и частично аккумулировали углеводороды при миграции флюидов, либо накапливали рассеянное органическое вещество при растворении доломита. Возможно, этапов миграции углеводородов было несколько.

## **3-Й УРОВЕНЬ. ДОЛОМИТОВЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ ЭМССКОГО ЯРУСА (НИЖНЯЯ ЧАСТЬ СЕЙСМОСТРАТИГРАФИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА МЕЖДУ ОГ VIA И VII)**

Керн из нижней части сейсмостратиграфического комплекса между ОГ VIa и VII (табл. 1)

датирован эмским ярусом нижнего девона [6]. Весь интервал представлен темно-серыми трещиновато-кавернозными вторичными доломитами с разнообразными кавернами и полостями. Породы тонко-микрокристаллические преимущественно с редкими скелетными остатками и биокластами (мадстоуны), в отдельных слоях с желваковыми колониями табулят, ветвистыми, пластинчатыми и мелко-желваковыми скелетами строматопороидей, одиночными ругозами в микрите матриксе (флаутстоуны), среднеслоистые, с прерывистыми волнистыми поверхностями наслойния, с тонкими прожилками органического и глинисто-органического материала. Каверны и полости выщелачивания развиты по скелетам бентоса, частично по матриксу. Размер пустот изменяется от 2–3 мм до 5–10 см. Формирование пустотного пространства происходило на разных этапах диагенеза: мелкие межкристаллические поры образовывались во время доломитизации (в том числе, по скелетам

кораллов) (рис. 5), а также на этапе воздымания, когда формировалась система тектонических трещин. Частично эти трещины и каверны были заполнены высокотемпературными генерациями карбонатных минералов и кварца (рис. 6, температуры гомогенизации газово-жидких включений по данным термобарометрических исследований составляют 130–180 °C). Каверны и полости связаны каверновыми каналами изменчивой ширины и конфигурации, разнонаправленными трещинами. Довольно характерной особенностью коллекторов данного интервала является присутствие мелких кристаллов барита по стенкам пустот (рис. 5), которые, скорее всего, кристаллизовались из буровых растворов. Изотопные характеристики доломитов матрикса  $\delta^{18}\text{O}$  колеблются в пределах от -2,7 до +0,36 ‰ V-PDB,  $\delta^{13}\text{C}$  колеблется в пределах от -3 до -1,15 ‰ V-PDB, для трещинных разностей значения  $\delta^{13}\text{C}$  близки к значениям из матрикса, а значения  $\delta^{18}\text{O}$  значительно ниже — от -11,9 до -7,2 ‰ V-PDB.



**Рис. 5.** Вторичные доломитовые коллекторы эмского яруса (нижняя часть сейсмостратиграфического комплекса между ОГ VIa и VII). А — доломитовый коллектор, в проходящем свете, Б — то же, при КЛ-свещении; В — заполнение трещины в доломитовом коллекторе, участок шлифа, окрашенный красным ализариновым красителем, с анализатором; Г — микротомографический срез доломитового коллектора (доломит темно-серый, поры черные, барит почти белый); Д — 3D модель керна, полученная по результатам микротомографической съемки (поры темно-зеленые, барит желтый). Dol1 и Dol2 — более ранняя и поздняя генерации доломита, CC — кальцитовый цемент, Qz — кристаллы аутигенного кварца. Зелеными стрелками показаны битумные пленки.

Составлено авторами

**Fig. 5.** Optical characteristics of the secondary reservoir rocks (Emsian, seismostratigraphic unit between RH VIa and VII). A — dolomite reservoir rock, plane polarized light, Б — the same, in CL; В — fracture infill, stained with alizarin red, cross polarized; Д — 3D core model (porosities are dark green, barite is yellow). Dol1 and Dol2 — early and late dolomite generations, CC — calcite cement, Qz — authigenic quartz, yellow arrows point at bitumen.

Prepared by the authors



**Рис. 6.** Диагенетическая диаграмма для карбонатных пород эмсского яруса (нижняя часть сейсмостратиграфического комплекса между ОГ VIa и VII). Условные обозначения на рис. 2. Составлено авторами

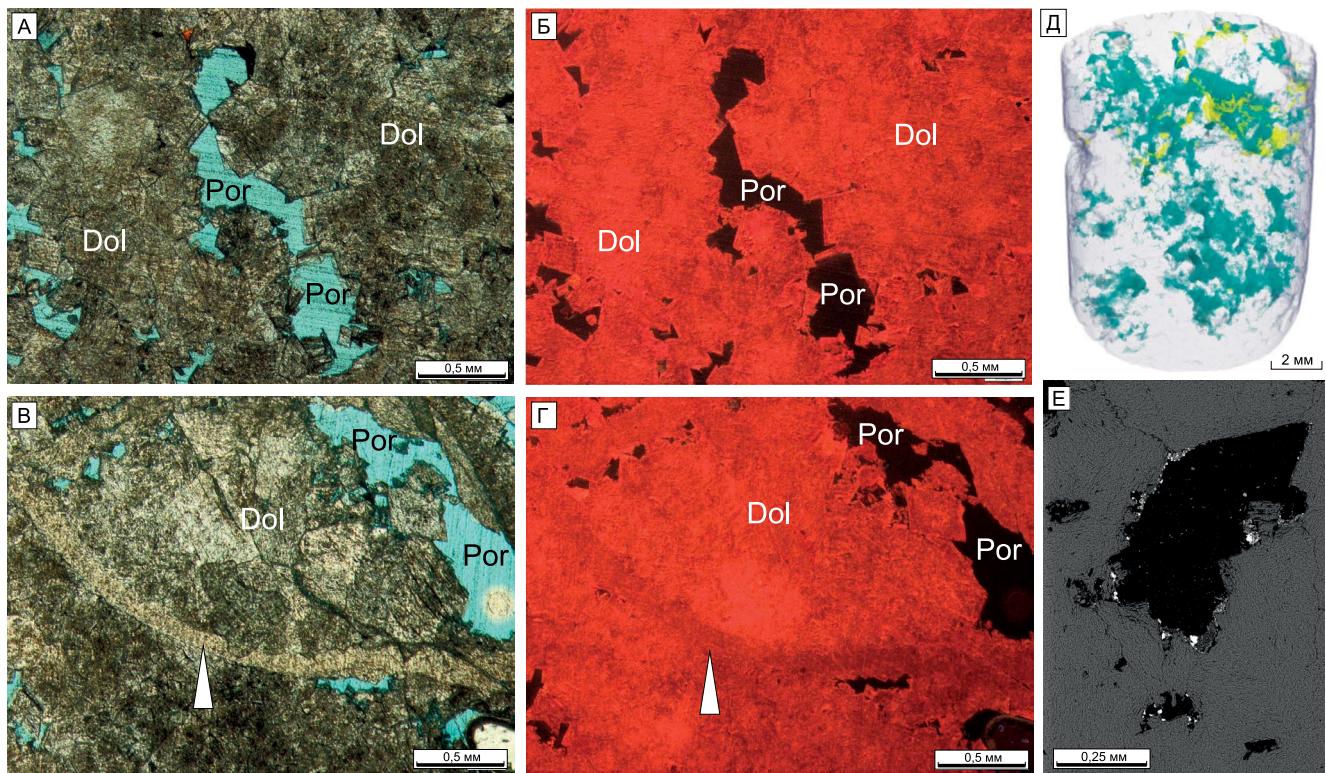
**Fig. 6.** Paragenetic sequence of the Emsian carbonate rocks, lower part of seismostratigraphic unit between RH VIa and VII. For the legend see Fig. 2.  
Prepared by the authors

Наиболее ранним процессом, описаным для исследованного интервала, является доломитизация известняков (D1). Генерация доломита D1 практически нацело замещает исходные карбонатные породы, часто с сохранением первичных макроскопических текстурно-структурных особенностей породы. Кристаллы доломита генерации D2 крупные (до 0,5 мм), бесцветные прозрачные в проходящем свете без анализатора, заполняют пустоты (иногда внутри кораллитов) и трещины, характеризуются зональным КЛ-свечением с широким темно-красным или бордовым ядром и более светлой тонкой желтой или оранжевой оторочкой. Доломиты генерации D2 образовывались после генерации D1. В некоторых образцах трещины заполнены также аутигенным кварцем таким образом, что кристаллы доломита D2 обрастают кристаллами кварца, а оставшееся пространство заполняют ксеноморфные кристаллы кальцита C1. На основании этих взаимоотношений можно сделать вывод, что кварц образовался после доломита D2, а кальцит образовался после кварца и является наиболее поздней минеральной генерацией, заполнившей трещины.

#### **4-Й УРОВЕНЬ. ДОЛОМИТОВЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ В ИНТЕРВАЛЕ МЕЖДУ ОГ VII\_BOT И VIIA (РИФОГЕННЫЙ РЕЗЕРВУАР)**

В сейсмостратиграфическом комплексе между ОГ VII\_bot и VIIa (керн отобран примерно в 500 м ниже ОГ VII\_bot) выделены доломитовые коллекторы с наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами. В породах

неравномерно сохранились структуры, которые уверенно позволяют диагностировать их рифогенную природу. Доломиты пятнисто-серые, светло-серые и коричневато-серые, тонко-среднекристаллические, преимущественно реликтово-гидроидные и строматопорово-коралловые (баундстоуны), с обильным межскелетным обломочным заполнением, участками и прослоями до перехода в обломочные (грейн- и рудстоуны), массивные, кавернозно-пористые, стилолитизированные. Внутрикаркасные полости выполнены темно-серым микритовым доломитом и геопетальным осадком. Скелеты породообразующих организмов сильно перекристаллизованы или замещены и не поддаются точной таксономической диагностике. Пустотное пространство в доломитах сложное, представлено порами, кавернами и трещинами (рис. 7). Поры межзерновые и межкристаллические. Ширина каверн по выщелоченным зернам и скелетам изменяется от 1–3 мм до 15–25 мм. Встречаются щелевидные каверны, развитые по амплитудным стилолитовым швам. Соотношения стабильных изотопов кислорода и углерода в доломитах данного интервала варьируют незначительно:  $\delta^{18}\text{O}$  составляет от -3,8 до -2,46 ‰ V-PDB,  $\delta^{13}\text{C}$  составляет от 0,7 до 1,33 ‰ V-PDB. Характерной особенностью образцов является присутствие мелких кристаллов барита, частично заполняющих межкристаллические поры. Последовательность постседиментационных изменений пород исследованного интервала показана на рис. 8. Наиболее ранним вторичным изменением в исследованных породах является доломитизация (D1). Образование трещин и стилолитовых швов происходит после доломитизации. Битумные пленки описаны в породах данного интервала



**Рис. 7.** Вторичные доломитовые коллекторы рифогенетического резервуара (в интервале между отражающими горизонтами VII\_bot и VIIa). А, Б — доломитовый коллектор, в проходящем свете, В, Г — то же, при КЛ-свечении; Д — 3D модель керна, полученная по результатам микротомографической съемки (темно-зеленое — пустотное пространство, желтое — барит); Е — вторичный доломит, фотография получена на растровом электронном микроскопе (поры черные, доломит серый, кристаллы барита белые). Dol — вторичный доломит, Por — незаполненные поры. Белой стрелкой показан реликт фрагмента скелета. Составлено авторами

**Fig. 7.** Secondary dolomite reservoirs of the reef deposits, seismostratigraphic unit between RH VII\_bot and VIIa. A, B — dolomite reservoir, plane polarized light, B, Г — the same, in CL; Д — 3D model of the core (pores are green, barite is yellow); Е — dolomite reservoir in SEM (pores are black, dolomite is grey, barite is white). Dol — secondary dolomite, Por — pores, white arrow points at shell relict. Prepared by the authors



**Рис. 8.** Парагенетическая диаграмма для карбонатных пород силурийско-нижнедевонского рифового комплекса (нижняя часть сейсмостратиграфического комплекса между отражающими горизонтами VII\_bot и VIIa). Условные обозначения на рис. 2. Составлено авторами

**Fig. 8.** Paragenetic sequence of the Silurian to Lower Devonian reef deposits, seismostratigraphic unit between RH VII\_bot and VIIa. For the legend see Fig. 2. Prepared by the authors

из межкристаллических пустот, из стилолитовых шовов и из трещин. Это означает, что формирование битумных пленок происходило после доломитизации (D1); органическое вещество внутри стилолитовых шовов могло накапливаться при прохождении флюидов по ним (то есть после их формирования), либо при частичном растворении доломита и концентрации нерастворимого органического вещества внутри шва.

## ОБСУЖДЕНИЕ МОДЕЛЕЙ ФОРМИРОВАНИЯ ВТОРИЧНЫХ ДОЛОМИТОВ И ПРОГНОЗ ПЛОЩАДНОГО РАСПРОСТРАНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ

Вопросы формирования вторичных доломитов примерно с серединой XX века являются острой дискуссионными, что в значительной степени связано с неопределенностью термобарометрических и химических

параметров среды кристаллизации доломитов, а также невозможностью в лабораторных условиях при низких температурах вырастить этот минерал [7, 8 и др.]. Интерпретация механизмов образования вторичных доломитов в значительной степени основана на наблюдаемой форме доломитовых тел, анализе последовательности вторичных изменений карбонатных секвенций и соотношений стабильных изотопов кислорода и углерода [9–13 и др.]. При этом учитывается, что углерод при формировании карбонатных минералов может быть либо неорганического происхождения (растворенный неорганический углерод — dissolved inorganic carbon, DIC), тогда в карбонатах будут значения  $\delta^{13}\text{C}$ , близкие к 0, либо органического (например, извлекаться при разложении мягких тел организмов, либо при окислении нефти или метана), тогда значения  $\delta^{13}\text{C}$  будут ниже  $-15\text{\textperthousand}$  V-PDB (референсные значения см. [14]). При формировании карбонатный минерал наследует также изотопный состав кислорода материнского флюида: при кристаллизации из морской воды  $\delta^{18}\text{O}$  в карбонатах оказывается близким к 0, а карбонаты, сформировавшиеся из высокотемпературных бассейновых флюидов, характеризуются значениями  $\delta^{18}\text{O}$  около  $-10\text{\textperthousand}$  V-PDB и ниже.

Результаты исследований вторичных доломитов силура-девона скважины на Лескинском ЛУ показали, что соотношения стабильных изотопов кислорода и углерода формируют три области (рис. 9): одна область со слабоотрицательными значениями  $\delta^{18}\text{O}$  и слабоположительными значениями  $\delta^{13}\text{C}$  (поле III) и две области со слабоотрицательными значениями  $\delta^{13}\text{C}$  и  $\delta^{18}\text{O}$  в доломитах верхнего девона (поле IIa) и эмского яруса

нижнего девона (поле IIb); кроме того, от этих областей отстоят пробы из доломитизированных известняков верхнего девона и доломитового выполнения тектонических трещин (рис. 9; поля I и IV соответственно).

Верхнедевонские известняки (в разной степени доломитизированные) и доломиты встречаются на двух уровнях, при этом уровень 1 характеризуется литоральными и мелководно-сублиторальными обстановками осадконакопления, а породы уровня 2 формировались в более глубоких частях сублиторали. В интервале уровня 1 практически все известняки в разной степени доломитизированные, а пластовые доломиты встречаются в небольшом интервале разреза (не более 10 % отобранных керна), связанных со строматолитовыми байндстоунами. Из этого уровня значения  $\delta^{18}\text{O}$  и  $\delta^{13}\text{C}$  получены для известняков и доломитизированных известняков. Значения  $\delta^{18}\text{O}$  (от  $-4,38$  до  $-5,12\text{\textperthousand}$  V-PDB) в известняках свидетельствуют в пользу значительных диагенетических преобразований, в ходе которых происходило фракционирование изотопов кислорода в сторону отрицательных значений (поле I на рис. 9), и петрографические характеристики породы это подтверждают. Известняки, присутствующие в этом интервале разреза, претерпели несколько этапов цементации — на этапе погружения были заполнены межзерновые пустоты, а трещины, образовавшиеся на этапе воздымания, были заполнены карбонатными и некарбонатными минералами. Таким образом, известняки полностью потеряли и первичную, и вторичную пористость. Другие изотопные характеристики у доломитизированных известняков уровня 1,  $\delta^{18}\text{O}$  и  $\delta^{13}\text{C}$ , близки к 0, то есть на их изотопные

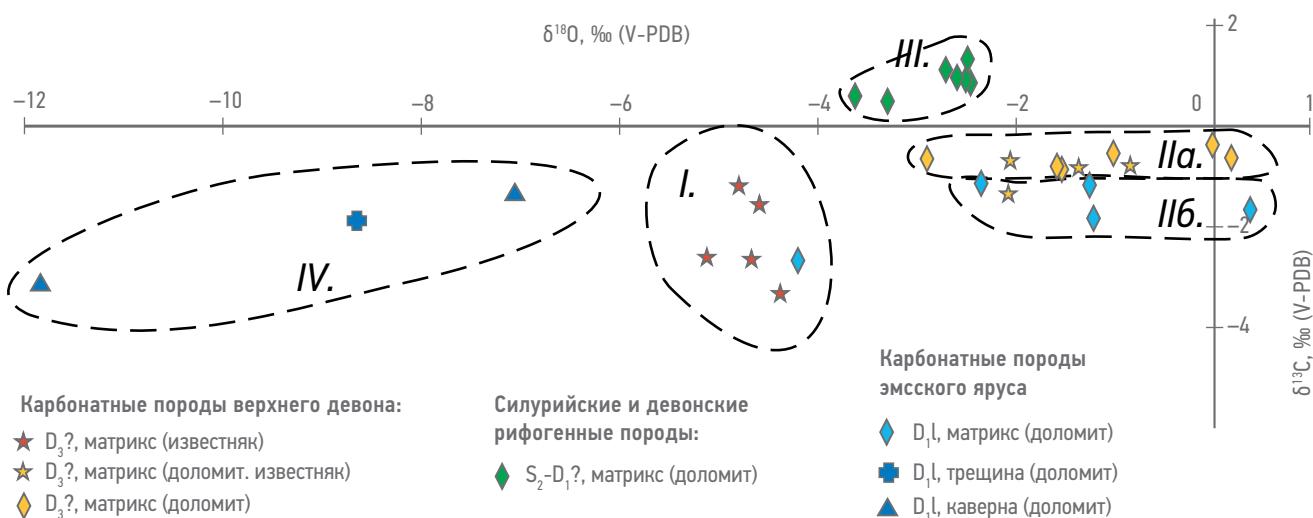


Рис. 9 Соотношения стабильных изотопов кислорода и углерода в исследованных породах силура-девона. Составлено авторами  
Fig. 9. Ratios of the oxygen and carbon stable isotopes for the studied samples of Silurian — Devonian strata. Prepared by the authors

характеристики в большей степени влияла морская вода, а более поздние диагенетические преобразования не смешали изотопные характеристики и в столь значительной степени не влияли на облик пород.

## В РЕЗУЛЬТАТЕ ДОЛОМИТИЗАЦИИ РИФОВ СФОРМИРОВАНЫ ВЫСОКОКАЧЕСТВЕННЫЕ ВТОРИЧНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ, ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ. ИСТОЧНИКОМ МАГНИЯ В ЭТОМ ПРОЦЕССЕ ЯВЛЯЛСЯ МОРСКАЯ ВОДА, А НЕ ГИДРОТЕРМАЛЬНЫЕ ФЛЮИДЫ.

Верхнедевонские вторичные доломиты, образовавшиеся по известнякам относительно глубокой сублиторали, описаны с уровнем 2. Доломиты в этом интервале разреза полностью замещают первичные слоистые известняки. Соотношения стабильных изотопов кислорода и углерода близки к 0, то есть кислород извлекался из морской воды, а углерод — из DIC. Таким образом, доломитизация, повлекшая образование межкристаллических пор, происходила на этапе умеренного погружения (обычно первые десятки или сотни метров) при взаимодействии исходных известняков с морскими водами; однако впоследствии (при воздымании территории) емкостное пространство было увеличено при формировании трещин и каверн.

Эмсские пластовые доломиты (уровень 3) характеризуются соотношениями стабильных изотопов кислорода и углерода также близкими к 0 (рис. 9, поле IIб), то есть морская вода является наиболее вероятным источником магния для формирования тел вторичных доломитов. Стоит отметить, что сравнение изотопных соотношений для пластовых доломитов и трещинных разностей (рис. 9, поле IV) показывает заметное изотопное фракционирование в ходе высокотемпературных процессов (от 110 до 180 °C, основываясь на температуре гомогенизации двухфазных включений) в ходе формирования трещинных и каверновых доломитов (на 4% V-PDB и более), таким образом, изученные пластовые доломиты (как эмского, так и верхнедевонского возраста) не могут иметь гидротермальную природу. Для эмских вторичных доломитов было отмечено, что поровое пространство было сформировано как во время доломитизации, так и при процессах воздымания, когда формировались системы трещин и каверн; эти системы были лишь частично заполнены высокотемпературными карбонатными и некарбонатными минералами.

Обособленное поле формируют вторичные доломиты силурийско-нижнедевонской рифовой постройки (рис. 9, поле III): они имеют положительные значения  $\delta^{13}\text{C}$  (0,7 — 1,33 ‰ V-PDB) и слабоотрицательные значения  $\delta^{18}\text{O}$  (от -3,38 до -2,5 ‰ V-PDB). Это поле очень близко по значениям к  $\delta^{13}\text{C}$  и  $\delta^{18}\text{O}$ , извлекаемым из морской воды, при этом положительные значения  $\delta^{13}\text{C}$  чаще свидетельствуют о повышенной солености доломитизирующих растворов [15–17]. Концепцию доломитизации рифовых тел (модель просачивания и оттока рассолов — seepage reflux) предложили несколько авторов [18]. Согласно этой модели, в зариевой лагуне при интенсивном испарении могут формироваться растворы с высоким соотношением Mg/Ca, которые под действием градиента концентраций просачиваются в высокопроницаемые породы рифа. При этом исходный кальцит (или арагонит) замещается доломитом. Л.А. Мелим и П.А. Шолле [16] показали, что данная модель может быть применена к доломитизации рифовых известняков даже при отсутствии в разрезе типичных отложений сечь, включающих ангидритовые или гипсовые слои.

Таким образом, обобщение данных различных исследований показало, что для всех четырех изученных интервалов источником магния при доломитизации являлась морская вода, а не гидротермальные флюиды, игравшие подчиненную роль лишь на этапе воздымания. Степень доломитизации определяется исходными характеристиками породы (минералогия, проницаемость), особенностями доломитизирующего флюида (концентрацией магния, температурой) и палеогеографическими характеристиками карбонатной платформы (гидродинамика, температурный градиент) [19]. По данным предыдущих исследователей [например, 16, 20, 21 и др.], тела, формируемые гидротермальными доломитами, секут границы отдельных слоев, в то время как пластовые доломиты являются более протяженными [22], хотя в пределах одной фации и пласта вторичные доломиты могут переходить в неизмененные известняки [23, 24]. В то же время для рифовых тел, учитывая их более компактные размеры, исследователи [например, 23, 25] показывают, что рифовые тела доломитизируются на цело или практически на цело. Проведенные исследования показывают, что генезис изученных вторичных доломитов свидетельствует об их значительном площадном распространении, что вместе с их высокими фильтрационно-емкостными свойствами показывает важность их рассмотрения как высококачественных коллекторов изучаемого региона.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В результате изучения вторичных доломитовых коллекторов палеозоя по керну первой поисковой скважины на Лескинском участке получены следующие результаты.

1. Выявлен ряд постседиментационных изменений, включающих кальцитовую цементацию, доломитизацию, выщелачивание, формирование стилолитовых швов, трещинообразование и заполнение трещин кварцем, кальцитом и доломитом.
2. Постседиментационные изменения про текали на протяжении нескольких стадий диагенеза (от морского до глубокого погребенного диагенеза и воздымания) на разных этапах геологической эволюции региона.
3. В целом замещение известняков доломитами является важной предпосылкой для формирования пустотного пространства коллекторов палеозойских отложений в регионе исследований. Кроме этого, к увеличению пористости приводили также

процессы трещино- и кавернообразования, связанные с процессами воздымания.

4. Вторичные доломитовые коллекторы расположены наиболее неоднородно в верхней части девонского комплекса. Ниже, в силурийских и нижнедевонских отложениях, выдержаные вторичные доломиты распространяются в значительных интервалах разреза.
5. Наиболее вероятной моделью формирования доломитов в силурийско-нижнедевонских рифовых породах является модель просачивания и оттока рассолов (seepage reflux). Этот вывод является важным для дальнейших работ, т.к. рифовые комплексы, одновозрастные изученному, также будут содержать значительные толщины вторичных доломитовых коллекторов.
6. Формирование доломитовых коллекторов в эмсских и верхнедевонских отложениях также обусловлено региональными особенностями диагенеза. Следовательно, эти интервалы при проведении работ являются потенциально продуктивными объектами.

## **Список литературы**

1. Ahr W.M. Geology of carbonate reservoirs: the identification, description and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks. Hoboken, New Jersey: Wiley, 2008. — 277 p. <https://doi.org/10.1002/9780470370650>
2. Burchette T.P. Carbonate rocks and petroleum reservoirs: a geological perspective from the industry // Advances in Carbonate Exploration and Reservoir Analysis (Eds. — Garland J., Neilson J.E., Laubach S.E., Whidden K.J.). London: Geological Society, Special Publications, 2012. — V. 370. — P. 17–38. <https://doi.org/10.1144/SP370.14>
3. Tiab D., Donaldson E.C. Porosity and permeability // Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. Elsevier, 2016. — 67–186 pp. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-803188-9.00003-6>
4. Клецов К.А., Шеин В.С. Нефтяные и газовые месторождения России: Справочник в двух книгах. Книга вторая — азиатская часть России. М.: ВНИГНИ, 2010. — 720 с.
5. Вилесов А.П., Ершова В.Б., Соловьева А.Д. Литологическая и седиментологическая характеристика разреза палеозойского комплекса Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района (по данным бурения) // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2022. — № 4 (в печати).
6. Гатовский Ю.А., Вилесов А.П. Биостратиграфическая характеристика осадочных комплексов палеозоя Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района по данным бурения // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2022. — № 4 (в печати).
7. Land L.S. Failure to precipitate dolomite at 25°C from dilute solution despite 1000-fold oversaturation after 32 years // Aquatic Geochemistry. — 1998. — V. 4. — P. 361–368. <https://doi.org/10.1023/A:1009688315854>
8. Machel H.G. Concepts and models of dolomitization: a critical reappraisal // The Geometry and Petrogenesis of Dolomite Hydrocarbon Reservoirs. London: Geological Society, Special Publications, 2007. — V. 235. — P. 7–63. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2004.235.01.02>
9. Tucker M.E., Wright V.P. Carbonate Sedimentology. Oxford: Blackwell Scientific Publications, 1990. — 482 p.
10. Warren J. Dolomite: Occurrence, evolution and economically important associations // Earth-Sci. Rev. — 2000. — V. 52. — P. 1–81. [https://doi.org/10.1016/S0012-8252\(00\)0022-2](https://doi.org/10.1016/S0012-8252(00)0022-2)
11. Al-Aasm I.S., Ghazban F., Ranjbaran M. Dolomitization and related fluid evolution in the Oligocene-Miocene Asmari formation, Gachsaran area, SW Iran: petrographic and isotopic evidence // J. Petroleum Geology. — 2009. — V. 32. — P. 287–304. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2009.00449.x>
12. Bernoulli D., Gasperini L., Bonatti E., Stille P. Dolomite Formation in Pelagic Limestone and Diatomite, Romanche Fracture Zone, Equatorial Atlantic // J. Sediment. Res. — 2004. — V. 74. — P. 924–932. <https://doi.org/10.1306/040404740924>
13. Fu Q., Qing H., Bergman K.M. Dolomitization of the Middle Devonian Winnipegosis carbonates in south-central Saskatchewan, Canada // Sedimentology. — 2006. — V. 53. — P. 825–848. <https://doi.org/10.1111/j.1365-3091.2006.00794.x>
14. Campbell K.A. Hydrocarbon seep and hydrothermal vent paleoenvironments and paleontology: Past developments and future research directions // Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology. — 2006. — 232. — P. 362–407. <https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2005.06.018>
15. Saller A.H. Petrologic and geochemical constraints on the origin of subsurface dolomite, Enewetak Atoll: An example of dolomitization by normal seawater // Geology. — 1984. — V. 12. — P. 217. [https://doi.org/10.1130/0091-7613\(1984\)12<217:PAGCOT>2.0.CO;2](https://doi.org/10.1130/0091-7613(1984)12<217:PAGCOT>2.0.CO;2)
16. Melim L.A., Scholle P.A. Dolomitization of the Capitan Formation forereef facies (Permian, west Texas and New Mexico): seepage reflux revisited // Sedimentology. — 2002. — V. 49. — P. 1207–1227. <https://doi.org/10.1046/j.1365-3091.2002.00492.x>
17. Makhlofi Y., Samankassou E. Geochemical constrains on dolomitization pathways of the Upper Jurassic carbonate rocks in the Geneva Basin (Switzerland and France) // Swiss J. Geosci. — 2019. — 112. — P. 579–596. <https://doi.org/10.1007/s00015-019-00350-5>
18. Flügel E. Microfacies of carbonate rocks: analysis, interpretation and application. Berlin: Springer, 2004. — 984 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-03796-2>

- 19.** Caspary E., Rudkiewicz J.-L., Eberli G.P., Brosse E., Renard M. Massive dolomitization of a Messinian reef in the Great Bahama Bank: a numerical modelling evaluation of Kohout geothermal convection // *Geofluids*. — 2004. — V. 4. — P. 40–60. <https://doi.org/10.1111/j.1468-8123.2004.00071.x>
- 20.** Nader F.H., Swennen R., Ellam R.M. Field geometry, petrography and geochemistry of a dolomitization front (Late Jurassic, central Lebanon) // *Sedimentology*. — 2007. — V. 54. — P. 1093–1120. <https://doi.org/10.1111/j.1365-3091.2007.00874.x>
- 21.** Koeshidayatullah A., Corlett H., Stacey J., Swart P.K., Boyce A., Robertson H., Whitaker F., Hollis C. Evaluating new fault-controlled hydrothermal dolomitization models: Insights from the Cambrian Dolomite, Western Canadian Sedimentary Basin // *Sedimentology*. — 2020. — V. 67. — P. 2945–2973. <https://doi.org/10.1111/sed.12729>
- 22.** Qing H., Bosence D.W.J., Rose E.P.F. Dolomitization by penesaline sea water in Early Jurassic peritidal platform carbonates, Gibraltar, western Mediterranean // *Sedimentology*. — 2001. — V. 48. — P. 153–163. <https://doi.org/10.1046/j.1365-3091.2001.00361.x>
- 23.** Li K., Cai C., Tan X., Jiang H., Fan J. Massive dolomitization driven by MgSO<sub>4</sub>-rich seawater and its effects on thermochemical sulfate reduction, Upper Permian Changxing Formation, northeastern Sichuan, China // *Energy Explor. Exploit.* — 2022. — V. 40. — P. 1315–1343. <https://doi.org/10.1177/01445987221083758>
- 24.** Sena C.M., John C.M., Jourdan A.-L., Vandeginste V., Manning C. Dolomitization of Lower Cretaceous peritidal carbonates by modified seawater: constraints from clumped isotopic paleothermometry, elemental chemistry, and Strontium isotopes // *J. Sediment. Res.* — 2014. — V. 84. — P. 552–566. <https://doi.org/10.2110/jsr.2014.45>
- 25.** Hein J.R., Gray S.C., Richmond B.M., White L.D. Dolomitization of Quaternary reef limestone, Aitutaki, Cook Islands // *Sedimentology*. — 1992. — V. 39. — P. 645–661. <https://doi.org/10.1111/j.1365-3091.1992.tb02142.x>
- References**
- 1.** Ahn W.M. *Geology of carbonate reservoirs: the identification, description and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks*. Hoboken, New Jersey: Wiley. 2008. 277 p. <https://doi.org/10.1002/9780470370650>
  - 2.** Burchette T.P. Carbonate rocks and petroleum reservoirs: a geological perspective from the industry. In: *Advances in Carbonate Exploration and Reservoir Analysis* (Eds. — Garland J., Neilson J.E., Laubach S.E., Whidden K.J.). London: Geological Society, Special Publications. 2012, v. 370, pp. 17–38. <https://doi.org/10.1144/SP370.14>
  - 3.** Tiab D., Donaldson E.C. *Porosity and permeability*. In: *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. Elsevier. 2016, pp. 67–186. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-803188-9.00003-6>
  - 4.** Kleshchev K.A., Shein V.S. *Oil and Gas Fields of Russia. Reference guide in two books. The second book. Asian part of Russia*. Moscow. 2010. 720 p. (In Russ.)
  - 5.** Vilesov A.P., Ershova V.B., Solovyeva A.D. Lithological and sedimentological characteristics of the Paleozoic of the West Taimyr potential oil and gas bearing area (according to drilling data). *PRONEFT. Professionally about oil*. 2022, no. 4. (In press). (In Russ.)
  - 6.** Gatovsky Yu.A., Vilesov A.P. Biostratigraphic characteristics of Paleozoic sedimentary series of the West Taimyr potential oil and gas bearing area according to drilling data. *PRONEFT. Professionally about oil*. 2022, no. 4. (In press). (In Russ.)
  - 7.** Land L.S. Failure to precipitate dolomite at 25°C from dilute solution despite 1000-fold oversaturation after 32 years. *Aquatic Geochemistry*. 1998, v. 4, pp. 361–368. <https://doi.org/10.1023/A:1009688315854>
  - 8.** Machel H.G. Concepts and models of dolomitization: a critical reappraisal. In: *The Geometry and Petrogenesis of Dolomite Hydrocarbon Reservoirs*. London: Geological Society, Special Publications. 2007, v. 235, pp. 7–63. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP2004.235.01.02>
  - 9.** Tucker M.E., Wright V.P. *Carbonate Sedimentology*. Oxford: Blackwell Scientific Publications. 1990, 482 p.
  - 10.** Warren J. Dolomite: Occurrence, evolution and economically important associations. *Earth-Sci. Rev.* 2000, v. 52, pp. 1–81. [https://doi.org/10.1016/S0012-8252\(00\)00022-2](https://doi.org/10.1016/S0012-8252(00)00022-2)
  - 11.** Al-Aasm I.S., Ghazban F., Ranjbaran M. Dolomitization and related fluid evolution in the Oligocene-Miocene Asmari formation, Gachsaran area, SW Iran: petrographic and isotopic evidence. *J. Petroleum Geology*. 2009, v. 32, pp. 287–304. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2009.00449.x>
  - 12.** Bernoulli D., Gasperini L., Bonatti E., Stille P. Dolomite Formation in Pelagic Limestone and Diatomite, Romanche Fracture Zone, Equatorial Atlantic. *J. Sediment. Res.* 2004, v. 74, pp. 924–932. <https://doi.org/10.1306/040404740924>
  - 13.** Fu Q., Qing H., Bergman K.M. Dolomitization of the Middle Devonian Winnipegosis carbonates in south-central Saskatchewan, Canada. *Sedimentology*. 2006, v. 53, pp. 825–848. <https://doi.org/10.1111/j.1365-3091.2006.00794.x>
  - 14.** Campbell K.A. Hydrocarbon seep and hydrothermal vent paleoenvironments and paleontology: Past developments and future research directions. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*. 2006, v. 232, pp. 362–407. <https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2005.06.018>
  - 15.** Saller A.H. Petrologic and geochemical constraints on the origin of subsurface dolomite, Enewetak Atoll: An example of dolomitization by normal seawater. *Geology*. 1984, v. 12, pp. 217. [https://doi.org/10.1130/0091-7613\(1984\)12<217:PAGCOT>2.0.CO;2](https://doi.org/10.1130/0091-7613(1984)12<217:PAGCOT>2.0.CO;2)
  - 16.** Melim L.A., Scholle P.A. Dolomitization of the Capitan Formation forereef facies (Permian, west Texas and New Mexico): seepage reflux revisited. *Sedimentology*. 2002, v. 49, pp. 1207–1227. <https://doi.org/10.1046/j.1365-3091.2002.00492.x>
  - 17.** Makhlofi Y., Samankassou E. Geochemical constraints on dolomitization pathways of the Upper Jurassic carbonate rocks in the Geneva Basin (Switzerland and France). *Swiss J. Geosci.* 2019, v. 112, pp. 579–596. <https://doi.org/10.1007/s00015-019-00350-5>
  - 18.** Flügel E. *Microfacies of carbonate rocks: analysis, interpretation and application*. Berlin: Springer. 2004, 984 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-03796-2>
  - 19.** Caspary E., Rudkiewicz J.-L., Eberli G.P., Brosse E., Renard M. Massive dolomitization of a Messinian reef in the Great Bahama Bank: a numerical modelling evaluation of Kohout geothermal convection. *Geofluids*. 2004, v. 4, pp. 40–60. <https://doi.org/10.1111/j.1468-8123.2004.00071.x>
  - 20.** Nader F.H., Swennen R., Ellam R.M. Field geometry, petrography and geochemistry of a dolomitization front (Late Jurassic, central Lebanon). *Sedimentology*. 2007, v. 54, pp. 1093–1120. <https://doi.org/10.1111/j.1365-3091.2007.00874.x>
  - 21.** Koeshidayatullah A., Corlett H., Stacey J., Swart P.K., Boyce A., Robertson H., Whitaker F., Hollis C. Evaluating new fault-controlled hydrothermal dolomitization models: Insights from the Cambrian Dolomite, Western Canadian Sedimentary Basin. *Sedimentology*. 2020, v. 67, pp. 2945–2973. <https://doi.org/10.1111/sed.12729>
  - 22.** Qing H., Bosence D.W.J., Rose E.P.F. Dolomitization by penesaline sea water in Early Jurassic peritidal platform carbonates, Gibraltar, western Mediterranean. *Sedimentology*. 2001, v. 48, pp. 153–163. <https://doi.org/10.1046/j.1365-3091.2001.00361.x>
  - 23.** Li K., Cai C., Tan X., Jiang H., Fan J. Massive dolomitization driven by MgSO<sub>4</sub>-rich seawater and its effects on thermochemical sulfate reduction, Upper Permian Changxing Formation, northeastern Sichuan, China. *Energy Explor. Exploit.* 2022, v. 40, pp. 1315–1343. <https://doi.org/10.1177/01445987221083758>
  - 24.** Sena C.M., John C.M., Jourdan A.-L., Vandeginste V., Manning C. Dolomitization of Lower Cretaceous peritidal carbonates by modified seawater: constraints from clumped isotopic paleothermometry, elemental chemistry, and Strontium isotopes. *J. Sediment. Res.* 2014, v. 84, pp. 552–566. <https://doi.org/10.2110/jsr.2014.45>
  - 25.** Hein J.R., Gray S.C., Richmond B.M., White L.D. Dolomitization of Quaternary reef limestone, Aitutaki, Cook Islands. *Sedimentology*. 1992, v. 39, pp. 645–661. <https://doi.org/10.1111/j.1365-3091.1992.tb02142.x>

## **ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS**

**В.Б. Ершова** — подготовила текст разделов статьи, отредактировала публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**К.Ю. Васильева** — составила черновой вариант статьи, подготовила иллюстрации и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**А.П. Вилесов** — разработал общую концепцию статьи, подготовил текст разделов статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**К.Ю. Михайлова** — проводила лабораторные исследования, подготовила иллюстрации и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**О.С. Верещагин** — проводил лабораторные исследования, подготовил иллюстрации, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Viktoria B. Ershova** — prepared sections of the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Ksenia Yu. Vasileva** — prepared the manuscript draft and illustrations, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work

**Aleksandr P. Vilesov** — developed the article general concept, prepared sections of the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Kseniya Yu. Mikhailova** — performed laboratory studies, prepared figures and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Oleg S. Vereshchagin** — conducted studies, prepared figures, taking responsibility for all laboratory aspects of work

## **СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS**

**Виктория Бертовна Ершова** — кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Санкт-Петербургский государственный университет 199155, Россия, г. Санкт-Петербург, пер. Декабристов, д. 16а  
e-mail: v.ershova@spbu.ru  
SPIN-код: 1475-0720  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9661-1708>  
Scopus ID: 15519189300

**Viktoria B. Ershova** — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Associate Professor, Saint Petersburg State University 16A Dekabristov lane, 199155, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: v.ershova@spbu.ru  
SPIN-code: 1475-0720  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9661-1708>  
Scopus ID: 15519189300

**Ксения Юрьевна Васильева** — кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Санкт-Петербургский государственный университет 199155, Россия, г. Санкт-Петербург, пер. Декабристов, д. 16а  
e-mail: k.vasilyeva@spbu.ru  
SPIN-код: 1139-0472  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7766-5674>  
Scopus ID: 5719 3951587

**Ksenia Yu. Vasileva** — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Associate Professor, Saint Petersburg State University 16A, Dekabristov lane, 199155, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: k.vasilyeva@spbu.ru  
SPIN-code: 1139-0472  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7766-5674>  
Scopus ID: 5719 3951587

**Александр Петрович Вилесов\*** — кандидат геолого-минералогических наук, эксперт по седиментологии карбонатных резервуаров, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д  
e-mail: Vilesov.AP@gazpromneft-ntc.ru  
SPIN-код: 7589-6500  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5515-4558>  
Scopus ID: 57198131907

**Aleksandr P. Vilesov\*** — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Expert on the sedimentology of carbonate reservoirs, Gazpromneft STC LLC 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Vilesov.AP@gazpromneft-ntc.ru  
SPIN-code: 7589-6500  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5515-4558>  
Scopus ID: 57198131907

**Ксения Юрьевна Михайлова** — инженер-исследователь, Санкт-Петербургский государственный университет 199155, Россия, г. Санкт-Петербург, пер. Декабристов, д. 16а  
e-mail: mikhalova.ky@gmail.com  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5854-4332>  
Scopus ID: 57222199058

**Олег Сергеевич Верещагин** — кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Санкт-Петербургский государственный университет 199155, Россия, г. Санкт-Петербург, пер. Декабристов, д. 16а  
e-mail: overeshchagin@spbu.ru  
SPIN-код: 1030-0437  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4811-2269>  
Scopus ID: 54953306700

**Kseniya Yu. Mikhailova** — Researcher, Saint Petersburg State University 16A, Dekabristov lane, 199155, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: mikhalova.ky@gmail.com  
SPIN-code: 8652-6046  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5854-4332>  
Scopus ID: 57222199058

**Oleg S. Vereshchagin** — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Associate Professor, Saint Petersburg State University 16A, Dekabristov lane, 199155, Saint Petersburg, Russia  
e-mail: o.vereshchagin@spbu.ru  
SPIN-code: 1030-0437  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4811-2269>  
Scopus ID: 54953306700

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

# ТЕКТОНИЧЕСКАЯ ИСТОРИЯ ЗОНЫ СОЧЛЕНЕНИЯ ТАЙМЫРСКОГО СКЛАДЧАТО-НАДВИГОВОГО ПОЯСА И СТРУКТУР ГЫДАНСКОГО ПОЛУОСТРОВА

© Коллектив авторов,  
2022



**К.А. Перетолчин<sup>1,\*</sup>, В.Б. Ершова<sup>2,3</sup>, А.К. Худолей<sup>2</sup>, С.П. Нилов<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

<sup>2</sup>Санкт-Петербургский государственный университет, РФ, Санкт-Петербург

<sup>3</sup>Геологический институт Российской академии наук, РФ, Москва

**Электронный адрес:** Peretolchin.KA@gazpromneft-ntc.ru

**Введение.** Гыданский полуостров расположен в зоне сочленения трех крупных регионов — Западно-Сибирской плиты, Енисей-Хатангского прогиба и Таймырского орогена, что определяет многостадийность тектонического развития и многообразие структурных стилей региона.

**Целью** настоящей статьи является актуализация имеющихся представлений о тектоническом развитии исследуемого региона на основе новых данных, полученных при изучении разреза скважины на Лескинском лицензионном участке.

**Материалы и методы.** В основу проведенного исследования были положены данные 2D-сейсморазведки и детального изучения керна скважины.

**Результаты.** На основе комплексной интерпретации данных установлены основные этапы тектонической эволюции региона. Поздний протерозой-ранний карбон — пассивная окраина Сибирского континента; поздний карбон-ранняя пермь — герцинский тектоногенез, формирование складчато-надвиговых структур на западе и передового прогиба на востоке; раннекиммерийское тектоническое событие — реактивация позднепалеозойских структур, вздымание и значительная эрозия палеозой-раннемезозойских отложений.

**Заключение.** Результаты изучения разреза скважины на Лескинском лицензионном участке позволили уточнить имеющиеся представления о стратиграфии осадочного чехла северо-востока Гыданского полуострова и сейсмостратиграфическую модель Западно-Таймырского потенциально-нефтегазоносного района. На основе обобщения опубликованных и новых данных предложена актуализированная модель геологического развития региона.

**Ключевые слова:** Гыданский полуостров, Западный Таймыр, Енисейский залив, тектоника, геодинамика

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Для цитирования:** Перетолчин К.А., Ершова В.Б., Худолей А.К., Нилов С.П. Тектоническая история зоны сочленения Таймырского складчато-надвигового пояса и структур Гыданского полуострова. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(4):83–93. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-4-83-93>

Статья поступила в редакцию 15.07.2022

Принята к публикации 16.09.2022

Опубликована 29.12.2022

TECTONIC HISTORY OF THE JUNCTION ZONE OF THE TAIMYR FOLD-THRUST BELT  
AND THE STRUCTURES OF THE GYDAN PENINSULA

**Kirill A. Peretolchin<sup>1,\*</sup>, Victoria B. Ershova<sup>2,3</sup>, Andrei K. Khudoley<sup>2</sup>, Sergei P. Nilov<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Gazprom-neft STC LLC, RF, Saint Petersburg

<sup>2</sup>Saint Petersburg State University, RF, Saint Petersburg

<sup>3</sup>Geological Institute of the Russian Academy of Sciences, RF, Moscow

**E-mail:** Peretolchin.KA@gazpromneft-ntc.ru

**Introduction.** The Gydan Peninsula is located in the junction zone of three large regions — the West Siberian plate, the Enisey-Khatanga trough and the Taimyr orogen which determines the multi-stage tectonic development and the diversity of structural styles in the region.

**The purpose** of this paper is to update the existing ideas on the tectonic development of the studied region based on the new data obtained from the study of well on Leskinsky license area.

**Materials and methods.** The study was based on 2D seismic data and a detailed study of the well core.

**Results.** Based on a comprehensive interpretation of the data, the main stages of the tectonic evolution of the region have been established: Late Proterozoic-Early Carboniferous — passive margin of the Siberian continent; Late Carboniferous-Early Permian — Hercynian orogeny with fold-thrust belt development in the west and foredeep in the east; Early Cimmerian tectonic event — reactivation of Late Paleozoic structures, uplift and significant erosion of Paleozoic-Early Mesozoic deposits.

**Conclusion.** The results of the study of the well section on Leskinsky license area clarifies the age of the sedimentary cover of the northeast Gydan Peninsula and the seismostratigraphic model of the West Taimyr

potential oil and gas bearing area. Based on published and new data, an updated model of the geological development of the region has been proposed.

**Keywords:** Gydan Peninsula, West Taimyr, Enisey Bay, tectonics, geodynamics

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interest.

**For citation:** Peretolchin K.A., Ershova V.B., Khudoley A.K., Nilov S.P. Tectonic history of the junction zone of the Taimyr fold-thrust belt and the structures of the Gydan Peninsula. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(4):83–93. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-4-83-93>

Manuscript received 15.07.2022

Accepted 16.09.2022

Published 29.12.2022

## ВВЕДЕНИЕ

Западно-Сибирская плита как крупнейшая нефтегазовая провинция России является объектом многочисленных исследований с конца 40-х годов прошлого столетия. В настоящее время одной из важнейших задач по приросту ресурсной базы России является изучение ее северных, значительно менее исследованных регионов, включая зону сочленения Западно-Сибирской плиты, Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП) и Таймырского орогена. Эти регионы претерпевали различные тектонические перестройки в палеозое и мезозое, которые привели к формированию структурного стиля исследуемого региона. ЕХРП — крупный осадочный бассейн, геологическая эволюция которого до сих пор является предметом дискуссий [1–4]. Во многом это определяется слабой изученностью бурением региона и редкой сетью сейсмопрофилей. В зоне сочленения ЕХРП с Западно-Сибирским осадочным бассейном глубоких скважин, вскрывших палеозойские отложения, до настоящего времени пробурено не было, при этом на основе интерпретации данных сейсморазведки предполагается наличие мощного осадочного чехла палеозойского возраста как в основании ЕХРП, так и на Гыданском полуострове [1, 4, 5]. Скважина, пробуренная на северо-востоке Гыданского полуострова, вскрыла осадочные породы раннего палеозоя — мезозоя [6]. Полученные новые сведения позволяют провести стратиграфическую привязку сейсмического каркаса и уточнить особенности геологического строения и тектонического развития Западно-Таймырского потенциально-нефтегазоносного района.

Цель настоящей статьи — актуализация имеющихся представлений о тектоническом развитии исследуемого региона на основе новых данных, полученных при изучении разреза скважины на Лескинском лицензионном участке (ЛУ).

## КРАТКИЙ ОБЗОР ТЕКТОНИЧЕСКОЙ ЭВОЛЮЦИИ ИССЛЕДУЕМОГО РЕГИОНА

В венде-раннем палеозое исследуемый район располагался на северо-западной окраине (современные координаты) Сибирского континента и представлял собой зоны перехода от широких эпиконтинентальных бассейнов, покрывавших Сибирский континент, к его пассивной окраине. Значительные тектонические события в исследуемом регионе были вызваны позднепалеозойской коллизией между палеоконтинентами Казахстан, Сибирь и Лаврессия при закрытии Уральского палеоокеана. В результате сформировался консолидированный фундамент Западной Сибири [19], произошли значительные орогенические события на севере Таймырского орогена [7–10].

Следующий важный этап в тектонической истории исследуемого региона — раннетриасовый трапповый магматизм [11, 12]. С ним связаны массивные излияния базальтов и накопление мощных комплексов вулканокластических отложений на севере Сибирской платформы и в пределах южной зоны Таймырского орогена [3, 13]. В центральной и южной зонах Таймырского орогена отмечены дайки и силлы основных магматических пород и широкое развитие ранне-среднетриасовых гранитоидных массивов [3, 13–17], интерпретируемых как кислые кумуляты триасового плюма [17]. Помимо интенсивного магматизма, сибирский плюм вызвал значительное растяжение земной коры, что привело к формированию рифтовой системы Западно-Сибирской плиты, что, вероятно, и привело к заложению ЕХРП [1].

НА ОСНОВЕ КОРРЕЛЯЦИИ ОТРАЖАЮЩИХ ГОРИЗОНТОВ УДАЛОСЬ УТОЧНИТЬ ВОЗРАСТ КРУПНОГО УГОЛОВОГО НЕСОГЛАСИЯ: УСТАНОВЛЕНО, ЧТО НА КАРБОНАТНЫХ ПОРОДАХ НИЖНЕГО КАРБОНА ЗАЛЕГАЮТ ТЕРИГЕННЫЕ ПОРОДЫ ПЕРМИ.

На рубеже триаса и юры произошло воздымание в пределах Таймырского орогена и формирование складчатых деформаций в южной зоне Таймыра с вовлечением палеозой-триасовых отложений [3, 13, 20]. Также значительное воздымание реконструировано на основе термохронологических данных в северной и южной зонах Таймыр-Североземельского орогена [20–21]. В целом раннекиммерийские деформации и воздымание охватывали широкие области к северу в пределах Северо-Сибирского порога, арх. Новой Земли и Пай-Хоя [22].

Согласно данным низкотемпературной термохронологии, Таймыр претерпел воздымание в 1–2 км в конце раннего мела [20]. В неокоме деформации сжатия привели к формированию антиклинальных поднятий на севере Западной Сибири [23]. Кайнозойские тектонические события слабее изучены в исследуемом регионе, хотя по материалам сейсмических съемок на севере Западной Сибири выявлены характерные для сдвиговых тектонических движений системы кулисообразных сбросов вдоль границ блоков фундамента [24–27]. Кайнозойские тектонические события обычно связывают со столкновением Евразийской плиты с Индостанской, а также с рифтогенезом и раскрытием Евразийского бассейна [23]. Также близкое по возрасту кайнозойское событие широко известно в Арктическом регионе как Эуриканская орогения [28]. Кайнозойская тектоника привела к региональному воздыманию северной части Западно-Сибирской плиты и Карско-Баренцевоморского региона [29].

## **УТОЧНЕНИЕ СЕЙСМОСТРАТИГРАФИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА СЕВЕРО-ВОСТОКА ГЫДАНСКОГО ПОЛУОСТРОВА НА ОСНОВЕ НОВЫХ ДАННЫХ ПО СКВАЖИНЕ НА ЛЕСКИНСКОМ ЛИЦЕНЗИОННОМ УЧАСТКЕ**

В скважине на Лескинском ЛУ вскрыт разрез нижнего палеозоя-мезозоя. Самые нижние горизонты, вскрытые скважиной, представлены карбонатными отложениями среднегородовикового отражающего горизонта (ОГ VII<sub>b</sub>). Выше залегают карбонатные отложения позднегородовикового (ОГ VII<sub>a</sub>\_bot), черные сланцы раннего силура (ОГ VII<sub>a</sub>), отложения окаймленной платформы позднего силура-раннего девона, терригенно-карбонатные отложения раннего девона (пражский и эмсский ярусы) и карбонатные отложения позднего девона-раннего карбона (ОГ VI<sub>a</sub>

и VI) [6]. Возраст карбонатных отложений, выходящих под предпермский размыв, установлен как раннекаменноугольный по комплексу палеонтологических остатков в шламе, аналогичному комплексам данного возраста в обнажениях Таймырского орогена. На карбонатах верхнего палеозоя со значительным стратиграфическим несогласием залегают терригенные отложения перми (установлено по изучению порово-пыльцевого комплекса по шламу), кровля которых маркируется ОГ IV. Они перекрыты мощным вулканогенным комплексом нижнего триаса, ограниченным сверху несогласной границей ОГ III, маркирующим предюрский размыв. Мел-кайнозойские терригенные отложения общей мощностью порядка 450 м завершают разрез изученной скважины. На **рис. 1** приведена сводная тectono-стратиграфическая схема исследуемого региона с учетом новых данных по скважине на Лескинском ЛУ и с указанием ОГ, использованных в сейсмическом каркасе.

В изученном районе на основе корреляции выделенных ОГ удалось установить особенности структуры и тектонических событий, уточнить возраст ранее выделенных [1, 4] двух крупных угловых несогласий. Первое угловое несогласие отмечается в основании пермских терригенных отложений. Оно хорошо проявлено на сейсмических профилях в акватории Енисейского залива (**рис. 2**). Это несогласие было по-разному датировано предыдущими исследователями. Так, согласно [4] оно было сопоставлено с основанием триаса, а по представлениям [1] — на нижнекаменноугольных отложениях с несогласием залегают верхнекаменноугольно-триасовые толщи. На основе корреляции с разрезом, вскрытым в скважине на Лескинском ЛУ, установлено, что на карбонатных породах нижнего карбона со значительным перерывом залегают терригенные породы перми. Менее интенсивные деформации сжатия датируются границей триаса и юры. Они привели к формированию сдвиговых ассоциаций нарушений и пликативных деформаций палеозойско-мезозойских отложений в областях ранее сформированных поднятий. При этом интенсивность раннекиммерийского события многократно увеличивается при продвижении к южной зоне Таймыра, где оно контролирует современную структуру региона.

Юрско-меловые отложения в исследуемом регионе залегают несогласно на разновозрастных палеозой-триасовых отложениях и, вероятно, практически не претерпевали значительных тектонических деформаций в пределах района исследований.

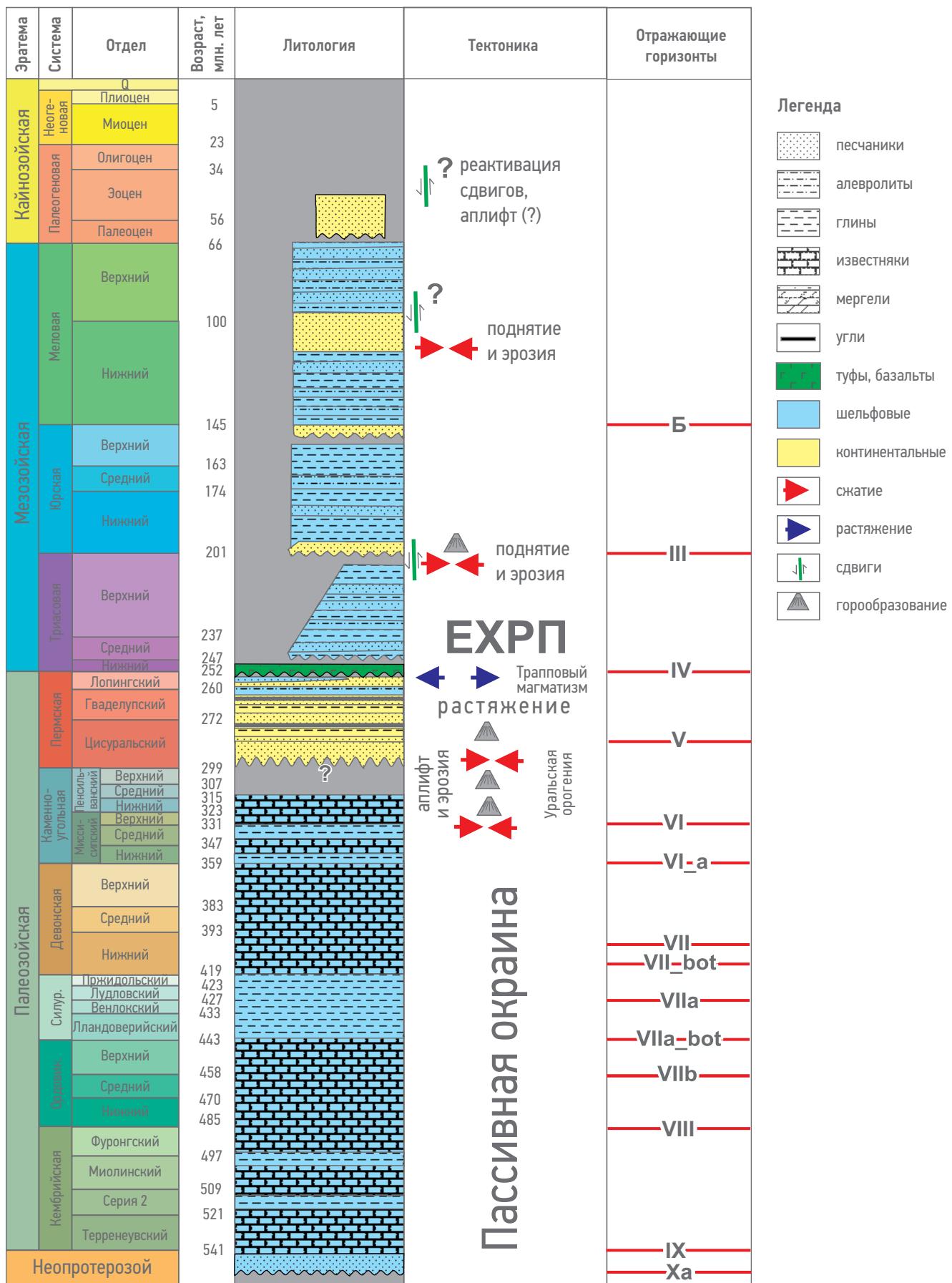
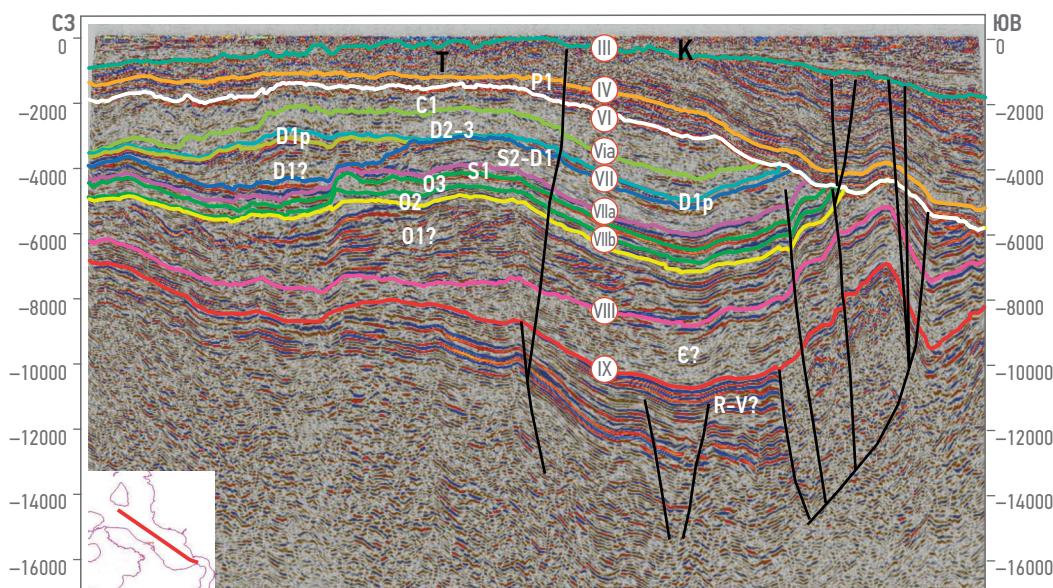


Рис. 1. Тектоно-стратиграфическая схема исследуемого региона с указанием стратиграфической привязки выделенных сейсмических горизонтов. Составлена на основе данных бурения скважины на Лескинском лицензионном участке. Составлено авторами

Fig. 1. Tectonostratigraphic scheme of the study region with proposed stratigraphic age of the seismic horizons. Compiled on the basis of well drilling data of the well on Leskinsky license area. Prepared by the authors



**Рис. 2. Фрагмент глубинного сейсмического разреза по профилю 240706 с интерпретацией. Составлено авторами**  
**Fig. 2. Fragment of a deep seismic profile 240706 with interpretation. Prepared by the authors**

### УТОЧНЕНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ИССЛЕДУЕМОГО РЕГИОНА НА ОСНОВЕ НОВЫХ ДАННЫХ

Разрез раннего палеозоя — раннего карбона, вскрытый в скважине на Лескинском ЛУ, представляет собой отложения, формировавшиеся в шельфовом бассейне на разных глубинах: от супралиторали до его более глубоководных частей [30], и характеризует пассивно-окраинный режим развития исследуемого региона.

Значительный перерыв в осадконакоплении до ранней перми и угловое несогласие, маркируемое ОГ VI, свидетельствуют о значительных тектонических событиях, проявленных в исследуемом регионе в позднем палеозое. При этом интенсивность деформаций позднего палеозоя в исследуемом регионе варьирует в широких пределах. Так, на западе региона все домезозойские отложения интенсивно деформированы и формируют серию надвиговых пластин северо-восточной вергентности (**рис. 3**) и передовой надвиг, расположенный в районе резких перегибов реки Монгочеяха. В восточном направлении интенсивность деформаций значительно уменьшается, и в районе Енисейского залива происходит переход к слабо- или недеформированному нижнепалеозойско-нижнекаменноугольному, преимущественно карбонатному, чехлу Сибирской платформы (**рис. 2**). К востоку от Енисейского залива на профилях, пересекающих южную зону Таймырского орогена, этому событию соответствует значительная эрозия в основании ОГ VI.

Предположительно, при продвижении в восточном направлении от Гыданской губы в направлении Таймыра происходит пересечение вкрест простирианию орогенной системы позднего палеозоя, которая в настоящий момент ориентирована ортогонально Таймырскому орогену. При этом важно отметить, что хорошо прослеживающиеся по сейсмическим данным поднятия Нижнепуринского вала имеют субширотную ориентировку и параллельны основным структурным элементам киммерийской Таймырской складчатой системы. Указанный вал интерпретируется как поднятие передового прогиба (Forebulge), сформировавшееся в интервале от конца раннекаменноугольного времени до пермского, синхронно с позднепалеозойскими тектоническими процессами в северной зоне Таймырского орогена.

Позднепалеозойская тектоника в исследуемом регионе, несомненно, связана с закрытием Уральского океана. Уральская сутура прослеживается на протяжении более 2000 км от Аральского моря до Полярного Урала, но ее северное и восточное продолжения остаются предметом дискуссий. Согласно модели В.Н. Пучкова, [7–8, 18] сутура Уральского орогена оканчивается на Полярном Урале. С.С. Драчев и Р. Скотт с соавторами [9, 31] предположили ее продолжение до полуострова Таймыр через Карское море. Согласно [32], сутура проходит через Пай-Хой-Новоземельскую складчатую область и далее поворачивает к Таймыру. Комплексное изучениемагматизма Таймыра [10, 16, 33–35] показало,

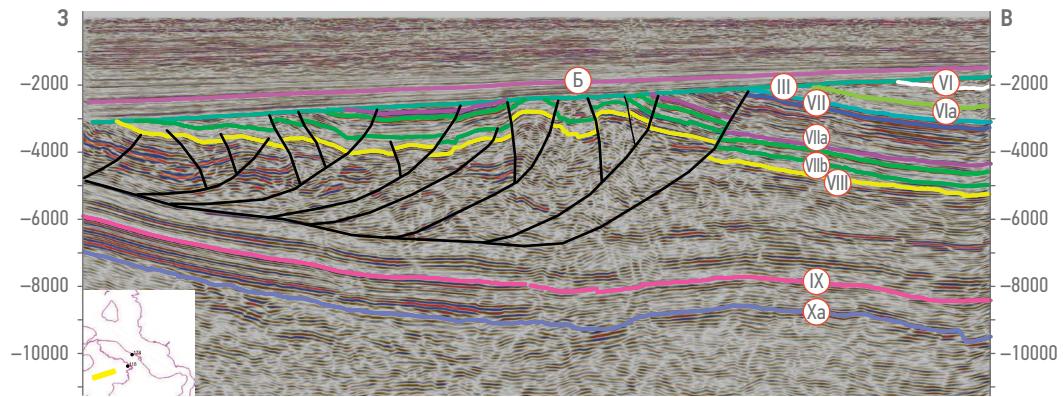


Рис. 3. Фрагмент переобработанного глубинного разреза по профилю 2115061 с интерпретацией.

Составлено авторами

Fig. 3. Fragment of reprocessed deep seismic profile 2115061 with interpretation. Prepared by the authors

что каменноугольные-раннепермские гранитные массивы Таймыра располагаются исключительно в пределах Северо-Таймырской тектонической зоны (Карский террейн), в то время как средне-позднепермские постколлизионные гранитные массивы описаны как в Северо-, так и в Центрально-Таймырской тектонических зонах и единичные — в Южно-Таймырской зоне [10, 16]. Локализация надсубдукционных гранитидов в Северо-Таймырской тектонической зоне указывает на то, что субдуцирующая океаническая плита погружалась под южную окраину Карского блока (в современных координатах). Результаты исследований [17, 20, 35] коллектива авторов показывают широкое развитие герцинских тектонических событий в изучаемом регионе, что, скорее всего, свидетельствует в пользу моделей, предполагающих, что сутура Уральского орогена продолжалась в северных районах Ямала и Гыдана и далее на восток, разделяя Северный и Центральный Таймыр. Общая последовательность тектонических событий позднего палеозоя исследуемого региона показана на **рис. 4, а–д**. В среднем-позднем девоне начинается сближение трех крупных палеоконтинентов: Лаврussии, Сибири и Казахстана при закрытии Уральского океана. При этом исследуемый регион располагался на пассивной окраине Сибирского континента, и орогенические события были сосредоточены значительно южнее. Проведенные Ершовой В.Б. реконструкции были выполнены при частичной поддержке гранта РНФ 20-17-00169. В начале визейского времени (344–330 млн лет) в северо-восточной части Карского блока (северная зона Таймыра) зарождается активная окраина андийского типа [10] с пиком магматической активности на окраине Карского блока в серпуховское время.

Исследуемый регион в визейско-серпуховское время располагался на пассивной окраине Сибирского континента, где значительных тектонических перестроек не происходило.

В позднем карбоне исследуемый регион был вовлечен в герцинские деформации, в результате которых сформировался структурный стиль северо-востока Гыданского полуострова. При этом далее на восток в пределах Таймырской окраины Сибири океанический бассейн полностью не закрылся, т.к. в раннеартинское время в пределах Карского террейна внедряются последние надсубдукционные гранитные массивы [10].

В позднеартинское-раннекунгурское время происходит полное закрытие океанического бассейна и столкновение Карского террейна с Сибирью, ассоциирующиеся с региональным метаморфизмом и деформациями, широко проявленными на Северном и Центральном Таймыре [10, 16, 33]. Южно-Таймырская зона в это время характеризуется накоплением мощных континентальных толщ Притаймырского передового прогиба [3, 13]. Вергентность структур, сформированных в герцинский этап в пределах Таймырской складчатой области, оценить непросто, т.к. на Таймыре, где возможны прямые структурные наблюдения, на герцинский тектоногенез наложены структуры, сформированные в раннемезозойское тектономагматическое событие [17, 20, 21].

Раннекиммерийская тектономагматическая активизация широко проявлена в исследуемом регионе. При этом к западу от Енисейского залива она реализована в реактивации разломов, сформированных в герцинское время, в общем воздымании территории и, возможно, в формировании системы сдвиговых зон. К востоку от Енисейского залива в пределах Южно-Таймырской зоны

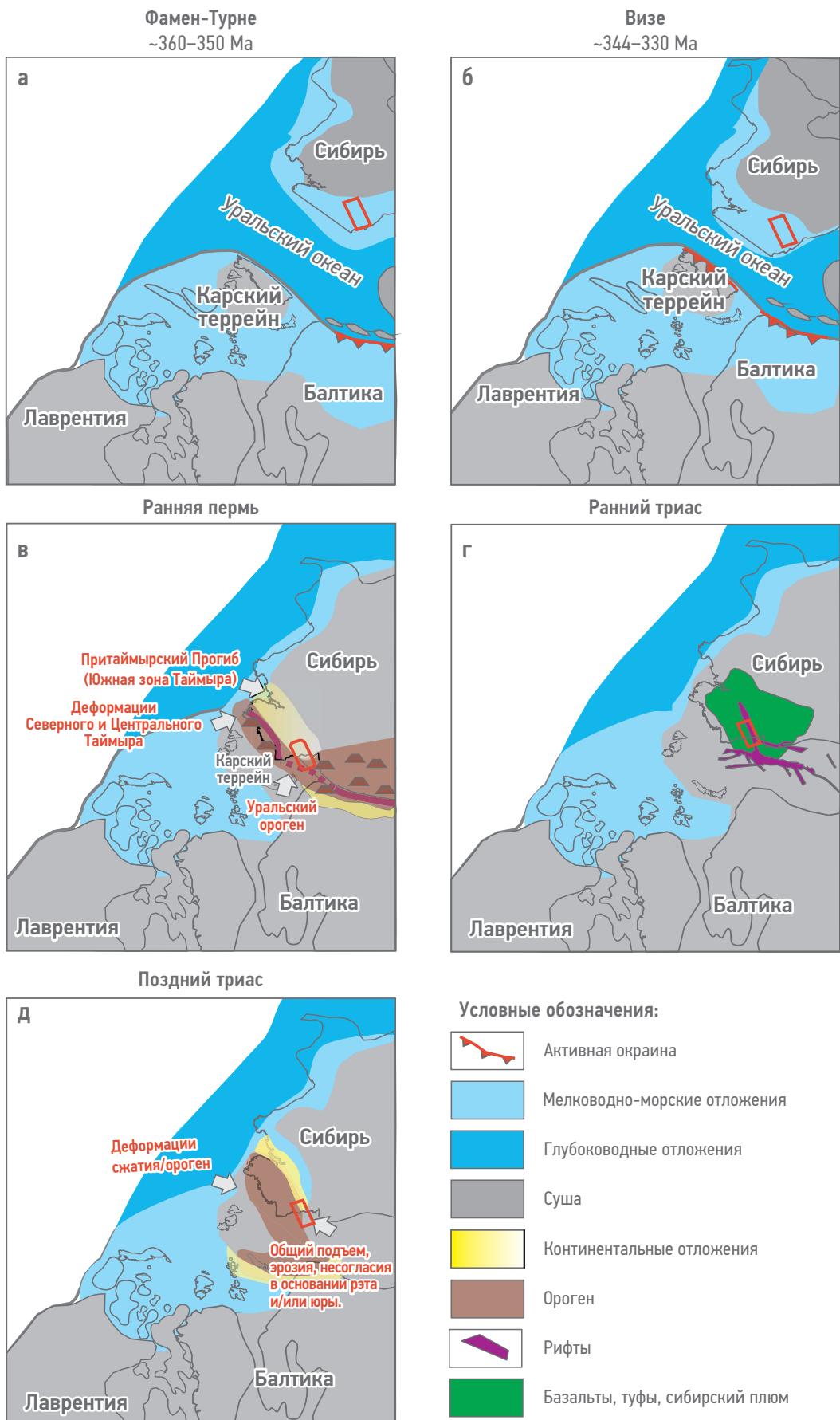
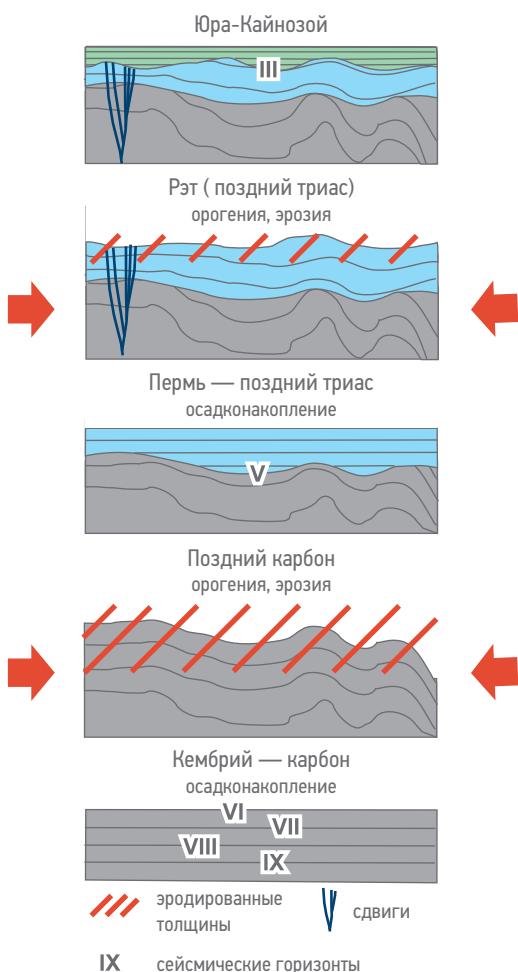


Рис. 4. Палеотектонические схемы на позднедевонское-позднетриасовое время. Красным контуром показано расположение изучаемого региона [10, 36 с изменениями]

Fig. 4. Paleotectonic schemes for the Late Devonian — Late Triassic. The red outline shows the location of the study region [10, 36 with changes]



**Рис. 5. Концептуальная модель, показывающая этапы формирования структурного плана северо-востока Гыданского полуострова. Составлено авторами**

**Fig. 5. Conceptual model showing the stages of formation of the structural plan of the northeast of the Gydanskiy Peninsula. Prepared by the authors**

и при переходе к северному склону ЕХРП это событие отвечает за формирование структурного стиля региона. Здесь сформирована система складок и надвиговых пластин южной вергентности.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты изучения разреза скважины на Лескинском ЛУ позволили уточнить имеющиеся представления о стратиграфии осадочного чехла северо-востока Гыданского полуострова и сейсмостратиграфическую

модель Западно-Таймырского потенциально-нефтегазоносного района. В результате обобщения опубликованных и новых данных предлагается следующий сценарий тектонической истории района зоны сочленения Таймырского складчато-надвигового пояса и структур Гыданского полуострова (рис. 5):

- 1) С позднего венда-кембрия и до раннего-среднего (?) карбона исследуемый регион представлял собой шельфовый бассейн, расположенный на окраине Сибирского континента.
- 2) Позднепалеозойский (герцинский) текtonогенез привел в позднем карбоне к формированию складчато-надвигового комплекса северо-восточной вергентности к западу от Енисейского залива. Синхронно с позднепалеозойскими коллизионными событиями на севере Таймырского орогена в исследуемом регионе происходит формирование пологих поднятий Нижнепуринского вала, имеющего субширотную ориентировку, который интерпретируется как поднятие зоны Forebulge (краевое поднятие краевого прогиба). Интенсивность герцинских деформаций прогрессивно уменьшается в восточном направлении. Вероятно, данные тектонические события и структуры связаны с закрытием Уральского океана.
- 3) Для раннего триаса в исследуемом регионе характерно широкое развитие основных магматических и вулканогенно-осадочных пород, связанных с Сибирским трапповым магматизмом. Вероятно, этому событию отвечает значительное увеличение теплового потока в исследуемом регионе.
- 4) Ранекиммерийский (позднетриасовый) эпизод тектоно-магматической активизации к востоку от Енисейского залива в пределах южной зоны Таймыра и при ее сочленении с северным бортом ЕХРП привел к формированию складчато-надвиговой зоны южной вергентности. На Гыданском полуострове этому событию соответствует reactivation герцинских разрывных нарушений и, вероятно, формирование сдвиговых зон, значительное вздымание территории и последующая эрозия палеозой-триасовых отложений.
- 5) Значительных тектонических событий в позднем мезозое-кайнозое, существенно повлиявших на структурный план исследуемого региона, на данный момент не установлено.

## Список литературы

1. Афанасенков А.П., Никишин А.М., Унгер А.В., Бордунов С.И., Луговая О.В., Чикишев А.А., Яковишина Е.В. Тектоника и этапы геологической истории Енисей-Хатангского бассейна и сопряженного Таймырского орогена // Геотектоника. — 2016. — № 2. — С. 23–42. <https://doi.org/10.7868/S0016853X16020028>
2. Афанасенков А.П., Бондаренко М.Т., Киссин Ю.М. [и др.] О выявлении перспективных нефтегазоносных объектов под глубокое бурение по результатам региональных сейсмических исследований Енисей-Хатангского регионального

- прогиба / А.П. Афанасенков [и др.] // Геология нефти и газа. — 2016. — № 3. — С. 42–50.
- 3.** Погребицкий Ю. Е., Шануренко Н.К. Государственная геологическая карта РФ. Масштаб 1: 1 000 000, Лист S-47–49 оз. Таймыр. Объяснительная записка / Отв. ред. Ю. Е. Погребицкий. — СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 1998. — 231 с.
- 4.** Пронкин А.П., Савченко В.И., Хлебников П.А., Эрнст В.А., Филиппов Ю.А., Афанасенков А.П., Ефимов А.С., Ступакова А.В., Бордунов С.И., Суслова А.А., Сауткин Р.С., Глухова Т.А., Переголчин К.А. Новые данные о геологическом строении и возможной нефтегазоносности зон сочленения Западно-Сибирской и Сибирской платформ со складчатым Таймыром // Геология нефти и газа. — 2012. — № 1. — С. 30–44.
- 5.** Балдин В.А., Мунасыпов Н.З., Шарафутдинов ТР Уточнение границ Западно-Сибирского бассейна на Таймырском полуострове. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-3-59-74>
- 6.** Гатовский Ю.А., Вилесов А.П. Биостратиграфическая характеристика осадочных комплексов палеозоя Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района по данным бурения // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022. — № 4 (в печати).
- 7.** Пучков В.Н. Геология Урала и Приуралья (актуальные вопросы стратиграфии, тектоники, геодинамики и металлогенизма) / В. Н. Пучков. — Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2010. — 280 с.
- 8.** Puchkov V.N. The evolution of the Uralian orogen // Geological Society Special Publication. 2009. — № 327. — Р. 161–195.
- 9.** Drachev S.S., Malyshov N.A., Nikishin A.M. Tectonic History and Petroleum Geology of the Russian Arctic Shelves: An Overview // Petroleum Geology Conference series. — 2010. — V. 7. — Р. 591–619. <https://doi.org/10.1144/0070591>
- 10.** Kurapov M., Ershova V., Khudoley A., Luchitskaya M., Makariev A., Makarieva E., Vishnevskaya I. Late Palaeozoic Magmatism of Northern Taimyr: New Insights into the Tectonic Evolution of the Russian High Arctic // International Geology Review. — 2021. — V. 63. — Р. 1990–2012. <https://doi.org/10.1080/00206814.2020.1818300>
- 11.** Augland L.E., Ryabov V.V., Vernikovsky V.A., Planke S., Polozov A.G., Callegaro S., Jerram D.A., Svensen H.H. The Main Pulse of the Siberian Traps Expanded in Size and Composition // Sci Rep. — 2019. — V. 9. — 18723. <https://doi.org/10.1038/s41598-019-54023-2>
- 12.** Добрецов Н.Л. Крупнейшие магматические провинции Азии (250 млн лет): сибирские и эмейшаньские траллы (платобазальты) и ассоциирующие гранитоиды // Геология и геофизика. — 2005. — Т. 46. — № 9. — С. 870–890.
- 13.** Погребицкий Ю.Е., Лопатин Б.Г. Государственная геологическая карта РФ. Масштаб 1 : 1 000 000. Лист S-44–46 — Усть-Тарея. Объяснительная записка / Отв. ред.: Изд-во ВСЕГЕИ. — 2000. — 251 с.
- 14.** Проскурнина М.А., Проскурин В.Ф., Ремизов Д.Н., Ларионов А.Н. Колцевые интрузивы Беспамяттинского ареала: проявления шошонит-латитового магматизма на Северном Таймыре // Региональная геология и металлогенез. — 2019. — №. 79. — С. 5–22.
- 15.** Vernikovsky V.A., Vernikovskaya A.E., Travin A.V., Pease V.L., Romanov A.P., Gee D.G. First report of early Triassic A-type granite and syenite intrusions from Taimyr: Product of the northern Eurasian superplume? // Lithos. — 2003. — № 1–2 (66). — С. 23–36. [https://doi.org/10.1016/S0024-4937\(02\)00192-5](https://doi.org/10.1016/S0024-4937(02)00192-5)
- 16.** Vernikovsky V., Vernikovskaya A., Proskurnin V., Matushkin N., Proskurnina M., Kadilnikov P., Larionov A., Travin A. Late Paleozoic–Early Mesozoic Granite Magmatism on the Arctic Margin of the Siberian Craton during the Kara–Siberia Oblique Collision and Plume Events // Minerals. — 2020. — V. 10. — Р. 571. <https://doi.org/10.3390/min10060571>
- 17.** Kurapov M., Ershova, V., Khudoley A., Luchitskaya M., Stockli D., Makariev A., Makarieva E., Vishnevskaya I. Latest Permian-Triassic Magmatism of the Taimyr Peninsula: New Evidence for a Connection to the Siberian Traps Large Igneous Province // Geosphere. — 2021. — 17. — Р. 2062–2077. <https://doi.org/10.1130/GES02421.1>
- 18.** Пучков В.Н., Иванов К.С. Тектоника севера Урала и Западной Сибири: общая история развития // Геотектоника. — 2020. — № 1. — С. 41–61. <https://doi.org/10.31857/s0016853x20010105>
- 19.** Суров В.С., Смирнов Л.В. Строение и нефтегазоносность фундамента Западно-Сибирской плиты // Отечественная геология. — 2003. — № 1. — С. 10–16.
- 20.** Khudoley A.K., Verzhbitsky V.E., Zastrozhnov D.A., O'Sullivan P., Ershova V.B., Proskurnin V.F., Tuchkova M.I., Rogov M.A., Kyser T.K., Malyshov S.V., Schneider G.V. Late Paleozoic–Mesozoic tectonic evolution of the Eastern Taimyr–Severnaya Zemlya Fold and Thrust Belt and adjoining Yenisey–Khatanga Depression // Journal of Geodynamics. — 2018. — № 119. — Р. 221–241. <https://doi.org/10.1016/j.jog.2018.02.002>
- 21.** Zhang X., Pease V., Carter A., Kostuychenko S., Suleymanov A., Scott R. Timing of Exhumation and Deformation across the Taimyr Fold–Thrust Belt: Insights from Apatite Fission Track Dating and Balanced Cross-Sections // Geological Society, London, Special Publications. 2018. — № 460. — Р. 315–333. <https://doi.org/10.1144/SP460.3>
- 22.** Drachev S.S. Fold Belts and Sedimentary Basins of the Eurasian Arctic // Arktos. — 2016. — № 2. — Р. 21. <https://doi.org/10.1007/s41063-015-0014-8>
- 23.** Курин А.А. Уточнение перспектив нефтегазоносности востока ямала на основе детальной модели геологического развития: дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.01 / Ю. В. Филиппович. Москва, 2012. — 16 с.
- 24.** Гогоненков Г.Н., Кашик А.С., Тимурзьев А.И. Горизонтальные сдвиги фундамента Западной Сибири // Геология нефти и газа. — 2007. — № 3. — С. 3–11.
- 25.** Гогоненков Г.Н., Тимурзьев А.И. Сдвиговые деформации в чехле Западно-Сибирской плиты и их роль при разведке и разработке месторождений нефти и газа / Геология и геофизика. — 2010. — Т. 51. — № 3. — С. 384–400.
- 26.** Филиппович Ю.В. Новая концепция тектонического строения фундамента и осадочного чехла Западно-Сибирской плиты / Геология нефти и газа. — 2001. — № 5. — С. 51–62.
- 27.** Филиппович Ю.В. Сдвиговая тектоника в районе Надым-Тазовского междуречья и методика прогноза нефтяных залежей: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.01 / Ю. В. Филиппович. Москва, 2012. — 16 с.
- 28.** Gion A.M., Williams S.E., Müller R.D. A Reconstruction of the Eurekan Orogeny Incorporating Deformation Constraints: A Reconstruction of the Eurekan Orogeny Incorporating Deformation Constraints // Tectonics. — 2017. — V. 36. — Р. 304–320. <https://doi.org/10.1002/2015TC004094>
- 29.** Amantov A., Fjeldskaar W. Meso-Cenozoic exhumation and relevant isostatic process: The Barents and Kara shelves // Journal of Geodynamics. — 2018. — V. 118. — Р. 118–139.
- 30.** Вилесов А.П., Переголчин К.А., Ершова В.Д., Букатова Е.М., Севрюков Д.А., Ужегова Ю.А., Минич А.А. Палеогеографические реконструкции палеозойского комплекса Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района по данным бурения // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2022. — № 4 (в печати).
- 31.** Scott R.A., Howard J.P., Guo L., Schekoldin R., Pease V. Offset and Curvature of the Novaya Zemlya Fold-and-Thrust Belt, Arctic Russia // Petroleum Geology Conference series. — 2010. — V. 7. — Р. 645–657. <https://doi.org/10.1144/0070645>
- 32.** Şengör A.M.C., Natal'in B.A., Burtman V.S. Evolution of the Altai tectonic collage and Palaeozoic crustal growth in Eurasia // Nature. — 1993.
- 33.** Верниковский В.А. Геодинамическая эволюция Таймырской складчатой области. — Новосибирск: СО РАН, НИЦ ОИГМ, 1996. — 202 с.
- 34.** Верниковский В.А., Сальникова Е.Б., Котов А.Б., Пономарчук В.А., Ковач В.П., Травин А.В., Яковлева С.З., Бережная Н.Г. Возраст посткоклинизационных гранитоидов Северного Таймыра: U-Pb-, Sm-Nd-, Rb-Sr/Ar-Ar-данные. ДАН, 1998. — Т. 368. — № 3. С. 375–378.
- 35.** Курапов М.Ю., Ершова В.Б., Макарьев А.А., Макарьева Е.М., Худолей А.К., Лучицкая М.В., Прокопьев А.В. Каменноугольный магматизм Северного Таймыра: результаты изотопно-геохимических исследований и геодинамические следствия // Геотектоника. — 2018. — № 2. — С. 76–90. <https://doi.org/10.7868/s0016853x18020054>
- 36.** Ershova V.B., Prokopiev A.V., Khudoley A.K. Devonian–Permian Sedimentary Basins and Paleogeography of the Eastern Russian Arctic: An Overview // Tectonophysics. — 2016. — V. 691. — Р. 234–255. <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2016.03.026>

## References

1. Afanasenkov A.P., Unger A.V., Lugovaya O.V., Chikishev A.A., Nikishin A.M., Bordunov S.I., Yakovishina E.V. The tectonics and stages of the geological history of The Yenisei-Khatanga basin and the conjugate Taimyr orogen. *Geotectonics*, 2016, v. 50, no. 2, pp. 161–178. (In Russ.)
2. Afanasenkov A.P., Bondarenko M.T., Kissin Iu.M., Tarasenko E.M., Kondratiev I.K. Concerning promissing oil and gas objects for deep drilling according to the results of regional seismic survey in the Yenisei-Khatanga regional trough. *Oil and Gas Gology*, 2016, no. 3, pp. 44–54. (In Russ.)
3. Pogrebitsky Yu.E., Shanurenko N.K. *State geological map of the Russian Federation*. Scale 1: 1,000,000, Sheet S-47–49 — Taimyr lake. Explanatory note / Rep. ed. Yu.E. Pogrebitsky — St. Petersburg: Publishing house of VSEGEI, 1998, 231 p. (In Russ.)
4. Pronkin A.P., Savchenko V.I., Khlebnikov P.A., Ernst V.A., Filiptsov Yu.A., Afanasenkov A.P., Efimov A.S., Stupakova A.V., Bordunov S.I., Suslova A.A., Sautkin R.S., Glukhova T.A., Peretolchin K.A. New data about geological structure and possible oil and gas potential of the West-Siberian and Siberian platform jointing zone with folded Taimyr. *Oil and Gas Gology*, 2012, no. 1, p. 30–44. (In Russ.)
5. Baldwin V.A., Munasypov N.Z., Sharafutdinov T.R. Ore precise definition of West Siberian basin borders on Taimyr peninsula. *Oil and Gas Gology*, 2018, no. 3, pp. 59–74. (In Russ.). <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-3-59-74>
6. Gavotsky Yu.A., Vilesov A.P. Biostatigraphic characteristics of Paleozoic sedimentary series of the West Taimyr potential oil and gas bearing area according to drilling data. *PRONEFT. Professionally about oil*. 2022, no. 4. (In press). (In Russ.)
7. Puchkov V.N. Geology of the Urals and Cis-Urals (actual problems of stratigraphy, tectonics, geodynamics and metallogeny). Structural stages and evolution of the Urals. *Mineralogy and Petrology*, 2013, v. 107, is. 1, pp. 3–37.
8. Puchkov V.N. The evolution of the Uralian orogen. *Geological Society Special Publication*, 2009, no. 327, pp. 161–195.
9. Drachev S.S., Malyshov N.A., Nikishin A.M. Tectonic History and Petroleum Geology of the Russian Arctic Shelves: An Overview. *Petroleum Geology Conference series*, 2010, v. 7, 591–619. (In Russ.). <https://doi.org/10.1144/0070591>
10. Kurapov M., Ershova V., Khudoley A., Luchitskaya M., Makarieva A., Makarieva E., Vishnevskaya I. Late Palaeozoic Magmatism of Northern Taimyr: New Insights into the Tectonic Evolution of the Russian High Arctic. *International Geology Review*, 2021, v. 63, pp. 1990–2012. <https://doi.org/10.1080/00206814.2020.1818300>
11. Augland L.E., Ryabov V.V., Vernikovsky V.A., Planke S., Polozov A.G., Callegaro S., Jerram D.A., Svensen H.H. The Main Pulse of the Siberian Traps Expanded in Size and Composition. *Sci Rep*, 2019, v. 9, p. 18723. <https://doi.org/10.1038/s41598-019-54023-2>
12. Dobretsov N.L. Large igneous provinces of Asia (250 ma): Siberian and Emeishan traps (plateau basalts) and associated granitoids. *Geology and geophysics*, 2005, v. 46, no. 9, pp. 870–890. (In Russ.)
13. Pogrebitsky Yu. E., Lopatin B.G. *State geological map of the Russian Federation*. Scale 1: 1000000, Sheet S-44–46. — UstTareya. Explanatory note / Rep. ed. — Publishing house of VSEGEI, 2000, 251 p. (In Russ.)
14. Proskurnina M.A., Proskurnin V.F., Remizov D.N., Larionov A.N. Ring intrusions of the Bespamyatnaya areal: manifestations of shoshonite-latite magmatism in northern Taimyr. *Regional geology and metallogeny*, 2019, v. 79, pp. 5–22. (In Russ.)
15. Vernikovsky V.A., Vernikovskaya A.E., Travin A.V., Pease V.L., Romanov A.P., Gee D.G. First report of early Triassic A-type granite and syenite intrusions from Taimyr: Product of the Northern Eurasian superplume? *Lithos*, 2003, no. 1–2 (66), pp. 23–36. [https://doi.org/10.1016/S0024-4937\(02\)00192-5](https://doi.org/10.1016/S0024-4937(02)00192-5)
16. Vernikovsky V., Vernikovskaya A., Proskurnin V., Matushkin N., Proskurnina M., Kadilnikov P., Larionov A., Travin A. Late Paleozoic–Early Mesozoic Granite Magmatism on the Arctic Margin of the Siberian Craton during the Kara–Siberia Oblique Collision and Plume Events. *Minerals* 2020, v. 10, p. 571. <https://doi.org/10.3390/min10060571>
17. Kurapov M., Ershova V., Khudoley A., Luchitskaya M., Stockli D., Makarieva A., Makarieva E., Vishnevskaya I. Latest Permian-Triassic Magmatism of the Taimyr Peninsula: New Evidence for a Connection to the Siberian Traps Large Igneous Province. *Geosphere*, 2021, v. 17, pp. 2062–2077. <https://doi.org/10.1130/GES024211>
18. Puchkov V.N., Ivanov K.S. Tectonics of the northern Urals and Western Siberia: general history of development. *Geotectonics*, 2020, no. 1, pp. 41–61. (In Russ.). <https://doi.org/10.31857/s0016853x20010105>
19. Surkov V.S., Smirnov L.V. Geology and petroleum potential of the West-Siberian plate basement. *Native geology*, 2003, no. 1, pp. 10–16. (In Russ.)
20. Khudoley A.K., Verzhbitsky V.E., Zastrozhnov D.A., O'Sullivan P., Ershova V.B., Proskurnin V.F., Tuchkova M.I., Rogov M.A., Kyser T.K., Malyshov S.V., Schneider G.V. Late Paleozoic — Mesozoic tectonic evolution of the Eastern Taimyr-Severnaya Zemlya Fold and Thrust Belt and adjoining Yenisey-Khatanga Depression. *Journal of Geodynamics*, 2018, v. 119, pp. 221–241. <https://doi.org/10.1016/j.jog.2018.02.002>
21. Zhang X., Pease V., Carter A., Kostyuchenko S., Suleymanov A., Scott R. Timing of Exhumation and Deformation across the Taimyr Fold-Thrust Belt: Insights from Apatite Fission Track Dating and Balanced Cross-Sections. *Geological Society, London, Special Publications*, 2018, v. 460, pp. 315–333. <https://doi.org/10.1144/SP460.3>
22. Drachev S.S. Fold Belts and Sedimentary Basins of the Eurasian Arctic. *Arktos*, 2016, v. 2, p. 21. <https://doi.org/10.1007/s41063-015-0014-8>
23. Kurkin A.A. *Refinement of the oil and gas potential of the east of Yamal based on a detailed model of geological evolution*. Thesis for the degree of candidate of geological and mineralogical sciences. Tyumen, 2019. (In Russ.)
24. Gogonenkov G.N., Kashik A.S., Timursiyev A.I. Horizontal displacements of West Siberia's basement. *Oil and Gas Geology*, 2007, no. 3, pp. 3–11. (In Russ.)
25. Gogonenkov G.N., Timurzhev A.I. Strike-slip faults in the West Siberian basin: implications for petroleum exploration and development. *Russian Geology and Geophysics*, 2010, v. 51, no. 3, pp. 384–400. (In Russ.)
26. Filippovich Yu.V. The new concept of the tectonic structure of the basement and sedimentary cover of the West Siberian Plate. *Oil and Gas Geology*, 2001, no. 5, pp. 51–62. (In Russ.)
27. Filippovich Yu.V. Strike-slip tectonics in the area of the Nadym-Taz interfluvium and the methodology for forecasting oil deposits. Thesis for the degree of candidate of geological and mineralogical sciences. Moscow, 2012. (In Russ.)
28. Gion A.M., Williams S.E., Müller R.D. A Reconstruction of the Eurekan Orogeny Incorporating Deformation Constraints: A Reconstruction of the Eurekan Orogeny Incorporating Deformation Constraints. *Tectonics*, 2017, v. 36, pp. 304–320. <https://doi.org/10.1002/2015TC004094>
29. Amantov A., Fjeldskaar W. Meso-Cenozoic exhumation and relevant isostatic process: The Barents and Kara shelves. *Journal of Geodynamics*, 2018, v. 118, pp. 118–139.
30. Vilesov A.P., Peretolchin K.A., Ershova D.K., Bukatova E.M., Sevryukov D.A., Uzhegova Iu.A., Minitch A.A. Paleogeographic reconstructions of the Paleozoic Series of the West Taimyr potential oil and gas bearing area based on drilling data. *PRONEFT. Professionally about oil*. 2022, no. 4. (In press). (In Russ.)
31. Scott R.A., Howard J.P., Guo L., Schekoldin R., Pease V. Offset and Curvature of the Novaya Zemlya Fold-and-Thrust Belt, Arctic Russia. *Petroleum Geology Conference series*, 2010, v. 7, pp. 645–657. <https://doi.org/10.1144/0070645>
32. Şengör A.M.C., Natal'in B.A., Burtman V.S. Evolution of the Altaiid tectonic collage and Palaeozoic crustal growth in Eurasia. *Nature*, 1993.
33. Vernikovsky V.A. *Geodynamic Evolution of Taimyr Folded Area Novosibirsk*. Novosibirsk Published by Siberian Branch RAS SPC UIGGM, 1996, 202 p. (In Russ.)
34. Vernikovsky V.A., Salnikova E.B., Kotov A.B., Ponomarchuk V.A., Kovacs V.P., Travin A.B., Yakovleva S.Z., Bereznaya N.G. Age of post-collisional granitoids of Northern Taimyr: U-Pb-, Sm-Nd-, Rb-Sr-and Ar-Ar data. *DAN*, 1998, v. 368, no. 3, pp. 375–378. (In Russ.)
35. Kurapov M.Y., Ershova V.B., Khudoley A.K., Makarieva A.A., Makarieva E.V., Luchitskaya M.V., Prokopiev A.V. Carboniferous granitoid magmatism of Northern Taimyr: results of isotopic-geochemical study and geodynamic interpretation. *Geotectonics*, 2018, no. 2, pp. 76–90. (In Russ.). <https://doi.org/10.7868/s0016853x18020054>
36. Ershova V.B., Prokopiev A.V., Khudoley A.K. Devonian–Permian Sedimentary Basins and Paleogeography of the Eastern Russian Arctic: An Overview. *Tectonophysics*, 2016, v. 691, pp. 234–255. <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2016.03.026>

## **ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS**

**К.А. Перетолчин** — подготовил текст разделов статьи, отредактировал публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**В.Б. Ершова** — составила черновой вариант статьи, подготовила иллюстрации и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы

**А.К. Худолей** — разработал общую концепцию статьи, подготовил текст разделов статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**С.П. Нилов** — создал разломную модель, подготовил иллюстрации и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Kirill A. Peretolchin** — prepared sections of the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Viktoria B. Ershova** — prepared the manuscript draft and illustrations, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Andrei K. Khudoley** — developed the article general concept, prepared sections of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Sergei P. Nilov** — performed fault model, prepared figures and accepted the responsibility for all aspects of the work.

## **СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS**

**Кирилл Алексеевич Перетолчин\*** — Руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,  
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д,  
e-mail: Peretolchin.KA@gazpromneft-ntc.ru  
SPIN-код: 2097-1554  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4152-767X>

**Виктория Бэртовна Ершова** — кандидат геолого-минералогических наук, доцент,  
ФГБУ ВО «Санкт-Петербургский государственный университет»  
199155, Россия, г. Санкт-Петербург,  
пер. Декабристов, д. 16а.  
e-mail: v.ershova@spbu.ru  
SPIN-код: 1475-0720  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9661-1708>  
Scopus ID: 15519189300

**Андрей Константинович Худолей** — доктор геолого-минералогических наук, профессор,  
ФГБУ ВО «Санкт-Петербургский государственный университет»  
199155, Россия, г. Санкт-Петербург,  
пер. Декабристов, д. 16а.  
e-mail: a.khudoley@spbu.ru  
SPIN-код: 4885-3804  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3177-9734>  
Scopus ID: 6602272107

**Сергей Петрович Нилов** — инженер-исследователь, ФГБУ ВО «Санкт-Петербургский государственный университет»  
199155, Россия, г. Санкт-Петербург,  
пер. Декабристов, д. 16а.  
e-mail: s.nilov@spbu.ru  
SPIN-код: 8968-8664  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3301-0796>  
Scopus ID: 57194386153

**Kirill A. Peretolchin\*** — Exploration geologist,  
000 «Gazpromneft-STC» LLC  
75-79 letter D, Moika river emb., 190000,  
Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Peretolchin.KA@gazpromneft-ntc.ru  
SPIN-code: 2097-1554  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4152-767X>

**Victoria B. Ershova** — Cand. Sci. (Geol.-Min.),  
Associate Professor, Saint Petersburg State University  
16A, Dekabristov lane, 199155, Saint Petersburg,  
Russia.  
e-mail: v.ershova@spbu.ru  
SPIN-code: 1475-0720  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9661-1708>  
Scopus ID: 15519189300

**Andrei K. Khudoley** — Dr. Sci. (Geol.-Min.),  
Professor, Saint Petersburg State University  
16A, Dekabristov lane, 199155, Saint Petersburg,  
Russia.  
e-mail: a.khudoley@spbu.ru  
SPIN-code: 4885-3804  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3177-9734>  
Scopus ID: 6602272107

**Sergei P. Nilov** — Technical assistant, Saint Petersburg State University  
16A, Dekabristov lane, 199155, Saint Petersburg,  
Russia.  
e-mail: s.nilov@spbu.ru  
SPIN-code: 8968-8664  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3301-0796>  
Scopus ID: 57194386153

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



# СИЛУРИЙСКИЕ ГРАПТОЛИТОВЫЕ СЛАНЦЫ ЗОНЫ СОЧЛЕНЕНИЯ ГЫДАНСКОЙ И ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЕЙ КАК ВОЗМОЖНЫЙ ИСТОЧНИК НЕФТИ И ГАЗА

**Е.А. Бакай<sup>1,\*</sup>, Н.В. Морозов<sup>2</sup>, Э.А. Абля<sup>1</sup>, Н.В. Пронина<sup>1</sup>, С.В. Фролов<sup>1</sup>,  
Е.Н. Полудеткина<sup>1</sup>, И.Э. Манько<sup>1</sup>, А.А. Тарасенко<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, РФ, Москва

<sup>2</sup>Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

**Электронный адрес:** [bakay\\_lena@inbox.ru](mailto:bakay_lena@inbox.ru)

**Введение.** Силурийские граптолитовые сланцы являются источником нефти и газа в различных бассейнах мира. Широким распространением они характеризуются и на севере Восточной Сибири в пределах Лено-Тунгусского бассейна, складчатого Таймыра и, вероятно, в прилегающих частях Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского нефтегазоносных бассейнов. Stratigraphically они приурочены к отложениям лландоверийского отдела, но в некоторых районах, отличавшихся более значительными глубинами моря (в частности, на Таймыре), распространены также в породах венлокского и лудловского отделов.

**Целью** настоящей работы является представление результатов geoхимических и углепетрографических исследований, выполненных по материалам бурения новой скважины.

**Материалы и методы.** В скважине, пробуренной на Лескинском лицензионном участке, граптолитовые сланцы встречены в 140-метровом интервале усть-енисейской свиты ( $S_{1ue}$ ) телического яруса лландовери и гомерского яруса венлона нижнего силура. Проведены петрографические и geoхимические, включая пиролитические, битуминологические, хроматомасс-спектрометрические и изотопные, исследования образцов и их комплексная интерпретация.

**Результаты.** Комплексные исследования образцов граптолитовых сланцев позволили установить, что для них характерно высокое содержание органического вещества; морской, преимущественно водорослевый, тип органики, накапливавшейся в субокислительных, возможно, иногда в пресноводных условиях; высокая степень зрелости органического вещества, что в верхней части разреза обусловлено дополнительным локальным прогревом.

**Заключение.** Полученные данные позволяют рассматривать пачки граптолитовых сланцев нижнего силура в качестве одного из основных источников углеводородов палеозойского разреза изучаемой территории.

**Ключевые слова:** Гыданская нефтегазоносная область, Енисей-Хатанская нефтегазоносная область, Таймыр, силурийская система, граптолиты, горючие сланцы, катагенез, углепетрография, пиролиз, углеводородный состав, биомаркеры

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Для цитирования:** Бакай Е.А., Морозов Н.В., Абля Э.А., Пронина Н.В., Фролов С.В., Полудеткина Е.Н., Манько И.Э., Тарасенко А.А. Силурийские граптолитовые сланцы зоны сочленения Гыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей как возможный источник нефти и газа. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(4):94–108. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-4-94-108>

Статья поступила в редакцию 10.08.2022

Принята к публикации 30.09.2022

Опубликована 29.12.2022

SILURIAN GRAPTOLITIC SHALES OF THE JUNCTION ZONE OF THE GYDAN AND THE ENISEY-KHATANGA OIL AND GAS BEARING REGIONS AS A POSSIBLE SOURCE OF OIL AND GAS

**Elena A. Bakay<sup>1,\*</sup>, Nikita V. Morozov<sup>2</sup>, Enver A. Ablya<sup>1</sup>, Natalya V. Pronina<sup>1</sup>, Sergey V. Frolov<sup>1</sup>,  
Elena N. Poludetkina<sup>1</sup>, Irina E. Manko<sup>1</sup>, Anastasia A. Tarasenko<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Lomonosov Moscow State University, RF, Moscow

<sup>2</sup>Gazprom-neft STC LLC, RF, Saint Petersburg

**E-mail:** [bakay\\_lena@inbox.ru](mailto:bakay_lena@inbox.ru)

**Introduction.** Silurian graptolitic shales represent a source of oil and gas in various petroleum basins of the world. They are also widely distributed in the northern Eastern Siberia within the Lena-Tunguska basin, Folded Taimyr and, probably, in the adjacent parts of the Enisey-Khatanga and West Siberian oil and gas basins. Stratigraphically, they are confined to the Llandovery deposits, although in various areas characterized by elevated sea depths (in particular, in Taimyr), they are also common in the Wenlock and Ludlow deposits.

**The aim** of this paper is to present the results of geochemical and coal petrographic studies performed on the basis of a new well drilling data.

**Materials and methods.** Graptolitic shales in the well on Leskinsky license area were drilled in the 140-m interval of the Ust'-Enisey Formation ( $S_{1ue}$ ) of the Telychian Stage of the Llandovery and the Homerian Stage

of the Wenlock, Lower Silurian. Petrographic and geochemical studies, including pyrolytic, bituminological, chromatomass-spectrometry and isotope studies of samples, and their complex interpretation were carried out.

**Results.** Comprehensive studies of graptolitic shales made it possible to establish that they are characterized by a high content of organic matter; marine, predominantly algal, type of organic matter accumulated in suboxic, possibly, freshwater conditions; a high degree of organic matter maturity complicated by local heating in the upper part of the studied section.

**Conclusions.** The obtained data allow us to consider the Lower Silurian graptolitic shale units as one of the main sources of hydrocarbons in the lower part of the section of the study area.

**Keywords:** Gydan oil and gas bearing region, Enisey-Khatanga oil and gas bearing region, Taimyr, Silurian system, graptolites, oil shales, maturation, coal petrography, pyrolysis, hydrocarbon composition, biomarkers

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interests.

**For citation:** Bakay E.A., Morozov N.V., Ablya E.A., Pronina N.V., Frolov S.V., Poludetskina E.N., Manko I.E., Tarasenko A.A. Silurian graptolitic shales of the junction zone of the Gydan and the Enisey-Khatanga oil and gas bearing regions as a possible source of oil and gas. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(4):94–108. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-4-94-108>

Manuscript received 10.08.2022

Accepted 30.09.2022

Published 29.12.2022

## ВВЕДЕНИЕ

Ключевым вопросом при поисках нефти и газа в новых районах или в новых стратиграфических комплексах является вопрос о наличии в разрезе эффективных нефтегазоматеринских толщ (НГМТ). В полной мере это касается палеозойских отложений северо-западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносной области вблизи ее границ с Гыданской нефтегазоносной областью (НГО) Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ).

Безусловно, одним из основных кандидатов на доминантный источник углеводородов (УВ) здесь являются силурийские темноцветные глинистые, кремнисто-глинистые и карбонатно-глинистые породы, наиболее широко развитые в нижнем отделе.

НГМТ этого возраста имеют поистине глобальное распространение. Из-за присутствия в них обильных остатков фауны граптолитов они часто упоминаются в литературе как «граптолитовые сланцы». Столь широкое распространение этих пород связано, по всей видимости, с окончанием позднеордовикового «ледникового периода», резким подъемом уровня Мирового океана и крупномасштабной трансгрессией. Считается, что уровень силурийского океана был выше современного в среднем на 300 м [1], что привело к затоплению окраинных частей континентов на сотни километров.

Граптолитовые сланцы являются доказанным источником нефти и газа для гигантских месторождений Северной Африки (бассейны Ахнет, Иллизи, Мурзун, Гадамес и др. в Алжире и на западе Ливии). Восточнее, на востоке бассейна Персидского залива, где нижнесилурийские отложения погружены

на значительные глубины, а генерирующие толщи прошли главную зону газообразования (ГЗГ), они являются источником крупнейших в мире месторождений газа Катара и Ирана.

Аналогичные толщи повсеместно встречаются на западе Восточно-Европейской платформы. В Балтийской синеклизе, где они, в большинстве случаев, никогда не были погружены на глубины главной зоны нефтеобразования (ГЗН), они содержат столь высокие концентрации органического вещества (ОВ), что рассматриваются в качестве горючих сланцев. Южнее, на платформенном борту Северо-Предкарпатского краевого прогиба (Бильче-Волицкая зона на западе Украины и прилегающая часть Польши), ОВ граптолитовых сланцев перезрелое и является основным источником газа для целого ряда довольно крупных месторождений. В Восточной Сибири силурийские отложения слагают существенную часть разреза Лено-Тунгусского НГБ, некоторых районов Енисей-Хатангской НГО, а также складчатого Таймыра. И хотя по площади распространения и толщине они здесь уступают ордовикским и особенно кембрийским толщам, по объему неметаморфизованных силурийских пород этот регион занимает первое место среди всех бассейнов России и ближнего зарубежья.

Однако не все силурийские толщи одинаково перспективны по НГМТ. С одной стороны, это определяется сменой обстановок седиментации во времени. Как уже говорилось выше, трансгрессия моря (точнее, серия из 3–4 трансгрессий, перемежаемых небольшими отступлениями моря) была приурочена к лландоверийской эпохе. При этом в Сибири ее максимум пришелся

на самое начало этой эпохи (рудданский век), в отличие от других районов мира, где он смешен к ее середине [2]. Для последующих эпох (начиная с венлокской) в большинстве районов Сибири толщи граптолитовых сланцев не характерны.

## ГРАПТОЛИТОВЫЕ СЛАНЦЫ СКВАЖИНЫ НА ЛЕСКИНСКОМ ЛУ ОТЛИЧАЮТСЯ СВОЕОБРАЗНЫМ ОБЛИКОМ ОВ ПО ГЕНЕТИЧЕСКИМ ПАРАМЕТРАМ — ОСНОВНОЙ ВКЛАД ВНОСИЛИ БИОТЫ МЕЛКОВОДНОМОРСКИХ ОБСТАНОВОК ДИАГЕНЕЗА.

Второй причиной различий в разрезах сибирского силура и, соответственно, в их генерационном потенциале является неоднородность морского дна. Массовое скопление остатков граптолитов, являющихся индикатором обстановок седиментации, благоприятных для накопления перспективных НГМТ, отмечается при глубинах моря в палеобассейнах не менее 50–100 м [2]. Такие глубины имелись далеко не во всех районах Сибири даже в лландоверийскую эпоху.

Согласно [2], в Северо-Таймырском «субрегионе» преобладали обстановки глубокого шельфа (а по другим представлениям, возможно, и континентального склона). Здесь пачки темно-серых и коричневато-серых тонкоплитчатых и листоватых аргиллитов, часто окремненных, местами известковистых с остатками граптолитов, встречаются в большем интервале силурского разреза, вплоть до лудловского отдела включительно [3]. Мощность отложений силура здесь одна из минимальных в Сибири — порядка 250 м. В Северо-Приенисейском «субрегионе» в виде широкого залива, заходящего с севера на юг в центральные части Курейской синеклизы, суммарные мощности силура примерно в 3 раза больше, однако граптолитовые сланцы сосредоточены только в низах разреза. В других местах Сибирского палеобассейна в течение силура преобладали мелководные обстановки с преимущественно карбонатным осадконакоплением. Граптолитовые сланцы для этих районов не характерны.

Точные границы силурских отложений в скважине на Лескинском лицензионном участке (ЛУ), являющейся объектом изучения в данной работе, не установлены. Это объясняется явным недостатком палеонтологических определений и невозможностью детального изучения характера залегания слоев, что вполне обычно для скважинных данных. Пачки черных тонкослоистых граптолитовых сланцев здесь выделены по шламу

и записи каротажных кривых в 100-метровом интервале разреза, описаны по керну примерно в 45-метровом интервале разреза и относятся не только к лландоверийскому, но и к венлокскому отделам. Последнее сближает разрез данной скважины с северо-таймырскими разрезами, что является, в общем, благоприятным фактором, поскольку позволяет надеяться на присутствие значительных объемов силурийских НГМТ в данном районе.

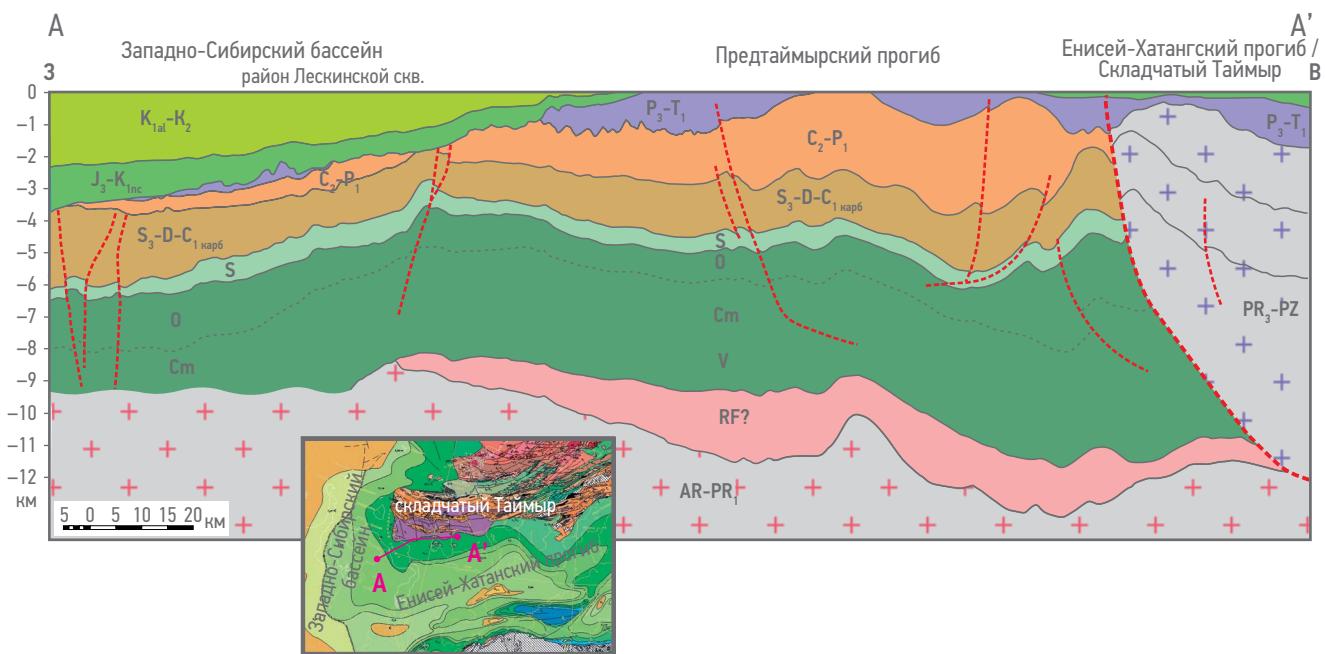
Комплексные исследования силурских отложений, преимущественно в пределах Сибирской платформы, выполнялись начиная с 60–80-х гг. прошлого столетия организациями СНИИГиМС, Институтом геологии и геофизики СО АН СССР, ВНИГРИ и другими. Особое внимание исследователей уделялось общей и детальной систематике граптолитов, их филогении, палеозоогеографическому районированию и палеогеографии. Литолого-геохимические исследования силурских отложений проводились преимущественно на основе результатов экстракции и люминесцентно-битуминологического анализа, а также единичных углехимических анализов концентратов керогена.

Задача настоящего исследования — петрографическое и геохимическое изучение нижнесилурских граптолитовых сланцев усть-енисейской свиты ( $S_1$  ue), включая определение мацерального состава, УВ-характеристик и катагенетической преобразованности ОВ для оценки нефтегазоматеринских свойств, а также с целью дальнейшего сравнения свойств потенциальных НГМТ с характеристиками признанных нижнесилурских НГМТ в различных бассейнах мира.

В основу статьи положены результаты аналитических исследований более 50 образцов керна и шлама граптолитовых сланцев усть-енисейской свиты ( $S_1$  ue) лландоверийского-венлокского отделов силура скважины на Лескинском ЛУ. Получены данные пиролитических, углепетрографических, битуминологических, хромато-масс-спектрометрических, изотопных исследований.

## МАТЕРИАЛ И МЕТОДЫ

Лескинский ЛУ расположен на полуострове Гыдан в Таймырском районе Красноярского края. Его территория с одной стороны граничит с Тазовским районом Ямalo-Ненецкого автономного округа, с другой — с Карским морем. В 2021 году в пределах ЛУ «Газпром нефти» была пробурена первая поисковая скважина. В структурно-тектоническом



**Рис. 1. Схематический профильный разрез через зону сочленения Енисей-Хатангского регионального прогиба, Западно-Сибирского бассейна и складчатого Таймыра (С.В. Фролов)**

**Fig. 1. Schematic profile section through the junction zone of the Enisey-Khatanga trough, the West Siberian basin and folded Taimyr (Sergey V. Frolov)**

отношении по юрско-меловым отложениям участок бурения приурочен к Притаймырской моноклинали, погружающейся в южном и западном направлениях к Енисей-Хатангскому прогибу и Западно-Сибирской синеклизе соответственно. По нижележащим палеозойским горизонтам строение более сложное. Так, в среднекаменноугольно-пермских комплексах здесь выделяется фрагмент Предтаймырского краевого прогиба, а еще ниже — элементы ранне-среднепалеозойской окраины Сибирского палеоконтинента (**рис. 1**).

В процессе бурения производился отбор керна с целью обоснования возрастной привязки отражающих горизонтов (ОГ), комплексного изучения НГМТ, пород-коллекторов и их насыщения. Мощность вскрытого палеозойского комплекса, представленного известняками, доломитами, терригенно-глинистыми, глинистыми и карбонатно-глинистыми породами, превышает 3 км. Встречаются кремнисто-глинисто-карбонатные отложения с повышенным содержанием ОВ. В разрезе палеозойского комплекса преобладают карбонатные отложения.

По материалам сейсморазведки эродированная кровля палеозойского комплекса соответствует ОГ VI. Ниже неё выделяются следующие ОГ (сверху вниз): VIIa, VII, VII<sub>bot</sub>, VIIa, VIIa<sub>bot</sub>, VIIb и т. д. Скважина вскрыла бурением практически на всю толщину сейсмо-комплекс между ОГ VIIa<sub>bot</sub> и VIIb. В настоящем исследовании изучались керн и шлам усть-енисейской свиты (S<sub>1 ue</sub>), отобранные в интервале между ОГ VIIa и VIIa<sub>bot</sub> (**табл. 1**).

**Углепетрографические исследования** проводились в лаборатории угля кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ на установке QD1302 (Craic Technologies) согласно ГОСТам РФ 9414.2-93, 9414.3-93. Образцы в виде аншлифов-брicketов проанализированы в простом отраженном и ультрафиолетовом (УФ) свете с объективами 50-кратного увеличения, с масляной иммерсией. Для изучения вещественно-петрографического состава и степени катагенеза ОВ были выполнены измерения показателя отражения продукта разложения граптолитов — коллохитинита. Оптические показатели микрокомпонентов ОВ, пересчитанные в показатель отражения

**Таблица 1. Стратиграфическая привязка изученного керна**  
**Table 1. Stratigraphic reference of the studied core samples**

№ интервала отбора керна	Вынос керна, м	Положение в сейсмическом разрезе	Возраст по результатам биостратиграфии
12–13	8,48	~140 м ниже ОГ VIIa	S <sub>1gm</sub> — гомерский ярус венлокского отдела
14	6,20	~30 м выше ОГ VIIa <sub>bot</sub>	S <sub>1th</sub> — теличский ярус лландоверийского отдела

витринита, были сопоставлены с пиролитическими и биомаркерными параметрами. Дополнительным методом исследования, используемым в данной работе, являлась **рамановская спектроскопия**, называемая также методом комбинационного рассеивания (особенно в отечественной литературе), который в настоящее время привлекается для оценки степени преобразованности ОВ. Этот метод исследования имеет важное преимущество: для анализа используется тот же самый препарат, что и для микроскопии — аншлиф. Поэтому сигнал, фиксируемый при рамановской спектроскопии, может быть сделан с той точки, для которой замерялся показатель отражения ( $R, \%$ ).

Пики отражения на рамановской спектрограмме группируются в категории D и G. D-пики наблюдаются в областях  $100\text{--}1800\text{ cm}^{-1}$ ,  $2400\text{--}3500\text{ cm}^{-1}$  и относятся к неструктурированным молекулам, которые встречаются в аморфном ОВ. Например, в углях невысоких стадий (до Т-А) фиксируются именно пики D. G-рефлексы в области  $1580\text{ cm}^{-1}$  называют иногда «графитовой» составляющей или молекулярными соединениями с  $G_{2g2^-}$ -симметрией. Такие пики в углях появляются обычно на стадии А-антрацитов, когда молекулярная структура углей уже подготовлена к процессу дальнейшей графитизации.

**Пиролитические исследования** выполнялись по методике цикла Bulk на приборе Rock-Eval 6 Standard компании Vinci Technologies. Пиролизатор Rock-Eval 6 Standard предназначен для изучения НГМТ с определением типа ОВ, степени его зрелости, генерационного потенциала, количества сгенерированных и миграционно-способных УВ. Прибор позволяет проводить идентификацию НГМТ в разрезе отложений, выявлять коллекторские горизонты, восстанавливать кинетические спектры ОВ пород. Методика пиролиза на аппаратуре Rock-Eval, разработанной во Французском институте нефти, подробно описана во многих работах [4].

**Битуминологические исследования** проводились по стандартным методикам, а также по авторским методикам кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ. Выполнена горячая экстракция хлороформом ( $\text{CHCl}_3$ ) в аппарате Сокслета для извлечения из керна нейтрального битумоида. По окончании экстракции хлороформ с растворенным в нем битумоидом подвергался отгонке в ротационном испарителе с дальнейшим высушиванием до постоянного веса. Далее выполнялось определение группового состава битумоида методом колоночной жидкостно-адсорбционной хроматографии на силикагеле (с количественным определением

массовых долей выделенных фракций).

Разделение на насыщенную и ароматическую фракции проводилось на авторских сорбирующих микрокапиллярных колонках. В качестве неподвижной фазы выступает активно аргентированный нитратом серебра силикагель с величиной зерен 0,1 мм, а в качестве подвижной — органические растворители (гексан хроматографический для отделения насыщенной фракции и толуол — для ароматической), что позволяет делить группу мальтенов на чистые фракции.

**Хромато-масс-спектрометрические исследования** выполнялись в лабораториях МГУ на хромато-масс-спектрометре GC-MS фирмы Agilent. Условия хроматографического интерфейса: газ-носитель — гелий, капиллярная кварцевая колонка 5MS — 30 м длина, 0,25 мм внутренний диаметр с 25  $\mu\text{m}$  слоем фазы DB-5. Ступенчатое программирование температуры термостата колонок: начальная —  $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ , конечная —  $300\text{ }^{\circ}\text{C}$ , время программирования — 63 мин. Условия масс-спектрометрического анализа: электронная ионизация 70 eV (EI), диапазон масс 50–800 AMU, скорость сканирования до 2000 AMU/сек, температура ионного источника  $250\text{ }^{\circ}\text{C}$ , с записью ионов полным ионным током.

## РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

### УГЛЕПЕТРОГРАФИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Микроскопические исследования граптолитов проводились многими учеными [5–8]. Предметом изучения являлись преимущественно нижнепалеозойские породы разных районов мира. Авторы использовали комплексные исследования, включавшие наряду с углепетрографическими данными результаты пиролитических, хроматографических и других исследований. Несколько важных обзорных работ [9, 10] были посвящены показателям отражения разных мацералов ( $R_{\text{mac}}, \%$ ) — оптическим параметрам, используемым в качестве температурных индикаторов палеогеотермических режимов осадочных бассейнов. Граптолиты всегда были одним из обязательных мацералов в таких обзора, так как для нижнего палеозоя набор доступных мацералов слишком ограничен, а граптолиты по своим оптическим свойствам наиболее близки к эталонному в данном методе витриниту.

Petersen H.I. и Goodarzi F. [5, 7], изучившие много граптолит-содержащих пород, выделили гранулярные и негранулярные виды граптолитов и предположили, что тот или иной тип зависит от литологического

состава вмещающих пород. Так, гранулярные граптолиты чаще встречаются в карбонатных породах, а негранулярные — в глинистых. Предпринятый теми же авторами анализ показателя отражения граптолитов ( $R_{Gr}$  %) в сравнении его с показателями отражения «эквивалентов показателя отражения витринита» ( $RV_{eq}$  %) и пиролитического параметра  $T_{max}$  показал высокую степень сходимости результатов.

В предыдущих исследованиях [11, 12] ОВ граптолитовых сланцев усть-енисейской свиты ( $S_1 ue$ ) описывалось как бесструктурное нелюминесцирующее буро-коричневое вещество, состоящее в основном из разложившихся хитиновых остатков, преобразующихся по форме коллохитинита. В основной массе единичные обломки граптолитов имеют прямоугольно-вытянутую форму — остатки зооорганизмов с элементами хитина в скелете.

Остатки граптолитов встречены в четырех образцах теличского и гомерского ярусов ( $S_1 th-S_1 gm$ ). Включения граптолитов обладают неправильной формой, с четкими краями и однородной, аморфной структурой. Как и большинство органических макералов, остатки граптолитов изотропны. Некоторые фрагменты граптолитов (рис. 2) под действием крупных минеральных зерен деформированы и потеряли исходную форму. Люминесцентного свечения нет. Большая часть фрагментов имеют размеры  $0,05 \times 0,1$  мм, но могут представлять тонкие вытянутые линзочки с толщиной 2–5 мкм.

Кроме фрагментов граптолитов, которые четко выявляются в аншлифах благодаря крупным размерам, серому цвету и изотропии, в породах присутствуют «твёрдые битумы — solid bitumen», называемые авторами постгенерационным битуминитом. Постгенерационные битуминиты являются остаточным ОВ, которое, отдав полностью или почти полностью жидкое и газообразные продукты, сохранилось в виде твердых очень мелких углеродистых включений. Такие образования распределяются на стыках минеральных зерен или в межзерновом пространстве в смеси с глинистыми минералами. На рис. 2В отлично видны мелкие включения постгенерационного битуминита, трассирующего границы минеральных зерен.

В исходном материале ОВ граптолитовых сланцев идентифицируются не одни граптолиты, поэтому всю массу колломорфного ОВ нельзя идентифицировать как коллохитинит [11]. В ОВ граптолитовых сланцев значительная доля принадлежит и фитопланктону, что подтверждается исследованиями [12]. В измененном виде ОВ фитопланктона является описанным «постгенерационным битуминитом».

Кроме изучения макерального состава, углепетрографические исследования включают определение такого количественного параметра как показатель отражения. Последний может быть измерен не только по привычному гумусовому макералу — витриниту, но и по другим макералам, среди которых отмечаются остатки граптолитов.

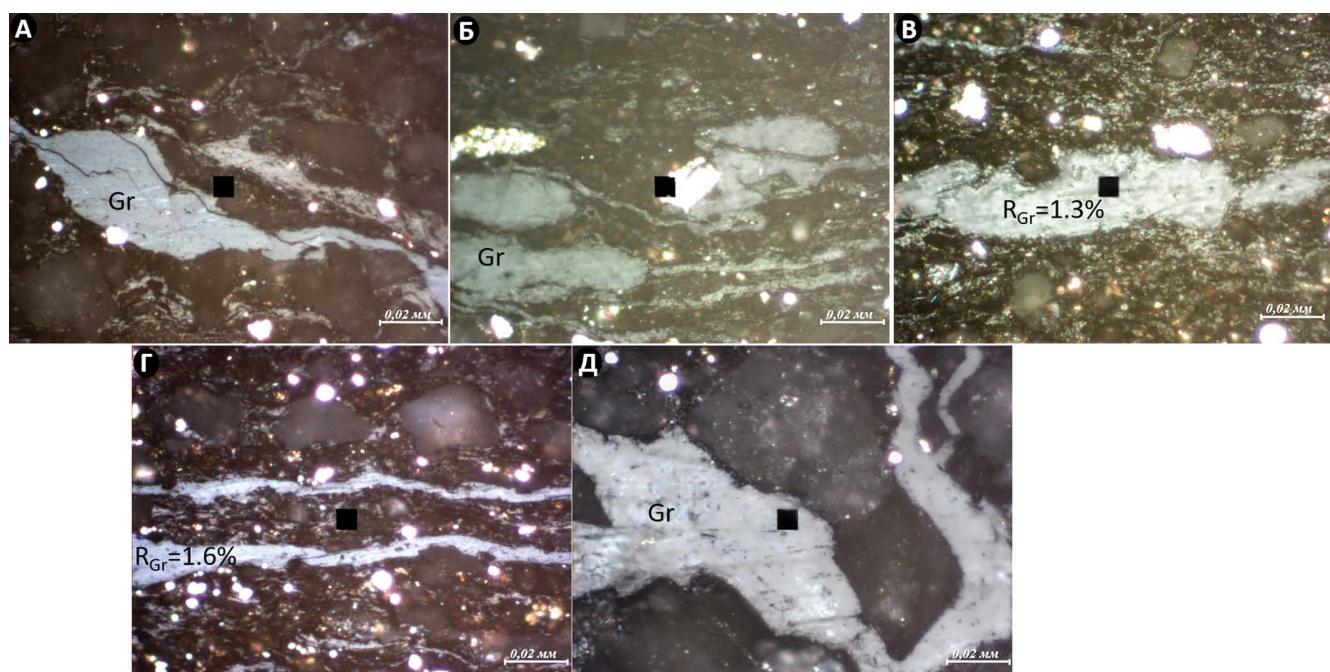


Рис. 2. Фото фрагментов граптолитов гомерского яруса в отраженном свете (Н.В. Пронина)  
Fig. 2. Photo of the Homerian graptolite fragments in reflected light (Natalya V. Pronina)

В исследованных образцах именно фрагменты граптолитов благодаря своим размерам и качеству поверхностей использовались для замеров показателей отражения ( $R_{gr}$ , %). Разброс  $R_{gr}$  в измеренных образцах довольно широкий. Так, для образца гомерского яруса стандартное отклонение замеренных показателей составило 0,3, что не позволило принять «средние» значения к рассмотрению. А для образцов телического яруса значения стандартных отклонений в преобладающих популяциях  $R_{gr}$  составили 0,03 и 0,04 % соответственно. Преобладающими популяциями

$$\text{Обр. 42 (гомерский ярус): } RV_{eq} = 0,9376 \cdot R_{gr} + 0,028 = 0,9376 \cdot 1,3 + 0,028 = 1,25 (\%)$$

$$\text{Обр. 45 (гомерский ярус): } RV_{eq} = 0,9376 \cdot R_{gr} + 0,028 = 0,9376 \cdot 1,6 + 0,028 = 1,53 (\%)$$

Таким образом,  $RV_{eq}$  для образцов 42 и 45 составляют 1,25 % и 1,53 % соответственно. Дополнительным методом исследования являлась рамановская спектроскопия, выполненная для образца гомерского яруса венлокского отдела. Для образцов с высокими показателями отражения ( $R_{gr} = 1,3\text{--}1,6$  %) данные рамановской спектроскопии с наличием G-рефлексов на спектрах можно считать хорошей корреляцией. Полученные результаты представляют интерес с точки зрения комплексной оценки трансформации ОВ.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ПИРОЛИТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Образцы из лландоверийского–венлокского отделов силура скважины на Лескинском ЛУ характеризуются значительными разбросами в значениях геохимических параметров. Породы представлены разностями от преимущественно карбонатных (доломитизированные известняки, венлокский отдел) до глинисто-карбонатных и карбонатно-глинистых (глинистая компонента до 30–60 %, лландоверийский отдел). Содержание остаточного ОВ изменчиво, но в основном количестве образцов повышено от 0,2 до 14,3 % (в среднем составляя 6,4 %) (рис. 3). Максимальные содержания ОВ наблюдаются в тонком пропластке глинизированных известняков венлокского отдела (до 12,51 %) и в пределах лландоверийских глинисто-карбонатных отложений — до 14,3 %. Доля исходного генетического потенциала ( $S_1$ ), реализованного в УВ, достигает 2,2 мг УВ/г породы, а параметр  $S_2$  (количество потенциальных УВ, способных генерировать содергашимся в породе ОВ) линейно увеличивается с увеличением содержания ОВ, достигая 3,96 мг УВ/г породы в отложениях венлокского отдела и до 27,25 мг УВ/г породы в низах лландоверийского отдела. Водородный индекс HI неравномерно

$R_{gr}$  принятые те области значений, которые охватывают более половины всех замеров и образуют выраженные пики на гистограммах.

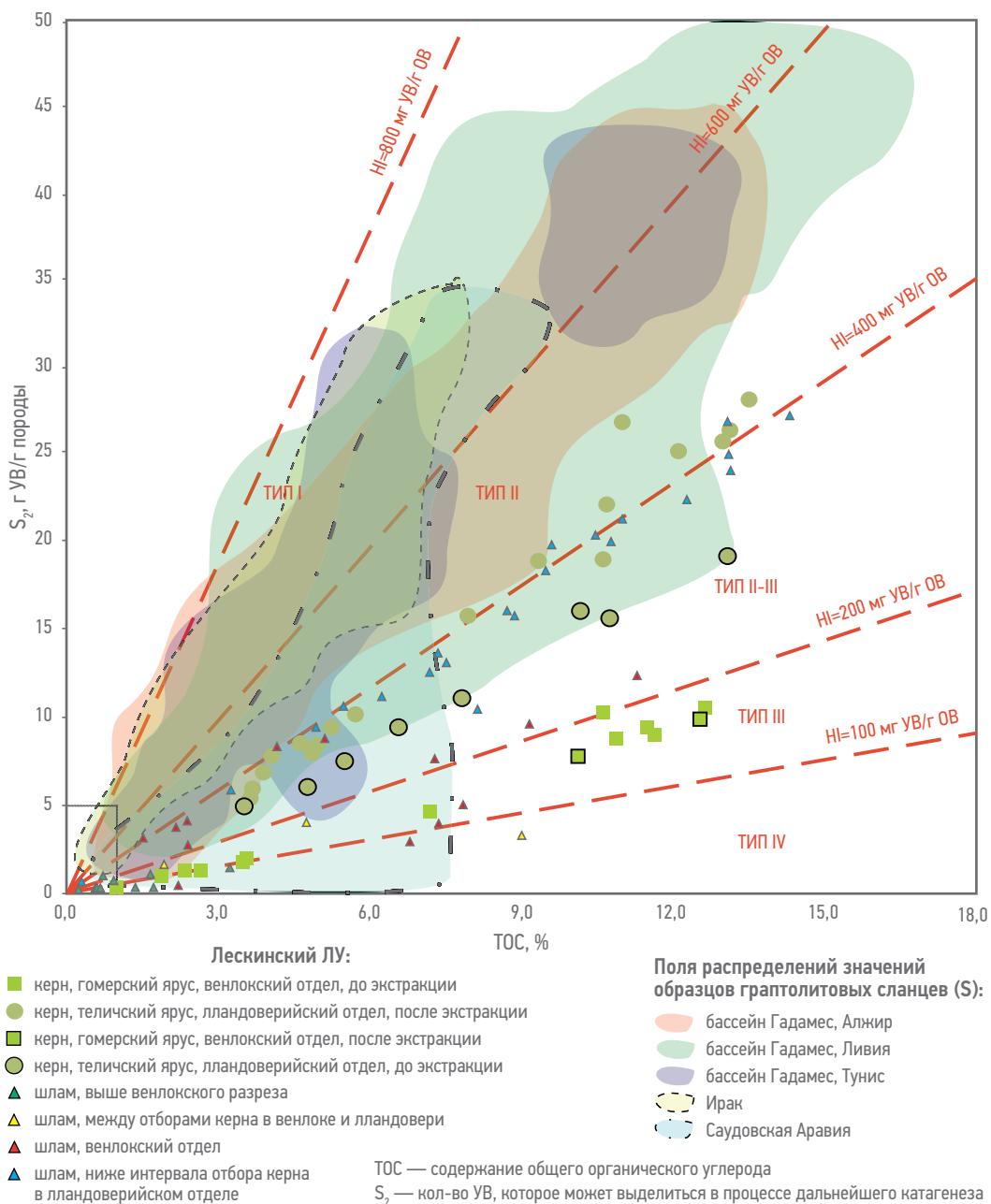
Показатели отражения  $R_{gr}$  для образцов достигают 1,3, 1,6 %.

В обзорной статье [10] на схеме сопоставления  $R_{gr}$  %/RV, % приведено 3 формулы пересчета этих параметров. Согласно одной из формул [13] показатели отражения граптолитов ( $R_{gr}$ , %) для образцов гомерского яруса дают следующие показатели отражения «RV<sub>eq</sub> — эквивалентов витринита»:

колеблется от 19 до 191 мг УВ/г C<sub>org</sub> среднее — 119 мг УВ/г C<sub>org</sub>. При высоких стадиях зрелости водородный индекс характеризует остаточный потенциал ОВ, который мог быть значительно выше на начальных стадиях преобразования.

Стадия зрелости породы, согласно величине T<sub>max</sub>, составляет в среднем 451–457 °C (с разбросом для всех образцов 432–471 °C), что отвечает концу ГЗН — началу ГЗГ, соответствующей стадии МК<sub>3</sub> — начала МК<sub>4</sub>. Величина индекса продуктивности для большинства образцов не превышает 0,3. Однако нереализованный УВ-потенциал ОВ для градации МК<sub>3</sub> довольно невысокий, что, вероятно, является отражением раннего созревания зоогенного ОВ с граптолитовой основой и прекращения им генерации УВ в середине—конце ГЗН. В работах [11, 14] описано раннее созревание граптолитовых сланцев, при котором конец генерации УВ происходит уже на начальных стадиях ГЗН. В граптолитовых сланцах усть-енисейской свиты (S<sub>1 ue</sub>) в составе фоссилизированного ОВ существенная роль принадлежит остаткам граптолитов, но на основе результатов углепетрографических исследований по образцам скважины на Лескинском ЛУ выявлено, что в граптолитовых сланцах также отмечается остатки альгогенного вещества, которое составляло значительную долю от общего. С более поздним созреванием водорослевого ОВ связано, по мнению авторов, достаточно высокое количество УВ (S<sub>1</sub>) при высоких стадиях катагенеза в изучаемом разрезе.

В разрезе наблюдается обратная закономерность распределения значений T<sub>max</sub> по глубине. Максимальные значения параметра наблюдаются в пределах венлокского отдела (до 464–498 °C), уменьшаясь в среднем до 451–455 °C в лландоверийском отделе. При бурении скважины в 20 метрах выше нефтегазоматеринских прослоев венлокского отдела встречены дайки магматических



**Рис. 3.** Зависимость генерационного потенциала ( $S_2$ ) от содержания ОВ в граптолитовых сланцах скважины на Лескинском лицензионном участке и НГБ Африки и Ближнего Востока по данным [15–17]  
**Fig. 3.** Dependence of generation potential ( $S_2$ ) on OM content in graptolitic shales of well on Leskinsky license area and petroleum basins of Africa and the Middle East according to data [15–17]

пород, которые при внедрении в осадочный разрез могли существенно «подогреть» породы вокруг себя и тем самым увеличить степень преобразования ОВ. Повышение уровня регионального катагенеза достигло в этом интервале до полутора градаций, что в результате привело к существенной (практически полной) реализации УВ-потенциала верхних прослоев, обогащенных ОВ, — уменьшение потенциала до 20–60 мг УВ/г ОВ. Начальный потенциал ОВ этих отложений мог быть значительно выше лландоверийских и составлять до 650–700 мг УВ/г ТОС. Для лландоверийских обогащенных ОВ прослоев УВ потенциал

мог составлять 400–550 мг УВ/г ТОС. Таким образом, изучаемый разрез на начальных стадиях преобразования ОВ характеризовался наличием ОВ I-II типа с повышенным или высоким исходным потенциалом, существенно реализованным регионально и внесшим свой вклад в формирование нефтегазоносности изучаемой территории. Сравнение пиролитических и УВ характеристик граптолитовых сланцев различных бассейнов мира, включая бассейны Ближнего Востока, Турции и Северной Африки, рассмотрено в многочисленных работах [15–17]. В пределах большинства изученных бассейнов

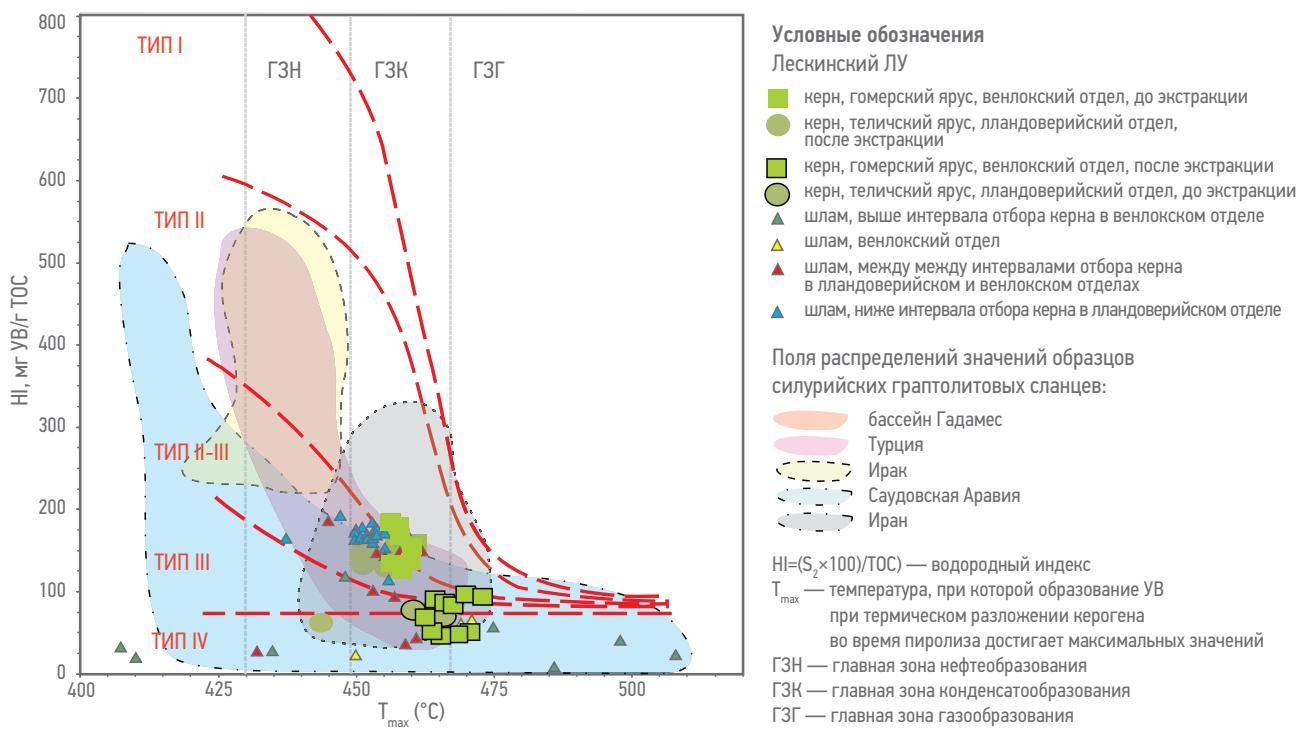


Рис. 4. Модифицированная диаграмма Ван-Кревелена для образцов граптолитовых сланцев скважины на Лескинском лицензионном участке и НГБ Африки и Ближнего Востока по данным [15–17]

Fig. 4. Modified Van-Krevelen diagram for samples of graptolitic shales from well on Leskinsky license area and petroleum basins of Africa and the Middle East according to data [15–17]

силурийские сланцы содержат значительные концентрации ОВ (до 17 %) преимущественно I-II типа (исходный HI достигал 500–800 мг УВ/г ТОС), с повышенным генерационным потенциалом ( $S_2$  достигает 50 мг УВ/г породы). В бассейнах Северной Африки (бассейны Ахнет, Иллизи, Мурзун, Гадамес и др. в Алжире и на западе Ливии) граптолитовые сланцы являются доказанным источником нефти и газа для гигантских месторождений, а на востоке бассейна Персидского залива, где нижнесилиурийские отложения погружены на значительные глубины, а генерирующие толщи прошли ГЗН, они являются источником крупнейших в мире месторождений газа Катара и Ирана. Заниженные пиролитические показатели силурийских толщ относительно НГМТ бассейнов Ближнего Востока и Африки объясняются в первую очередь их высокой преобразованностью при ранних начале и конце генерации УВ, характерным для соответствующего типа ОВ.

## УГЛЕВОРОДНЫЙ СОСТАВ БИТУМОИДОВ ГРАПТОЛИТОВОЙ СЕРИИ

### СОСТАВ И УСЛОВИЯ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА

Несмотря на высокий уровень катагенетической зрелости образцов и существенную реализованность генерационного потенциала,

содержание битумоида в породах достаточно высоко, в среднем составляет 0,2 % (максимально до 0,4 %). Отмечается в 1,5–2 раза более низкое содержание битумоида в венлокских граптолитах по сравнению с лландоверийскими.

В групповом составе всех изученных битумоидов преобладают масла, содержание которых выше в битумоидах лландоверийских граптолитов и достигает 67 %. Битумоиды венлокских граптолитов характеризуются повышенным содержанием смол (около 40 %). Во всех битумоидах содержание нафтеново-ароматической фракции выше метаново-нафтеновой. Однако для лландоверийских битумоидов параметр мн/на составляет 0,6–0,9, тогда как в битумоидах венлокских граптолитов ароматическая фракция преобладает над насыщенной в 3–5 раз. Следует отметить, что при достаточно высоком содержании битумоидов, 50 % содержании масел и 25 % содержании нейтральных смол в битумоидах для венлокских граптолитов характерны экстремально низкие содержания метаново-нафтеновой и нафтеново-ароматической фракций в их составе.

В изотопном составе резким утяжелением изотопного состава углерода групп отличается образец кровельной части интервала отбора керна (5,5 м), возраст которого определён как лландоверийский. Наиболее контрастное утяжеление (более чем на 3 %)

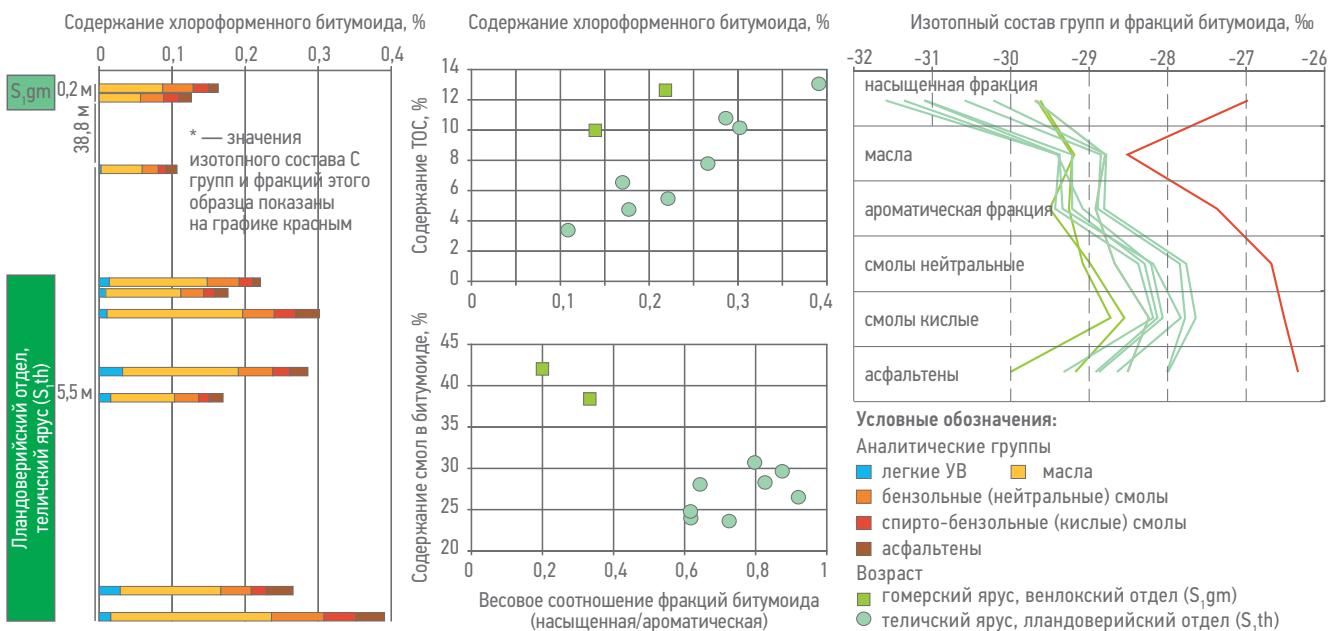
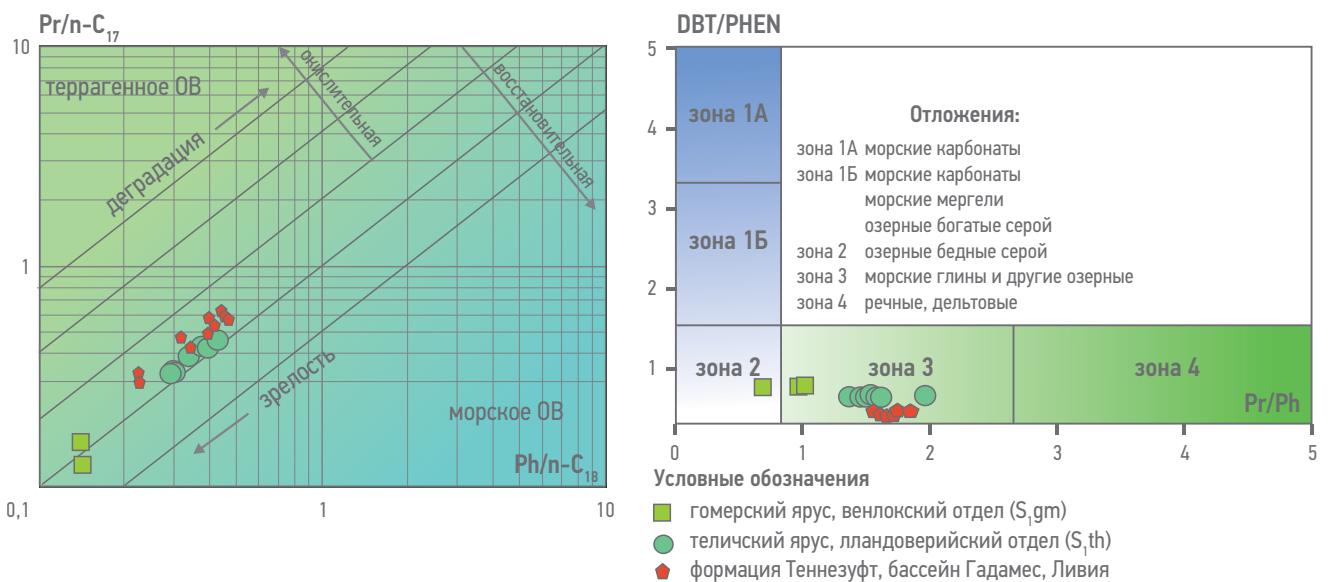


Рис. 5. Битуминологическая и изотопная характеристика образцов граптолитовых сланцев скважины на Лескинском ЛУ. Составлено авторами  
Fig. 5. Bituminological and isotopic characteristics of graptolite shales from well on Leskinsky license area. Prepared by the authors

наблюдается в составе углерода группы масел, в составе смол и асфальтенов утяжеление менее существенное (от 1 до 2%). В изотопном составе УВ-фракций этот образец также резко утяжеляется в составе метаново-нафтеновой фракции, но уже изотопный состав углерода ароматической фракции выравнивается для всех образцов. Такое поведение изотопного состава «верхнего» образца («утяжеление») может быть свидетельством резкого локального пиролитического воздействия. Изотопный состав углерода фракций свидетельствует о морском типе ОВ. Распределение алканов в изученных образцах граптолитовых сланцев усть-енисейской свиты ( $S_1$  ue) разнообразное, для большинства образцов близкое с морским обликом распределения (рис. 6), но в части образцов — специфическое, со сдвинутым максимумом в область  $n\text{-}C_{25}$ — $n\text{-}C_{27}$ , что может характеризовать специфические древние морские фоссилии. По данным многочисленных исследований [11, 12], ОВ граптолитовых сланцев формировалось за счет зоосоставляющей — граптолитов, наряду с альгосоставляющей. В ОВ граптолитовых сланцев значительная доля принадлежит фитопланктону, что подтверждается исследованиями [12], и их значительной битумоидной составляющей, чего не наблюдалось бы при исключительно хитиновом составе ОВ. Явной особенностью УВ-состава исследованных образцов является заметное преобладание нечетных алканов над четными в области высокомолекулярных алканов  $C_{23}$ — $C_{30}$ .

(0,95–1,39, среднее 1,17) при их равенстве в низкомолекулярной области (0,89–0,95), что является признаком активной доли фоссилий пресноводных водорослей. В распределении алканов мы не наблюдаем специфического биомаркерного признака источников возможно мигрировавших УВ, сгенерированных ордовикскими водорослями — нет резкой нечетности в области низкомолекулярных УВ.

Соотношение пристана и фитана зависит от фациальных условий осадконакопления. На повышенное содержание фитана оказывает влияние повышенная доля липидного материала в исходном ОВ, а также восстановительная обстановка в диагенезе. В образцах гомерского яруса наблюдаются субвосстановительные условия, для разреза телического яруса характерны заметно более окислительные обстановки с соотношением  $\text{Pr}/\text{Ph} > 1,5$  (рис. 6). При этом отмечается низкое содержание серосодержащих УВ (представлены коэффициентом распределения ароматических УВ — дibenзотиофена к фенантрену) (рис. 6), что может характеризовать накопление ОВ в относительно пресноводных условиях. По показателю распределения УВ-алканов  $\text{Pr}/n\text{-}C_{17}\text{-Ph}/n\text{-}C_{18}$  (модификация графика Connan-Cassou) исследованные образцы соответствуют морским биотам с довольно широким диапазоном этих значений — от 0,2 до 1,0 — необычно для столь узкого интервала разреза в 40 м и, возможно, коррелируемо с разнообразием термического воздействия на породы.



**Рис. 6. Распределение коэффициентов  $\text{Pr}/\text{n-C}_{17}$ – $\text{Ph}/\text{n-C}_{18}$  (слева) и  $\text{Pr/Ph}$  и  $\text{DBT/Phen}$  (справа) в образцах нижнесиурийских отложений скважины на Лескинском лицензионном участке и свиты Теннеузфт, бассейн Гадамес (по [17])**

**Fig. 6. Distribution of coefficients  $\text{Pr}/\text{n-C}_{17}$ – $\text{Ph}/\text{n-C}_{18}$  (left) and  $\text{Pr/Ph}$  and  $\text{DBT/Phen}$  (right) in samples of the Lower Silurian deposits from the well on Leskinsky license area and Tennezuft Formation, Ghadames Basin (after [17])**

Фациальные условия накопления исходных биот характеризуют и распределения УВ-биомаркеров, в частности преобладание гопанов  $C_{30}$  над нор-гопанами  $C_{29}$  ( $H29ab/H30ab=0,45–0,99$ ), а также отношение перегруппированных диастеранов в сравнении с регулярными стеранами ( $\text{dia-s}29(S+R)/aaa29(S+R)=0,54–2,2$ , среднее 1,36), что является признаком накопления ОВ при некарбонатной седиментации.

В распределении УВ-биомаркеров исследованных битумоидов наблюдается также ряд особенностей. Образцы гомерского яруса показали «стерильность» по идентифицируемым терпановым и стерановым УВ (при присутствии ароматических УВ), вероятно, связанную с термическим воздействием вышележащих магматических образований. Также бросается в глаза резкое преобладание трициклических и тетрациклических терпанов над пентациклическими терпанами — гопанами ( $t23/H30ab=1,69–11,51$ ,  $T24/H30ab=0,37–5,73$ , среднее 3,82). Такой облик распределения может быть обусловлен и континентальным ОВ, но нет подтверждения этого в поведении коэффициента «континентальности ОВ» — высокого показателя отношения легкого трициклического терпана  $t19$  к основному трициклическому терпану  $t23$  (в исследованной серии этот коэффициент очень низок и составляет 0,11–0,22). Такое преобладание трициклических терпанов над гопанами — результат нарушения термического равновесия вследствие высокого катагенеза ОВ.

Особенности УВ-биомаркеров исследованных образцов проявляются и в распределении регулярных изостеранов  $C_{27}$ – $C_{29}$  и ароматических стероидов ТА26–28 — довольно неожиданные, очень резкие преобладания высокомолекулярных УВ, при этом интересно практически цифровое равновесие содержания пар изостеранов и триароматических стероидов (рис. 6). Такое преобладание — очевидный признак особенностей фоссилизации древних, даже дофанерозойских, водорослей, преимущественно мембранных основания, формирующих близкий к наземным растениям ряд стероидов. Содержание триароматических стеранов в образцах с идентифицированными биомаркерами втройне превышает таковое для моноароматических стеранов.

Изученные образцы гомерского яруса не содержат биомаркеры групп стеранов и терпанов — толщи являются немыми на предмет сохранности носителей этих УВ.

## ОЦЕНКА ЗРЕЛОСТИ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА

Оценка зрелости ОВ пород определяется в том числе и по характеру распределения широкого спектра УВ-биомаркеров. Коэффициенты зрелости по распределению альфа- и бета-стеранов конфигурации 20 S/R для всех образцов нивелированы ( $\alpha29S/\alpha29S+\alpha29R=0,44–0,48$ ,  $\beta29(S+R)/\alpha29(S+R)+\beta29(S+R)=0,51–0,6$ ), но в то же время несколько необычно находятся на отметках чуть ниже так называемого эквилибриума

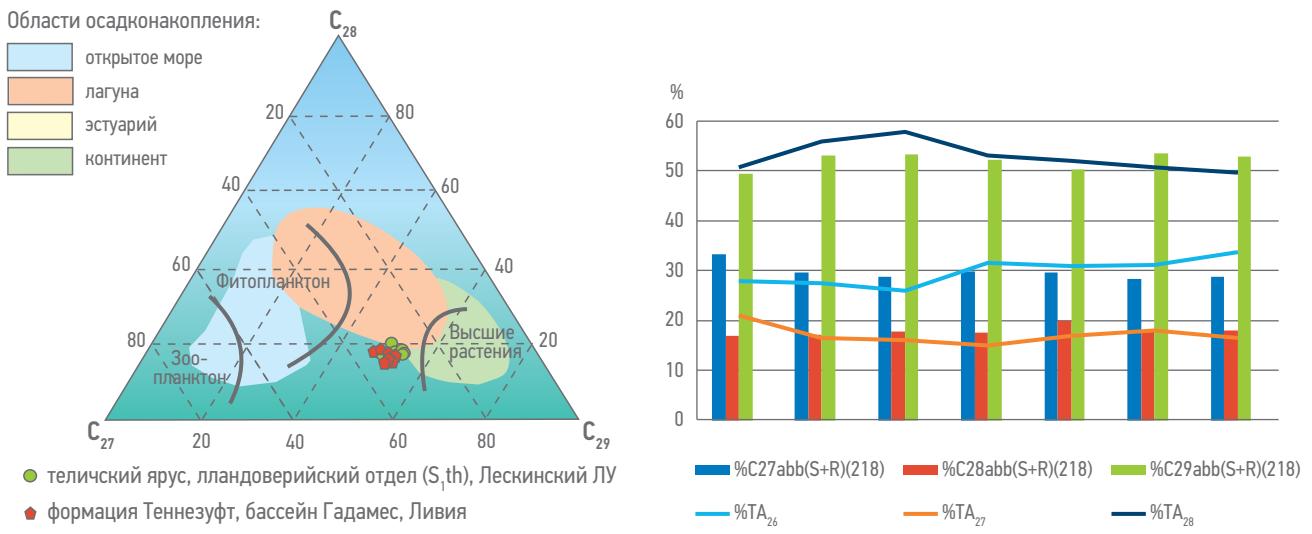


Рис. 7. Распределение стерановых УВ  $C_{27}$ – $C_{29}$  в образцах нижнесиурийских отложений скважины на Лескинском лицензионном участке и свиты Теннеузфт, бассейн Гадамес (по [17]) (слева), и распределение изостеранов  $C_{27}$ – $C_{29}$  и ароматических стероидов  $TA_{26}$ – $TA_{28}$  (справа).

Составлено авторами

Fig. 7. Distribution of sterane HC isomers  $C_{27}$ – $C_{29}$  of the Lower Silurian deposits from the well on Leskinsky license area and Tenneuzft Formation, Ghadames Basin (after [17]). Prepared by the authors

нарастания этих коэффициентов, наступающего для альфа-стеранов в диапазоне начала средних стадий мезокатагенеза и для бета-стеранов — в середине ГЗН. Очевидно, это является свидетельством так называемой относительно раннекатагенетической «отработки» этих насыщенных УВ-биомаркеров ОВ граптолитов, что отмечалось и по пиролитическим параметрам. При этом ароматические УВ покажут нарастание степени катагенетической преобразованности.

Однако другие коэффициенты зрелости, определяемые по термоустойчивости биомаркеров относительно друг друга ( $T_s/T_m=7,8$ – $18,9$ ,  $4MDBT/1MDBT=8,9$ – $17,7$ ,  $(TA_{20}+TA_{21})/(TA_{26}S+TA_{26}R+TA_{27}S+TA_{28}S+TA_{27}R+TA_{28}R)=3,6$ – $12,8$ ), показывают высокие стадии катагенетической преобразованности. Эти показатели синхронно отражают стадии конца ГЗН — начала ГЗГ, притом максимальное значение показывает образец в верхней части изучаемого разреза. Значение пересчетного на витринит коэффициента, определяемого по коэффициенту метил-фенантреновых УВ ( $R_c = (0,6 \cdot MPI_1) + 0,37$ ), изменяется от 0,9 до 1,1, что также находится на границе ГЗН — ГЗГ. Параметры зрелости по распределению регулярных высокомолекулярных гопанов  $H_{29}$ ,  $H_{30}$  и их преобразованных изомеров ( $29Ts/H_{29}\alpha\beta$ ,  $DH_{30}/H_{30}$ ), которые начинают реагировать изменениями на высоких стадиях катагенеза исходного ОВ, также показали существенную преобразованность ОВ, выходя за границу «нефтяного окна».

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Формирование УВ-потенциала силурийских НГМТ связано со сменой обстановок седиментации во времени, а также неоднородностью морского дна. Массовое скопление остатков граптолитов, которые являются индикатором обстановок седиментации, благоприятных для накопления перспективных НГМТ, отмечается при глубинах моря в палеобассейнах не менее 50–100 м. В районе скважины на Лескинском ЛУ палеонтологическими исследованиями черные микрослоистые пачки граптолитовых сланцев относятся к усть-енисейской свите ( $S_1 ue$ ) ландоверийского и венлокского отложений, что сближает разрез данной скважины с северо-таймырскими разрезами, накапливавшимися в обстановках глубоководного шельфа. Данный фактор благоприятен, поскольку позволяет надеяться на присутствие значительных объемов силурийских НГМТ в данном районе.

Комплексное петрографическое, пиролитическое и геохимическое изучение состава и свойств ОВ граптолитовых сланцев усть-енисейской свиты ( $S_1 ue$ ) скважины на Лескинском ЛУ позволило охарактеризовать потенциальные НГМТ. ОВ граптолитовых сланцев состоит из разложившихся хитиновых остатков, преобразующихся по форме коллохитинита (граптолиты). В породах также присутствуют твердые битумы (постгенерационные битуминиты, являющиеся преобразованными остатками фитопланктона). Показатели отражения  $R_{gr}$  для образцов

достигают 1,3–1,6 %, что характерно для перезрелого ОВ.

Анализ распределения УВ-биомаркеров в граптолитовых сланцах других бассейнов мира показал сходство с таковым распределением УВ исследованных образцов. По генетическим параметрам (распределение алканов, изоалканов, тритерпанов, стеранов, ароматических стероидов) облик ОВ своеобразен. Основной вклад в формирование ОВ вносили биоты пресноводных обстановок диагенеза (мелководная морская некарбонатная седиментация биоты с преобладанием субвосстановительной до субокислительной обстановки).

По различным группам УВ-параметров катагенеза ОВ наблюдается растянутая зрелость ОВ довольно маломощного слоя пород — от середины до конца нефтеобразования — начала генерации

конденсатов и жирных газов, при этом с увеличением в верхней части, что связано с локальным пиролитическим воздействием магматических пород.

Пиролитические характеристики граптолитовых сланцев свидетельствуют о том, что изучаемый разрез на начальных стадиях преобразования ОВ характеризовался наличием ОВ I–II типа с повышенным и высоким исходным потенциалом, существенно реализованным регионально и внесшим свой вклад в формирование нефтеносности изучаемой территории. Повышение уровня регионального катагенеза локальным воздействием достигло в верхней части венлокского разреза до полутора градаций, что в результате привело к существенной (практически полной) реализации УВ-потенциала верхних прослоев, обогащенных ОВ.

#### Список литературы

1. Harland W.B., Cox A.V., Llewellyn P.G., Pickton C.A.G., Smith A.G., Walters R. *A geologic time scale*. Cambridge: Univ. Press, 1982 (Пер. М.: Мир, 1985, 144 с.)
2. Тесаков ЮИ, Предтеченский НН, Лопушинская ТВ. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Силур Сибирской платформы. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2000. — 408 с.
3. Макарьев АА, Макарьева ЕМ, Молчанова ЕВ. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1:1 000 000. Третье поколение. Серия Таймырско-Североземельская. Листы S-44 — Диксон, S-45 — Усть-Тарея. Объяснительная записка / Минприроды России, Роснедра, Моргео, ФГБУ «ВСЕГЕИ», ФГУНПП «ПМГРЭ». — СПб: Изд-во ВСЕГЕИ, 2020. — 450 с.
4. Espitalié J, Marquis F. and Barsony I. Geochemical Logging. In Voorhees, K.J., Ed., *Analytical Pyrolysis — Techniques and Applications*, Boston, Butterworth, 1984. pp. 276–304. <https://doi.org/10.1016/B978-0-408-01417-5.50013-5>
5. Goodarzi F, Norford B.S. Graptolite as indicators of the temperature histories of rocks // Geological Society, London, 1985. — V. 142. — P. 1089–1099. <https://doi.org/10.1144/gsjgs.142.6.1089>
6. Goodarzi F, Norford B.S. Variation of graptolite reflectance with depth of burial // Coal Geology, 1989. — V. 11. — P. 127–141.
7. Petersen H.I., Schovsbo N.H., Nielsen A.T. Reflectance measurements of zooclasts and solid bitumen in lower Paleozoic shales, Southern Scandinavia: correlation to vitrinite reflectance. Int.J.Coal Geol. — 2013. — V. 114. — P. 1–18. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2013.03.013>
8. Synott D.P., Dewing K., Ardakani O.H., Obermajer M. Correlation of zooclast reflectance with Rock-Eval Tmax values within Upper Ordovician Cape Phillips Formation, a potential petroleum source rock from the Canadian Arctic Islands. Fuel, 2018. — V. 227. — P. 165–176.
9. Hackley P., Cardott B. Application of organic petrography in North American shale petroleum system: A review// Coal Geology, 2016. — V. 163. — P. 8–51. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.06.010>
10. Harkopf-Fröder C, Königshof P, Littke R, Schwarzbauer J. Optical thermal maturity parameters and organic geochemical alternation at low grade diagenesis to anchimetamorphism: a review // Coal Geology, 2015. — V. 150–151. — P. 74–119. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2015.06.005>
11. Баженова ТК, Кащенко СА, Матухина ВГ. О битумопроявлениях в карбонатных конкрециях граптолитовых сланцев реки Курейки. ДАН СССР. — 1966. — Т. 167. — № 2.
12. Юсупова ИФ. Органическое вещество Прибалтийских каширских и болтышских горючих сланцев. Москва: МГУ, 1973.
13. Bertrand R, Malo M. Dispersed organic matter reflectance and thermal maturation in four hydrocarbon exploration wells in the Hudson Bay Basin: regional implications. Geological Survey of Canada Open File. 2012. — No. 7066. — P. 1–52. <https://doi.org/10.4095/289709>
14. Ряной А.А. Граптолитовые сланцы нижнего силура Тунгусской синеклизы и их нефтегазоматеринские свойства (Восточная Сибирь) // Региональная геология и металлогения. 2021. — № 88. — С. 99–116. [https://doi.org/10.52349/0869-7892\\_2021\\_88\\_99-116](https://doi.org/10.52349/0869-7892_2021_88_99-116)
15. Albriki Khaled, Wang Feiyu, Li Meijin, El Zaroug Rajab, Ali Abuajela, Samba Mohammed, Wiping Feng, Mohammed Rashid S. Silurian hot shale occurrence and distribution, organofacies, thermal maturation, and petroleum generation in Ghadames Basin, North Africa // Journal of African Earth Sciences. 2022. — V. 189. — P. 1–25. <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2022.104497>
16. Rahmani Ali, Naderi Mahsa, Hosseiny Ehsan. Shale gas potential of the lower Silurian hot shales in southern Iran and the Arabian Plate: Characterization of organic geochemistry // Petroleum, 2022, online, <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2022.03.004>
17. Diasty W.Sh.El, Beialy S.Y. El, Fadel F.I., Peters K.E., Batten D.J. Organic geochemistry of the Lower Silurian Tennezzu formation and biomarker characteristics of crude oils from the Ghadames basin, Libya. Journal of Petroleum Geology. 2017. — Vol. 40 (3). — P. 299–318. <http://dx.doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.06.002> 0264-8172

#### References

1. Harland W.B., Cox A.V., Llewellyn P.G., Pickton C.A.G., Smith A.G., Walters R. *A geologic time scale*. Cambridge: Univ. Press, 1982 (Пер. М.: Мир, 1985, 144 с.). (In Russ.)
2. Тесаков ЮИ., Предтеченский Н.Н., Лопушинская Т.В. и др. Stratigraphy of petroleum basins of Siberia. Silurian of the Siberian platform, Novosibirsk: Publishing house SB RAS, 2000, 408 p. (In Russ.)

- 3.** Makar'yev A.A., Makar'yeva Ye.M., Molchanova Ye.V. et.al. State geological map of the Russian Federation, scale 1:1 000 000. Third generation. Taimyr-Severozemelskaya series. Sheets S-44 — Dixon, S-45 — Ust-Tareya. Explanatory note / Ministry of Natural Resources of Russia, Rosnedra, Morgeo, FSBI VSEGEI, FSUSe PMGe. — St. Petersburg: VSEGEI Publishing House, 2020. — 450 p. (In Russ.).
- 4.** Espitalié J., Marquis F. and Barsony I. *Geochemical Logging*. In: Voorhees, K.J., Ed., *Analytical Pyrolysis — Techniques and Applications*, Boston, Butterworth, 1984, pp. 276–304. <https://doi.org/10.1016/B978-0-408-01417-5.50013-5>
- 5.** Goodarzi F. Norford B.S. Graptolite as indicators of the temperature histories of rocks. *Geological Society*, London, 1985, v. 142, pp. 1089–1099. <https://doi.org/10.1144/gsjgs.142.6.1089>
- 6.** Goodarzi F., Norford B.S. Variation of graptolite reflectance with depth of burial. *Coal Geology*, 1989, v. 11, pp. 127–141.
- 7.** Petersen H.I., Schovsbo N.H., Nielsen A.T. Reflectance measurements of zooclasts and solid bitumen in lower Paleozoic shales, Southern Scandinavia: correlation to vitrinite reflectance. *Int. J. Coal Geol.* 2013, v. 114, pp.1–18. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2013.03.013>
- 8.** Synott D.P., Dewing K., Ardakani O.H., Obermajer M. Correlation of zooclast reflectance with Rock-Eval Tmax values within Upper Ordovician Cape Phillips Formation, a potential petroleum source rock from the Canadian Arctic Islands. *Fuel*, 2018, v. 227, pp.165–176.
- 9.** Hackley P., Cardott B. Application of organic petrography in North American shale petroleum system: A review. *Coal Geology*, 2016, v. 163, pp. 8–51. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.06.010>
- 10.** Harkopf-Fröder C., Königshof P., Littke R., Schwarzbauer J. Optical thermal maturity parameters and organic geochemical alternation at low grade diagenesis to anchimatism: a review. *Coal Geology*, 2015, v. 150–151, pp. 74–119. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2015.06.005>
- 11.** Bazhenova T.K., Kashchenko S.A., Matukhina V.G. On bituminous manifestations in carbonate concretions of graptolitic shales of the Kureika River. *DAN USSR*, 1966, v. 167, no. 2 (In Russ.)
- 12.** Yusupova I.F. *Organic matter of the Baltic Kashirian and Boltyshev hot shales*. Moscow: MSU, 1973. (In Russ.)
- 13.** Bertrand R., Malo M. Dispersed organic matter reflectance and thermal maturation in four hydrocarbon exploration wells in the Hudson Bay Basin: regional implications. *Geological Survey of Canada Open File*, 2012, 7066, pp. 1–52. <https://doi.org/10.4095/289709>
- 14.** Ryasnoy A.A. Lower Silurian graptolitic shales of the Tunguska Syneclyse and its oil and gas source properties (East Siberia). *Regional geology i metallogeny*. 2021, no. 88, pp. 99–116. [https://doi.org/10.52349/0869-7892\\_2021\\_88\\_99-116](https://doi.org/10.52349/0869-7892_2021_88_99-116) (In Russ.).
- 15.** Albriki Khaled, Wang Feiyu, Li Meijin, El Zaroug Rajab, Ali Abuajela, Samba Mohammed, Wiping Feng, Mohammed Rashid S. Silurian hot shale occurrence and distribution, organofacies, thermal maturation, and petroleum generation in Ghadames Basin, North Africa. *Journal of African Earth Sciences*, 2022, v. 189, pp. 1–25. <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2022.104497>
- 16.** Rahmani Ali, Naderi Mahsa, Hosseini Ehsan. Shale gas potential of the lower Silurian hot shales in southern Iran and the Arabian Plate: Characterization of organic geochemistry. *Petroleum*, 2022, online, <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2022.03.004>
- 17.** Diasty W.Sh.El, Beialy S.Y. El, Fadeel F.I., Peters K.E., Batten D.J. Organic geochemistry of the Lower Silurian Tennezzuft formation and biomarker characteristics of crude oils from the Ghadames basin, Libya. *Journal of Petroleum Geology*, 2017, v. 40(3), pp. 299–318. <http://dx.doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.06.002> 0264-8172

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**Е.А. Бакай** — разработала общую концепцию статьи, провела комплексную интерпретацию данных, согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Н.В. Морозов** — разработал общую концепцию статьи, провел комплексную интерпретацию данных, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Э.А. Абля** — выполнил комплексную обработку и интерпретацию геохимических данных.

**Н.В. Пронина** — выполнила углепетрографические исследования, их обработку и интерпретацию.

**С.В. Фролов** — разработал общую концепцию статьи, подготовил текст по геологическому строению территории исследования.

**Е.Н. Полудеткина** — разработала общую концепцию статьи, подготовила текст и рисунки, согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**И.Э. Манько** — выполнила обработку и интерпретацию хроматомасс-спектрометрических и изотопных исследований.

**А.А. Тарасенко** — выполнила аналитические геохимические исследования органического вещества силурийских отложений.

**Elena A. Bakay** — developed the general concept of the article, carried out a comprehensive interpretation of the data, agrees to take responsibility for all aspects of the work.

**Nikita V. Morozov** — developed the general concept of the article, carried out a comprehensive interpretation of the data, agrees to take responsibility for all aspects of the work.

**Enver A. Ablya** — performed complex processing and interpretation of geochemical data.

**Natalia V. Pronina** — performed coal petrographic studies, their processing and interpretation.

**Sergey V. Frolov** — developed the general concept of the article, prepared the text on the geological structure of the study area.

**Elena N. Poludetkina** — developed the general concept of the article, prepared the text and drawings, agrees to take responsibility for all aspects of the work.

**Irina E. Manko** — performed the processing and interpretation of chromatography-mass spectrometry and isotopic studies.

**Anastasia A. Tarasenko** — performed analytical geochemical studies of the organic matter of the Silurian deposits.

## **СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS**

**Елена Андреевна Бакай\*** — кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, геологический факультет, кафедра геологии и geoхимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова 119991, Россия, г. Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д. 1 e-mail: bakay\_lena@inbox.ru ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4943-1106> Scopus Author ID: 52563090200

**Никита Владимирович Морозов** — эксперт, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–59, литер Д e-mail: morozov.nv@gazpromneft-ntc.ru Scopus Author ID: 56742903000

**Энвер Алексеевич Абля** — кандидат геолого-минералогических наук, доцент, геологический факультет, кафедра геологии и geoхимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова 119991, Россия, г. Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д. 1 e-mail: eablya@yandex.ru Scopus Author ID: 24329174900

**Наталия Владимировна Пронина** — кандидат геолого-минералогических наук, доцент, геологический факультет, кафедра геологии и geoхимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова 119991, Россия, г. Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д. 1 e-mail: nvproncl@mail.ru Scopus Author ID: 7007177768

**Сергей Владимирович Фролов** — кандидат геолого-минералогических наук, доцент, геологический факультет, кафедра геологии и geoхимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова 119991, Россия, г. Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д. 1 e-mail: serfgeo@yandex.ru Scopus Author ID: 7102906660

**Елена Николаевна Полудеткина** — кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, геологический факультет, кафедра геологии и geoхимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова 119991, Россия, г. Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д. 1 e-mail: poludetkinaelena@mail.ru ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8339-4409> Scopus Author ID: 25638823600

**Ирина Энверовна Манько** — инженер, геологический факультет, кафедра геологии и geoхимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова 119991, Россия, г. Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д. 1 e-mail: irinaslivko@bk.ru

**Анастасия Андреевна Тарасенко** — инженер, геологический факультет, кафедра геологии и geoхимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова 119991, Россия, г. Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д. 1 e-mail: tarasenko.nastya@gmail.com

**Elena A. Bakay\*** — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Senior researcher of Department of Petroleum geology and geochemistry, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University 1 Leninskie gory, Moscow 119991, Russia. e-mail: bakay\_lena@inbox.ru ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4943-1106> Scopus Author ID: 52563090200

**Nikita V. Morozov** — Expert, Science and Technology Center (Gazpromneft STC LLC) 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: morozov.nv@gazpromneft-ntc.ru Scopus Author ID: 56742903000

**Enver A. Ablya** — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Associate Professor of Department of petroleum geology and geochemistry, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University 1 Leninskie gory, Moscow 119991, Russia. e-mail: eablya@yandex.ru Scopus Author ID: 24329174900

**Natalya V. Pronina** — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Associate Professor of Department of petroleum geology and geochemistry, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University 1 Leninskie gory, Moscow 119991, Russia. e-mail: nvproncl@mail.ru Scopus Author ID: 7007177768

**Sergey V. Frolov** — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Associate Professor of Department of petroleum geology and geochemistry, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University 1 Leninskie gory, Moscow 119991, Russia. e-mail: serfgeo@yandex.ru Scopus Author ID: 7102906660

**Elena N. Poludetkina** — Cand. Sci. (Geol.-Min.), senior researcher of Department of petroleum geology and geochemistry, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University 1 Leninskie gory, Moscow 119991, Russia. e-mail: poludetkinaelena@mail.ru ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8339-4409> Scopus Author ID: 25638823600

**Irina E. Manko** — Engineer of Department of petroleum geology and geochemistry, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University 1 Leninskie gory, Moscow 119991, Russia. e-mail: irinaslivko@bk.ru

**Anastasia A. Tarasenko** — Engineer of Department of petroleum geology and geochemistry, Lomonosov Moscow State University 1 Leninskie gory, Moscow 119991, Russia. e-mail: tarasenko.nastya@gmail.com

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

# НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИЕ ПОРОДЫ ЗАПАДНО-ТАЙМЫРСКОГО ПОТЕНЦИАЛЬНО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА ПО ДАННЫМ БУРЕНИЯ

**Н.В. Морозов<sup>1,\*</sup>, Д.Ю. Калачева<sup>1</sup>, И.А. Камполи<sup>1</sup>, Е.А. Бакай<sup>2</sup>, Д.А. Севрюков<sup>3</sup>,  
М.Н. Николаев<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

<sup>2</sup>Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, РФ, Москва

<sup>3</sup>ООО «Газпромнефть-ГЕО», РФ, Санкт-Петербург

**Электронный адрес:** Morozov.NV@gazpromneft-ntc.ru

**Введение.** В статье рассматриваются результаты геохимических исследований по результатам бурения скважины на Лескинском лицензионном участке, ставшие основанием для пересмотра перспектив нефтегазоносности региона в периметре проектов «Газпром нефти».

**Целью** настоящей работы является обобщение региональных данных об углеводородной системе палеозойского комплекса Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района Енисей-Хатангской нефтегазоносной области.

**Материалы и методы.** По результатам поисково-разведочного бурения вскрыт палеозойский комплекс до среднеордовикских отложений. Охарактеризованы нефтегазоматеринские породы пермского, девонского и силурийского возрастов. Подтверждены нефтегазоматеринские породы с III типом органического вещества пермского возраста и выделена ранее не изученная усть-енисейская свита ( $S_1 ue$ ), содержащая I-II тип органического вещества в граптолитовых сланцах ландроверийского и венлокского отделов нижнего силура. Выделенная на обнажениях Западного Таймыра нефтегазоматеринская порода позднедевонского возраста (домбинская свита  $D_3 dm$ ) скважиной на Лескинском лицензионном участке не подтверждена.

**Результаты.** Полученные данные о свойствах нефтегазоматеринских пород и результаты битуминологического анализа керна и шлама позволили значительно пересмотреть концептуальную модель перспектив нефтегазоносности палеозойского комплекса на территории Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района. Была выполнена оценка зрелости органического вещества, изучены основные границы эрозий на предмет наличия катагенетических несогласий, проведена корреляция битумоид-нефтегазоматеринская порода.

**Заключение.** Полученные данные позволили пересмотреть перспективы нефтегазоносности палеозоя таких регионов, как Лено-Тунгусская, Енисей-Хатанская нефтегазоносные области, Таймырская самостоятельная потенциально нефтегазоносная область.

**Ключевые слова:** нефтегазоматеринская порода, потенциально нефтегазоносный район, углеводороды, граптолитовые сланцы, органическое вещество, битумоид

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Для цитирования:** Морозов Н.В., Калачева Д.Ю., Камполи И.А., Бакай Е.А., Севрюков Д.А., Николаев М.Н. Нефтегазоматеринские породы Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района по данным бурения. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(4):109–123. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-4-109-123>

Статья поступила в редакцию 10.08.2022

Принята к публикации 30.09.2022

Опубликована 29.12.2022

SOURCE ROCKS OF THE WEST TAIMYR POTENTIAL OIL AND GAS BEARING AREA ACCORDING TO DRILLING DATA

**Nikita V. Morozov<sup>1,\*</sup>, Daria Yu. Kalacheva<sup>1</sup>, Inna A. Campoli<sup>1</sup>, Elena A. Bakay<sup>2</sup>, Denis A. Sevryukov<sup>3</sup>, Maxim N. Nikolaev<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>Gazprom-neft STC LLC, RF, Saint Petersburg

<sup>2</sup>Lomonosov Moscow State University, RF, Moscow

<sup>3</sup>Gazpromneft-GEO LLC, RF, Saint Petersburg

**E-mail:** Morozov.NV@gazpromneft-ntc.ru

**Introduction.** The article discusses the results of geochemical studies based on the results of drilling the well on Leskinsky license area, which became the basis for revising the prospects for the oil and gas potential of the region within the perimeter of the Gazprom-neft LLC projects.

**The purpose** of this work is to generalize the Paleozoic petroleum system regional data of the West Taimyr potential oil and gas bearing area of the Enisey-Khatanga oil and gas bearing region.

**Materials and methods.** According to the results of exploration drilling, a Paleozoic series were discovered up to the Middle Ordovician deposits. The source rocks of the Permian, Devonian and Silurian ages are characterized.

Permian source rocks of III type and the previously unstudied Ust-Enisey formation ( $S_1 ue$ ) containing the organic matter of I-II type from graptolitic shales of the Llandoveryan and Wenlock series of the Lower Silurian have been confirmed. Upper Devonian source rock (Domba Formation  $D_3 dm$ ) identified earlier in West Taimyr outcrops has not been confirmed on Leskinsky license area.

**Results.** The obtained data about the properties of source rocks and the results of extracts analysis of the core and cuttings made it possible to significantly revise the conceptual model of the prospects for the oil and gas potential of the Paleozoic series on the territory of the West Taimyr potential oil and gas bearing area. The maturity of organic matter was evaluated, the main erosion events were studied for the presence of catagenetic unconformities, and the extract — source rock was correlated.

**Conclusions.** The data obtained made it possible to revise the prospects for the oil and gas content of the Paleozoic in such regions as the Lena-Tunguska, Enisey-Khatanga oil and gas bearing regions, and the Taimyr independent potential oil and gas bearing region.

**Keywords:** source rock, potential oil and gas bearing area, hydrocarbons, graptolitic shales, organic matter, extracts

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interest.

**For citation:** Morozov N.V., Kalacheva D.Yu., Campoli I.A., Bakay E.A., Sevryukov D.A., Nikolaev M.N. Source rocks of the West Taimyr potential oil and gas bearing area according to drilling data. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(4):109–123. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-4-109-123>

Manuscript received 10.08.2022

Accepted 30.09.2022

Published 29.12.2022

## ВВЕДЕНИЕ

Западно-Таймырский потенциально нефте-газоносный район (ПНГР) имеет значительную мощность палеозойского комплекса, а также глубины, позволяющие говорить о перспективности поиска и разведки на промышленно значимые залежи углеводородов (УВ).

При бурении скважины на Лескинском лицензионном участке (ЛУ) (расположение скважины показано на **рис. 1**) одной из геологических задач был поиск и подтверждение наличия нефтегазоматеринских пород (НГМП). До бурения скважины разрез палеозойского комплекса преимущественно был изучен на территории западной части Таймырского п-ова, где отложения выходят на поверхность. Основной вклад в геохимическое изучение начиная с 60–80-х годов и до сегодняшнего дня был внесен организациями ФГБУ «ВСЕГЕИ», ГПКК «КНИИГиМС», ФГБУ «ВНИГНИ», АО «СНИИГиМС», ФГУНПП «ПМГРЭ», ОАО «Красноярскгеолсъемка», ООО «Норильскгеология», ООО «Северная звезда», ООО «Геокомп».

По результатам бурения скважины на Лескинском ЛУ среднее значение  $C_{org}$  по разрезу составило 0,93 %, медианное — 0,65 %. Отложения пермского возраста характеризуются средними значениями  $C_{org}$  по шламу — 2,1 %. По данным ГИС выделяются два мощных (~40 м) угольных пласта с TOC (total organic carbon) до 48,5 %. Локализованные угли имеют степень катагенетической преобразованности ПК<sub>3</sub>. Замеренный генерационный потенциал (НІ) достигает 370 мг УВ/г TOC. В мацеральном

составе углистого органического вещества (ОВ) отмечается наличие липтинита до 15 %. Изученное ОВ относится к III типу с потенциалом генерации жидких УВ.

Граптолитовые сланцы усть-енисейской свиты ( $S_1 ue$ ) лландоверийского и венлокского отделов нижнего силура характеризуются  $C_{org}$  по шламу более 5 % и TOC по керну — до 15 %. Катагенетическая преобразованность ОВ на уровне МК<sub>4</sub>–МК<sub>5</sub>. Генерационный потенциал достигает 191 мг УВ/г TOC.

Выделенное ОВ относится к I-II типу с преимущественной генерацией жидких УВ.

Катагенетическое несогласие, прогнозируемое в областях развития эрозионных процессов среднекаменноугольно-раннепермского и позднетриасового времен, в разрезе скважины не зафиксировано.

Битуминологические исследования, проведенные по всему разрезу скважины, показывают, что наиболее вероятным источником генерации УВ стало ОВ сапропелевого типа (аквагенное), схожее с нижнесилурийскими граптолитовыми сланцами, что удалось определить по корреляции углеводородного и изотопного состава битумоидов, выделенных из потенциальных НГМП и коллекторов.

## МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Каменный материал (керн, шлам), полученный в результате бурения скважины на Лескинском ЛУ, был изучен комплексом методов, включающих следующие исследования: экспресс-определение содержания  $C_{org}$  в породе на анализаторе,

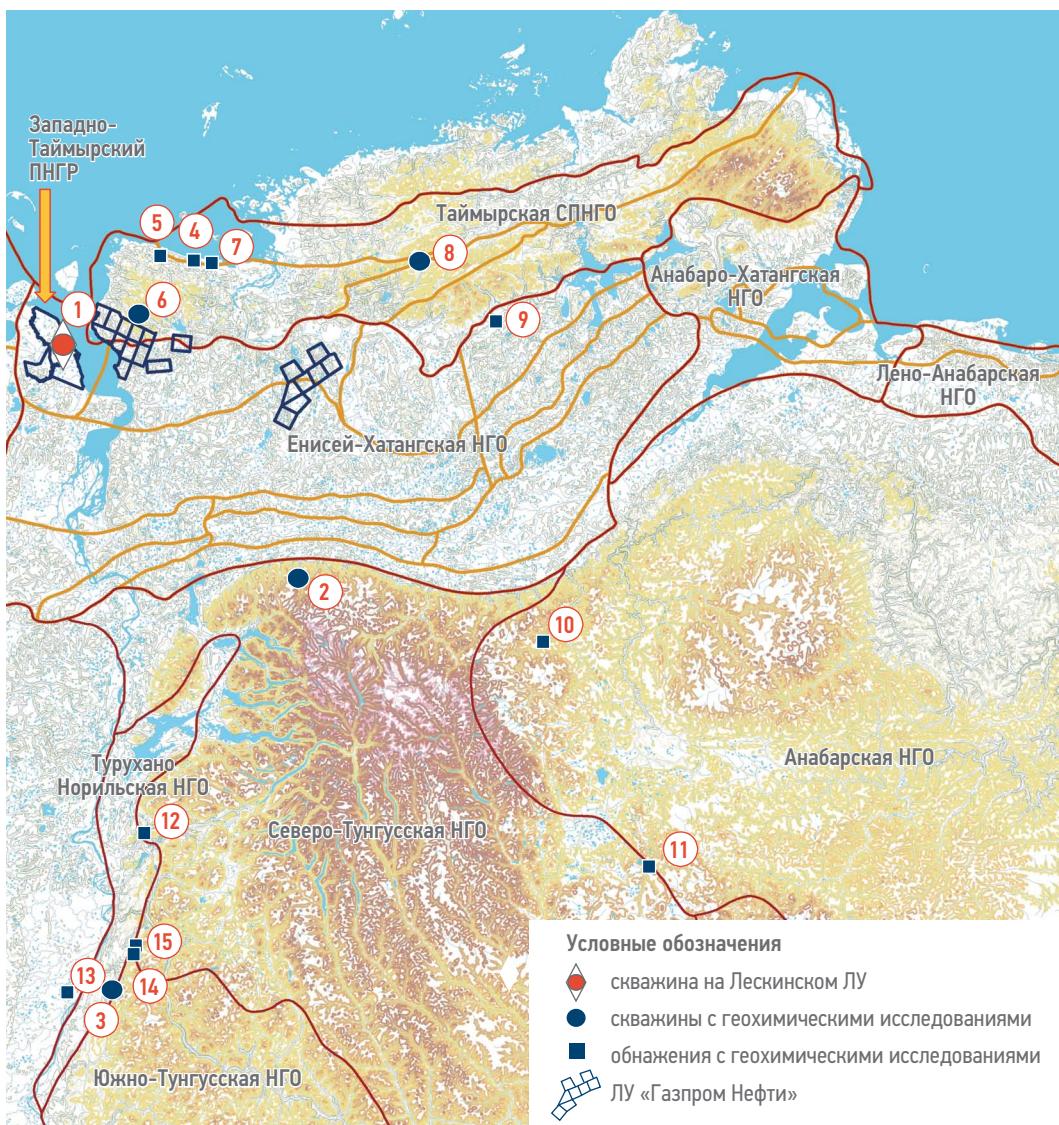


Рис. 1. Карта геологово-геохимической изученности палеозойского комплекса северного обрамления Сибирской платформы [Н.В. Морозов]

Fig. 1. Map of the geological and geochemical knowledge of the Paleozoic series of the northern framing of the Siberian Platform [Nikita V. Morozov]

Условные обозначения: 1 — скв. на Лескинском ЛУ; 2 — скв. 1П Кыстыктахская; 3 — скв. Дьявольская; 4 — р. Зелендеево; 5 — р. Убийная; 6 — Сырадасайский участок; 7 — р. Новоморжо; 8 — р. Тарег; 9 — р. Таймыра; 10 — р. Правый Атырдяк; 11 — р. Мойеро; 12 — р. Курейка; 13 — р. Сухая Тунгуска; 14 — р. Летняя; 15 — р. Тенна-Сесь

пиролитические исследования пород до и после экстракции по методу Rock-Eval, углепетрографические исследования, выделение битумоидов посредством экстракции хлороформом с дальнейшим изучением группового, углеводородного и изотопного состава.

Для выявления НГМП и изучения типа и свойств органического вещества как валовый использовался метод пиролиза, включавший в себя комплекс  $C_{\text{org}}$  анализа (геолого-технологические исследования (ГТИ) на скважине компании Geolog) в процессе бурения, так и ставший обязательным метод программируемого нагрева образца горной породы.

В процессе анализа определяется содержание свободных УВ (пик  $S_1$ ), количество высокотемпературных УВ и кислородсодержащих компонентов, выделившихся в процессе термической деструкции нерастворимого ОВ (кероген), содержащегося в породе (пики  $S_2$  и  $S_3$ , соответственно). Помимо этого, путем смены среды нагрева в среде окисления, определяется содержание ТОС, остаточного органического углерода после пиролиза (пик  $S_4$ ) [1]. Углепетрографические исследования проводились в лаборатории угля кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова на установке QD1302 (Craic Technologies) согласно [2, 3].

Из каменного материала (керн, шлам) были выделены битумоиды как из потенциальных НГМП, так и из коллекторов. Хлороформная экстракция, групповой анализ и хромато-масс-спектрометрические исследования насыщенной и ароматической фракций выделенных битумоидов выполнялись в лабораториях геохимии нефтидов геологического факультета и химического факультета МГУ

## ВЫДЕЛЕННАЯ ВПЕРВЫЕ УСТЬ-ЕНИСЕЙСКАЯ СВИТА МОЖЕТ СЧИТАТЬСЯ ОСНОВНОЙ НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКОЙ ПОРОДОЙ ДЛЯ ЗАПАДНО-ТАЙМЫРСКОГО РЕГИОНА, ЕЕ ГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ СОСТАВЛЯЕТ 113 МГ УВ/Г ТОС.

имени М.В. Ломоносова на хромато-масс-спектрометре (GC-MS) фирмы Аджилент. Для тщательного и предсказуемого деления УВ смеси на индивидуальные УВ с последующей идентификацией их на масс-спектрометре используется хроматографическое деление на сорбирующих микрокапиллярных колонках с использованием прецизионного хроматографа. Условия хроматографического интерфейса: газ-носитель — гелий, капиллярная кварцевая колонка 5MS — 30 м длина, 0,25 мм (внутренний диаметр) с 25  $\mu\text{m}$  слоем фазы DB-5. Скорость программирования температуры термостата колонок 8–4–3 °C/мин, начальная температура 60 °C, конечная — 300 °C, время программирования — 63 мин, при изотермическом режиме 300 °C — 10 мин. Условия масс-спектрометрического анализа: электронная ионизация 70 eV (EI), диапазон масс 50–800 AMU, скорость сканирования — до 2000 AMU/с, температура ионного источника 250 °C. Компьютерная обработка полученных результатов проводилась в системах Аджилент и X-Calibur с записью ионов полным ионным током ТIC.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ И ИХ ОБСУЖДЕНИЯ

Результаты бурения скважины на Лескинском ЛУ позволили охарактеризовать вскрытый палеозойский разрез Западно-Таймырского ПНГР. Применявшийся  $C_{\text{org}}$  анализатор в комплексе ГТИ в процессе бурения позволил проводить оперативную корректировку программы отбора керна не только на потенциальные НГМП, но и на объекты, насыщенные жидкими УВ. Опробование проводилось с различным шагом от 2 до 10 м, в первую очередь ориентируясь на скорость бурения и появление признаков УВ в процессе бурения

(газопоказания, люминесцентно-битумино-логический анализ).

При интерпретации данных  $C_{\text{org}}$  анализатора значения менее 1,5 % принимались как фоновые, от 1,5 до 5 % — потенциально перспективные интервалы на насыщение жидкими УВ и НГМП доманикоидного типа, более 5 — приоритетные НГМП доманикитного типа. Всего в разрезе скважины выполнено 823 замера содержания  $C_{\text{org}}$  со средним значением 0,93 % и медианным 0,65 %, что соответствует принятым граничным значениям и имеет высокую корреляцию с данными газопоказаний. Интервалы с повышенными значениями  $C_{\text{org}}$  (более 5 %) выявлены в отложениях перми и среднего-раннего силура, со средними значениями 3,6 % и 5 %, медианным — 3,8 % и 4 %, соответственно (рис. 2). Более детальный анализ проводился в границах выделенных интервалов на приборах Rock-Eval 6 Plus и HAWK с предварительной очисткой каменного материала от бурового раствора методом промывки. Для образцов шлама с ТОС от 1,5 % до 5 % дополнительно проводилось отсеивание породы по размеру зерен 0–2 мм и более 2 мм, последние также отсеивались по цвету на темную и светлую фракции. На керне выборка на пиролиз производилась стандартно с отбором образцов с шагом 20–50 см.

Для анализа результатов фактически полученных геохимических исследований по данным бурения скважины на Лескинском ЛУ и сопоставления с опубликованными данными были использованы публикации [4, 5], в которых изучены выходы на дневную поверхность отложений палеозойского возраста на территории Западного и Центрального Таймыра.

Отдельно стоит отметить работу АО «СНИИГГиМС», выполненную для «Газпром нефти», по обобщению материалов государственной геологической съемки масштабов 1: 1 000 000 и 1: 200 000, в которую вошли отчеты о геолого-разведочных работах регионального уровня и собственные данные по региону работ.

## ПЕРМСКАЯ НГМП

Отложения пермского возраста на территории работ представлены терригенной угленосной толщей, образование которой проходило в континентальных или субконтинентальных условиях осадконакопления. На территории Западного Таймыра геохимическими методами изучены обнажения северной фациальной зоны (р. Убойная), район Ефремовской антиклинали

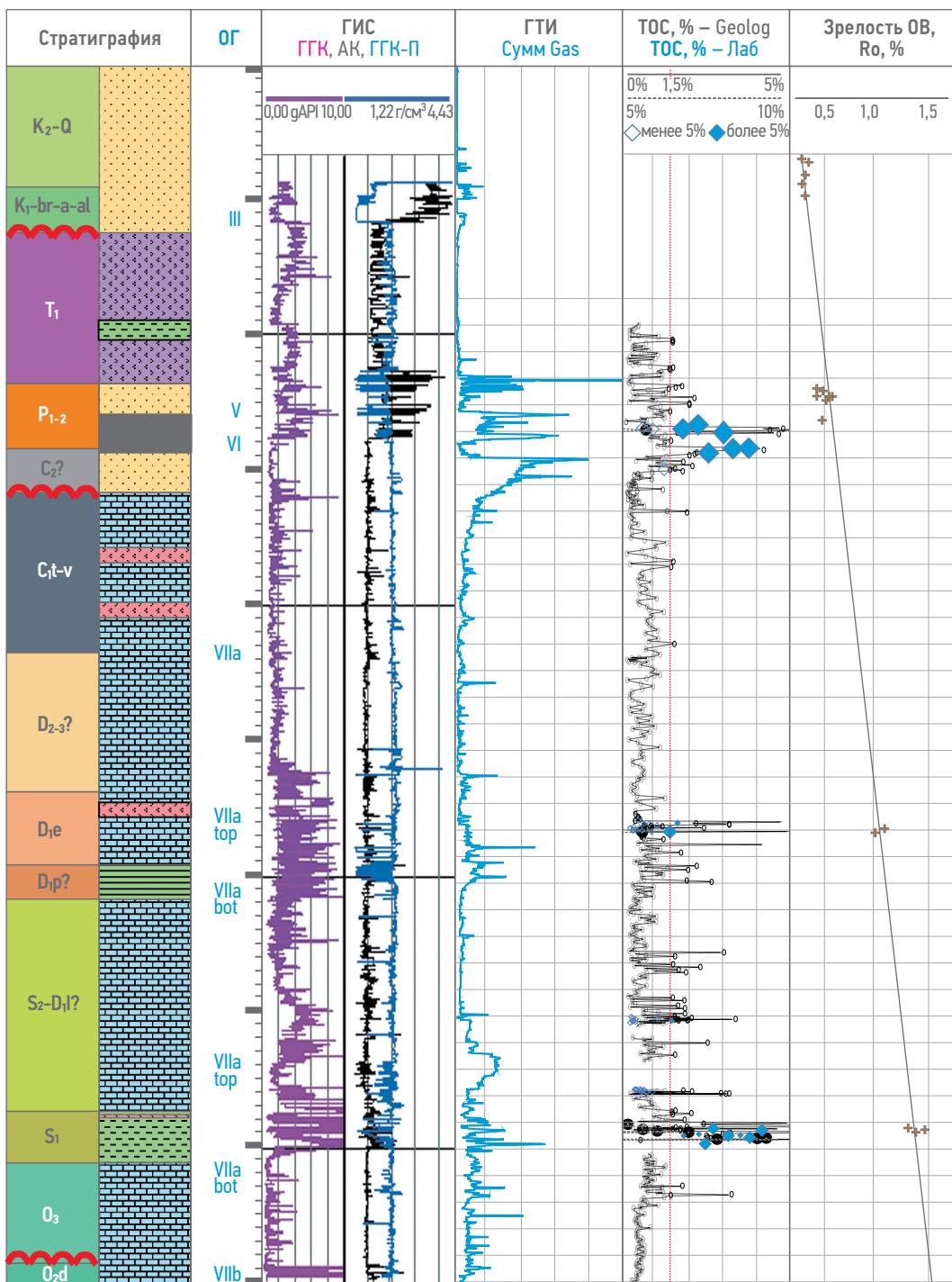


Рис. 2. Сводный геохимический планшет по скважине, пробуренной на Лескинском ЛУ [Морозов Н.В.]  
Fig. 2. Consolidated geochemical sketching board for well drilled on Leskinsky license area [Nikita V. Morozov]

(р. Ефремова), а также в колонковых скважинах Сырадасайской горст-антиклинали (Сырадасайский участок). В темно-серых и черных аргиллитах, глинистых алевролитах ОВ характеризуется значительной долей гумусовой составляющей со средним значением  $C_{\text{орг}}$  2,33 % (макс. — 7,71 % и мин. — 0,25 %), угленосные толщи, изученные на Сырадасайской площади, в количестве 9–12 пластов и мощностью в среднем 2,6 м, характеризуются  $C_{\text{орг}}$  до 70 %.

В разрезе скважины на Лескинском ЛУ отложения пермского возраста также представлены глинисто-алевритистой терригенной толщей со средними значениями  $C_{\text{орг}}$  в интервале по шламу 2,1 % и двумя мощными прослойями углей (выделены по ГИС) около 40 м с TOC до 48,5 % (с выборкой из шлама углистого вещества). Исходя из литологии и схожего материального состава ( $Vt \approx 80\%$ ,  $I \approx 10\%$ ,  $sVt \approx 5\%$ ,  $L \approx 5\%$ ) с территорией Западного Таймыра, можно сделать предположение

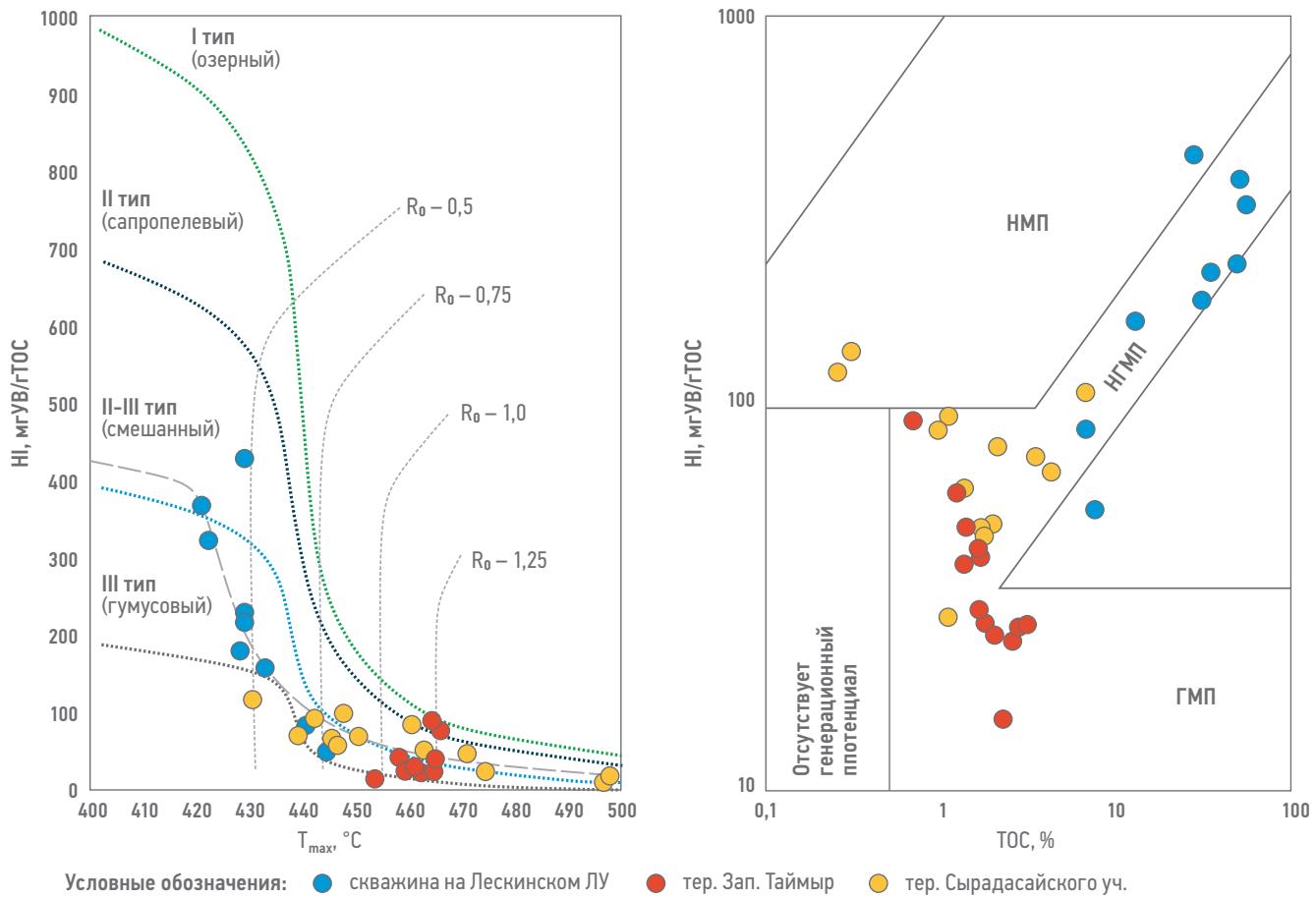


Рис. 3. Диаграмма Ван-Кревелена (слева) и генерационного потенциала (справа) для пермских НГМП [Н.В. Морозов]

Fig. 3. Van Krevelen (left) and generation potential (right) diagram for Permian source rocks [Nikita V. Morozov]

Условные обозначения: HI (hydrogen index) — водородный индекс; TOC (total organic carbon) — общее содержание органического углерода в породе;  $T_{\max}$  — максимальная температура выхода УВ на пике  $S_2$  при пиролизе, численно характеризует зрелость; НМП — нефтематеринская порода; ГМП — газоматеринская порода; НГМП — нефтегазоматеринская порода;  $R_o$  — отражательная способность витринита.

о едином типе ОВ. Подтверждением тому является последовательное выстраивание пиролитических параметров на кривой Ван-Кревелена (рис. 3). В соответствии с рассеянным и концентрированным типом ОВ схожую группировку имеют и параметры генерационного потенциала, равные, соответственно:

- HI от 84 до 162 мг УВ/г TOC, от 182 до 370 мг УВ/г TOC;
- ОI от 6 до 12 мг  $\text{CO}_2$ /г TOC, от 2 до 5 мг  $\text{CO}_2$ /г TOC.

Рост генерационного потенциала и уменьшения кислородсодержащих компонентов обеспечивается увеличением доли наличия мацералов липтинита от 0 до 15 %, а, следовательно, — содержанием водорода в составе ОВ, что обуславливает способность генерировать жидкие УВ.

Зрелость ОВ углей пермского возраста в скважине на Лескинском ЛУ можно охарактеризовать как низкую, имеющую значение отражательной способности витринита  $R_V \sim 0,49\%$  и  $T_{\max} = 440^{\circ}\text{C}$  и  $426^{\circ}\text{C}$ , в соответствии с выделенными типами ОВ.

## ПОТЕНЦИАЛЬНАЯ ДЕВОНСКАЯ НГМП

Имеющие высокую степень изученности на территории Таймыра отложения девонского возраста А.П. Афанасенковым [5] обозначаются как потенциальные НГМП региона. Основные поисковые перспективы авторы связывают с отложениями донбинской свиты ( $D_3 dm$ ) верхнего девона, представленной темно-серыми известняками с включениями черных глинистых сланцев. А.П. Афанасенков [5], Л.Н. Болдушевская [4] и АО «СНИИГГиМС» по обнажениям Западного Таймыра сходятся в оценке её пиролитических параметров со средним значением TOC 0,73 %, медианным 1,6 % и максимальным значениями в 5,28 %. Пик  $S_2$  по всем замерам не превышает 0,06 мг УВ/г породы и характеризуется неопределенным значением  $T_{\max}$ . Отложения нижнего-среднего девона и верхнего силура считаются менее перспективными. В обнажениях Западного Таймыра породы представлены усть-пясинской свитой,

с содержанием  $C_{\text{org}}$  в среднем 0,8 %, макс. — 4,4 %, мин. — 0,2 %. Пик  $S_2$  по всем замерам не превышает 0,08 мгУВ/г породы, параметр  $T_{\text{max}}$  при таких значениях не определен.

Расчлененный разрез Центрального Таймыра по данным А.П. Афанасенкова [5] и АО «СНИИГГиМС» в районе Тарейского вала представлен синедабигайской ( $S_2 \text{ sn}$ ), тарейской ( $D_1 \text{ tr}$ ), дептурмалинской ( $D_2 \text{ dp}$ ) свитами. TOC в разрезе имеет более значительные концентрации — в среднем 1,25 % (макс. — 4,73 %, мин. — 0,55 %). Пик  $S_1$  в среднем равен 0,13 мгУВ/г породы,  $S_2$  в среднем равен 0,08 мгУВ/г породы и характеризуется максимальным значением до 0,73 мгУВ/г породы.

Отдельное внимание стоит уделить образцу известняка, приведенному в работе [5], который характеризуется наличием полного перечня пиролитических параметров: TOC=2,26 %,  $S_2$ =3,5 мгУВ/г породы, HI=155 мгУВ/гTOC и значением  $T_{\text{max}}=461^{\circ}\text{C}$ .

В разрезе скважины на Лескинском ЛУ проведенный комплекс геохимических исследований на керне в интервале средне-верхнедевонского комплекса не выявил пород, обогащенных ОВ. Результаты пиролитических исследований на шламе с предварительным отсеиванием обломков пород зернистостью до 2 мм и от 2 до 5 мм и фильтрацией на темные и светлые образцы выявили обломки пород с концентрацией TOC до 5 %, однако, как и в породах Западного Таймыра, не показавшие значимого генерационного потенциала.

Так, выборка из 38 образцов шлама показала, что для фракции 0–2 мм среднее значение TOC составляет 1,12 % (макс. — 5,44 %, мин. — 0,07 %), для фракции 2–5 мм светлого цвета среднее значение TOC составляет 0,048 % (макс. — 0,16 %, мин. — 0,02 %) и для фракции 2–5 мм темного цвета среднее значение TOC составляет 0,56 % (макс. — 3,31 %, мин. — 0,02 %). Генерационный потенциал и зрелость ОВ для образцов с TOC более 1,5 % приведены

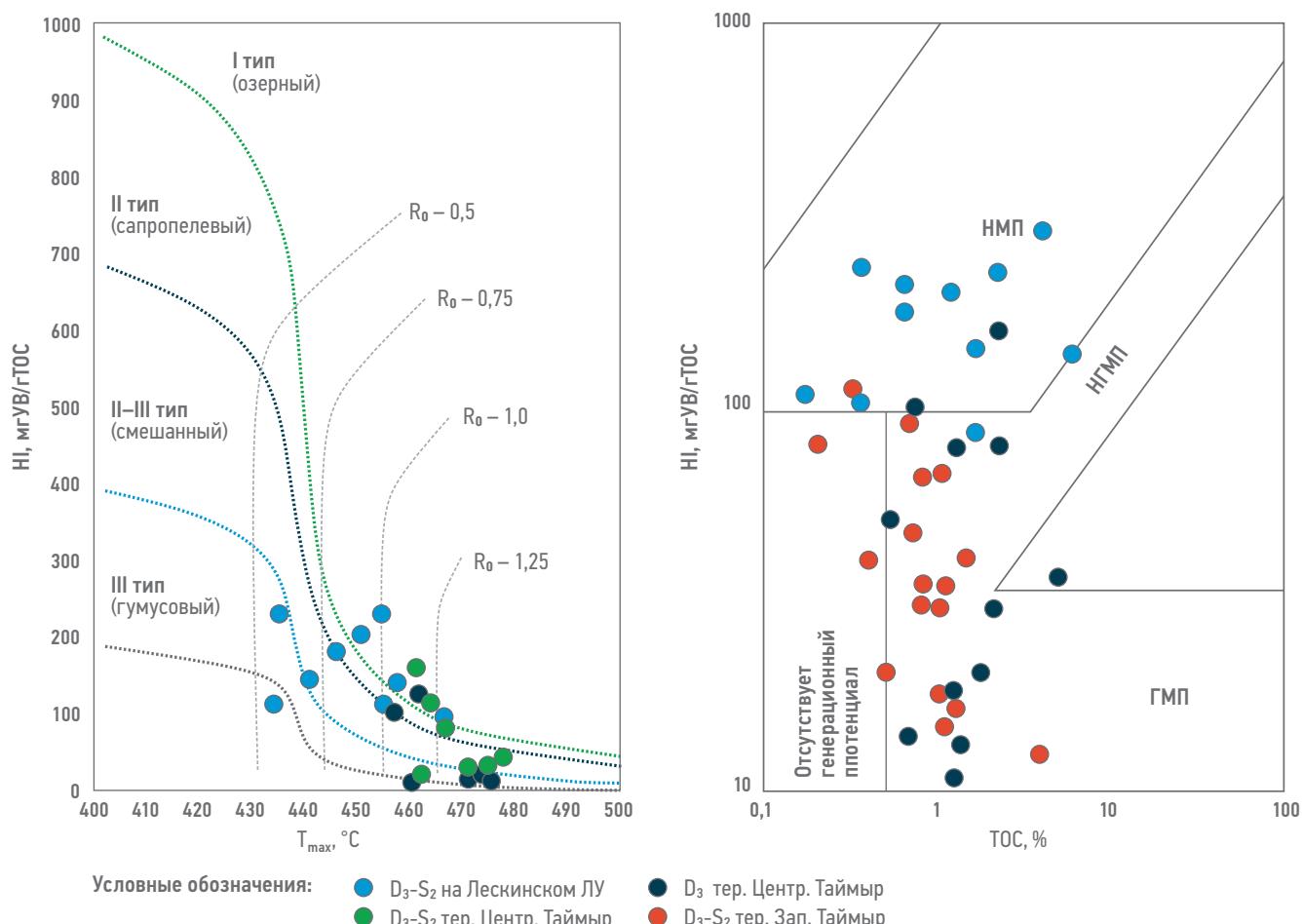


Рис. 4. Диаграмма Ван-Кревелена (слева) и генерационного потенциала (справа) для девонских НГМП [Н.В. Морозов]  
Fig. 4. Van Krevelen (left) and generation potential (right) diagram for Devonian source rocks [Nikita V. Morozov]

Условные обозначения: HI (hydrogen index) — водородный индекс; TOC (total organic carbon) — общее содержание органического углерода в породе;  $T_{\text{max}}$  — максимальная температура выхода УВ на пике  $S_2$  при пиролизе, численно характеризует зрелость; НМП — нефтематеринская порода; ГМП — газоматеринская порода; НГМП — нефтегазоматеринская порода;  $R_o$  — отражательная способность витринита

на графике Ван-Кревелена (рис. 4). По данным углепетрографических исследований на керне получены следующие замеры Ro — 0,79 %, 1,027 % и 1,11 %, соответственно. Вероятные причины несовпадения данных по территории Таймыра с результатами бурения скважины на Лескинском ЛУ связаны с различными обстановками осадкоакопления, приведенными в работе [6]. Верхнесилурийский — нижне-среднедевонский комплекс в разрезе первой поисковой скважины по обстановкам осадкоакопления отнесен к окаймленной карбонатной платформе, а территория устья Енисейского залива и острова Сибирякова — к области глубоководной части шельфа. Верхнедевонский комплекс в разрезе скважины на Лескинском ЛУ достоверно не установлен, однако предполагается, что он приурочен к верхней части сейсмического комплекса между ОГ VIIa и VII и представлен фациями изолированного мелководья (лагуна с карбонатной седиментацией) и карбонатных приливно-отливных равнин с доминированием карбонатной микробиальной фабрики [6, 7], тогда как в северной части территории исследований сохранились обстановки глубоководной части шельфа, где могли быть развиты НГМП.

## СИЛУРИЙСКИЕ НГМП

На территории Таймыра отложения с остатками граптолитовых сланцев встречаются в большом интервале силурийского разреза, вплоть до лудловского отдела включительно, а их геохимическая изученность слабая. По данным АО «СНИИГГиМС», в долине р. Новоморжово в усть-пясинской свите ( $D_2 - S_2$  up) замеры ТОС выполнены в двух образцах и составляют 3 % и 2,42%, значение  $S_2$  — 0,049 мгУВ/г породы и 0,056 мгУВ/г породы, соответственно. В породах андреевской свиты в районе Тарейского вала Центрального Таймыра ( $S_1$  an) по данным [13] замеры выполнены по 4 образцам, среднее значение  $C_{\text{org}}$  составляет 0,77 % (макс. — 1,2 %, мин. — 0,2). Наибольшую изученность породы нижне-верхнего силура имеют южнее, на территории Тунгусской синеклизы, в которой отложения ландоверийского отдела ( $S_1^1$ ) мойероканского горизонта представлены пачками углеродистых мергелей (граптолитовых сланцев). В обнажениях р. Курейка, р. Тенна-Сень, р. Летняя и р. Мойеро, а также в скважине Кыстыктахская 1, Т.К. Баженовой [9], И.Ф. Юсуповой (1973 г.) [10] и А.А. Рясным [11] выделяются прослои НГМП граптолитовых сланцев с обильным содержанием ОВ. Средние значения

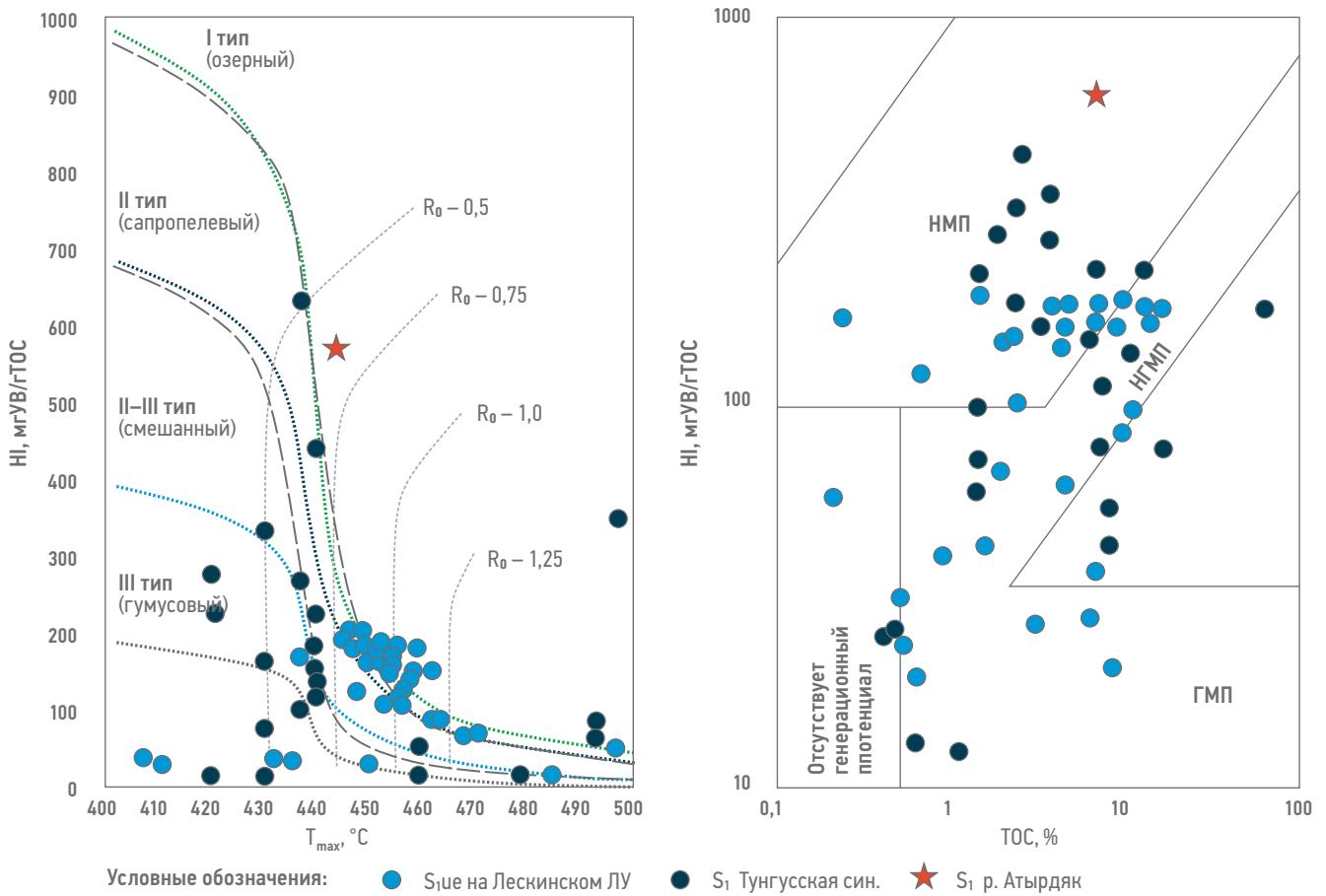
ТОС — 4,85 % (макс. — 16,31 %, мин. — 0,41 %). Водородный индекс (HI) образцов со значением  $T_{\text{max}}$  менее 440 °C ( $\text{MK}_2$ ) в среднем равен 266 мгУВ/гТОС, макс. — 628 мгУВ/гТОС и мин. — 109 мгУВ/гТОС. Катагенез ОВ изменяется в широких диапазонах от  $\text{MK}_1$  до  $\text{AK}_3$ . Мощность граптолитовых сланцев изменяется от 20 до 100 м.

Отдельное внимание стоит уделить образцу, переданному в лабораторию МГУ им. М.В. Ломоносова Т.К. Баженовой, отобранныму с обнажения граптолитовых сланцев р. Правый Аттырдяк со следующими пиролитическими параметрами: ТОС — 45,3 %,  $S_1$  — 8,54 мг УВ/ г породы,  $S_2$  — 256 мг УВ/г породы, HI — 564 мг УВ/гТОС и  $T_{\text{max}}$  — 444 °C. Сводная геохимическая характеристика представлена на рис. 5.

Учитывая особенности литологического и геохимического состава, предлагается описанный интервал нижнесилурийских отложений выделить в самостоятельное местное подразделение — усть-енисейскую свиту ( $S_1$  ue). Подошва свиты совпадает с ОГ VIIa\_bot и соответствует границе ордовика и силура. Кровля свиты совпадает с ОГ VIIa. Мощность усть-енисейской свиты ~140 м в разрезе скважины на Лескинском ЛУ.

Черные микрослоистые пачки граптолитовых сланцев выделены по шламу и записи каротажных кривых в 140-метровом интервале разреза, описаны по керну примерно в 45-метровом интервале разреза и относятся не только к ландоверийскому, но и к венлокскому отделам. Последнее сближает разрез данной скважины с Северо-Таймырскими разрезами, что является, в общем, благоприятным фактором, поскольку позволяет надеяться на присутствие значительного количества силурийских НГМП в данном районе. Возраст пород свиты обоснован биостратиграфическим анализом [12]. Характеристика литологии приведена в работе [7].

В разрезе скважины, пробуренной на Лескинском ЛУ, граптолитовые сланцы усть-енисейской свиты ( $S_1$  ue) гомерского и телического ярусов ландоверийского и венлокского отделов нижнего силура представлены глинисто-кремнисто-карбонатными породами с содержанием ТОС в среднем 6 % (макс. — 14,29 %, мин. — 0,2 %). Водородный индекс (HI) в среднем равен 113 мгУВ/гТОС, макс. — 191 мгУВ/гТОС и мин. — 4 мгУВ/гТОС. Зрелость ОВ по  $T_{\text{max}}$  равна в среднем 451–455 °C, показатель отражательной способности  $R_{\text{gr}}$  1,3–1,6 %. По данным ГИС общая мощность НГМП ~140 м, из которых ~58,3 м обогащены ОВ. Сводная характеристика изученных отложений представлена на рис. 6.



**Рис. 5. Диаграмма Ван-Кревелена (слева) и генерационного потенциала (справа) для силурийских НГМП [Н.В. Морозов]**  
**Fig. 5. Van Krevelen (left) and generation potential (right) diagram for Silurian source rocks [Nikita V. Morozov]**

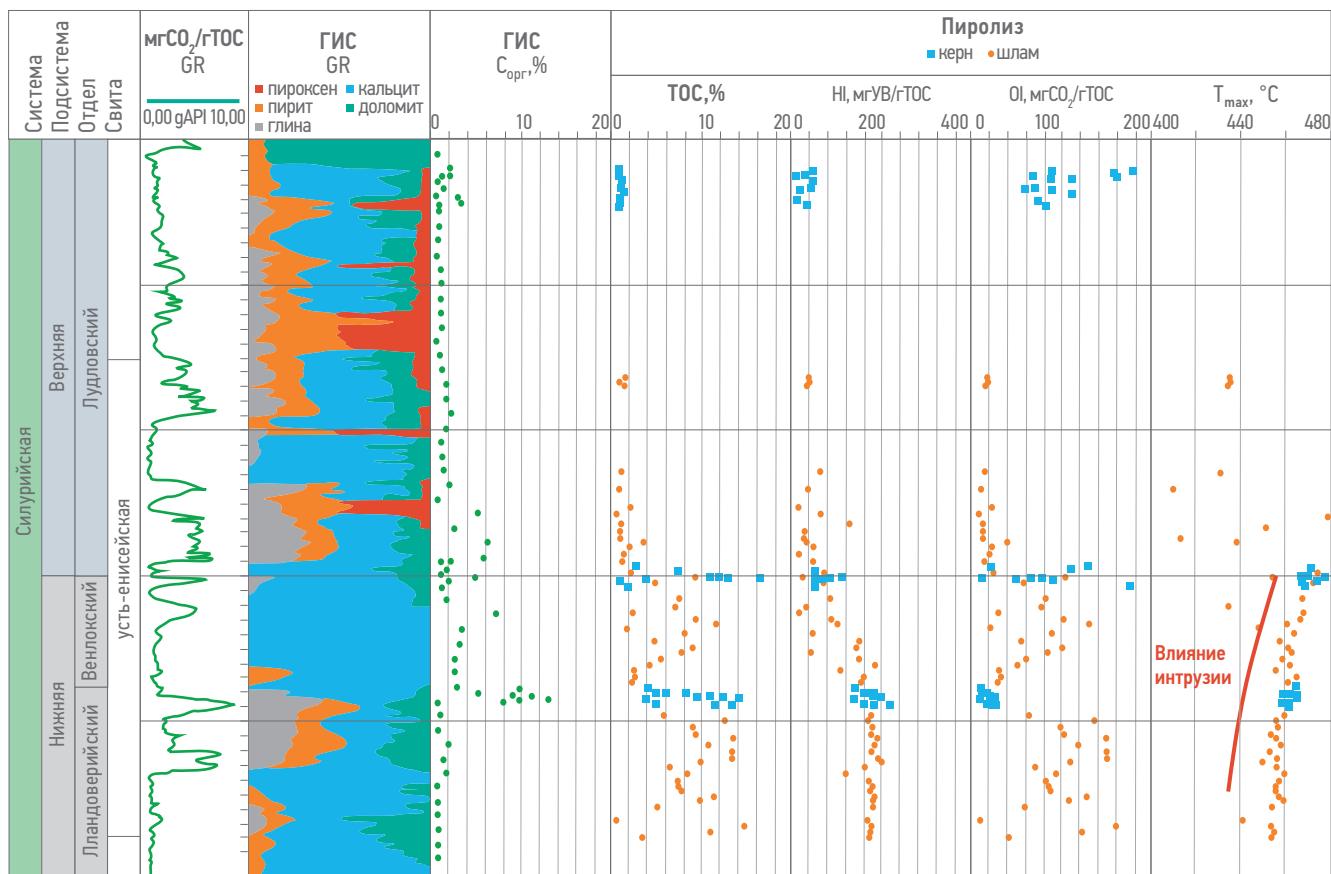
Условные обозначения: HI (hydrogen index) — водородный индекс; TOC (total organic carbon) — общее содержание органического углерода в породе;  $T_{\max}$  — максимальная температура выхода УВ на пике  $S_2$  при пиролизе, численно характеризует зрелость; НМП — нефтегазоматеринская порода; ГМП — газоматеринская порода; НГМП — нефтематеринская порода;  $Ro$  — отражательная способность витринита

Отдельным вопросом стоит затронуть влияние на зрелость ОВ по разрезу интрузивных тел, как выделенных в разрезе скважины по ГИС, так и встреченных в керне. В частности, в интервале усть-енисейской свиты ( $S_1 ue$ ) в кровельной части выделяется интрузивное тело основного состава мощностью ~110 м, оказывающее влияние на зрелость ОВ на такую же мощность вверх и вниз.

## ЗРЕЛОСТЬ ОВ

Сопоставляя данные по зрелости ОВ по скважине на Лескинском ЛУ и обнажениям Таймыра, можно отметить относительно высокую степень катагенетической преобразованности второго. Вероятно, это и стало причиной низкой достоверности геохимических исследований, так как зрелость палеозойского комплекса Западного Таймыра по данным Л.Н. Болдушевской [4] относится к апокатагенезу (АК), исключением является Сырадасайская площадь со

зрелостью углей  $Ro=1,1\%$  (катагенез МК<sub>3-4</sub>). Территория Центрального Таймыра в районе Тарейского вала характеризуется градацией катагенеза МК<sub>3-4</sub>. Зрелость ОВ в разрезе скважины на Лескинском ЛУ для интервала пермских отложений имеет средние показатели  $Ro = 0,49\%$ , для интервала нижнего среднего девона зрелость от 0,79 до 1,11 %. Территория Западного Таймыра была подвержена влиянию эрозионных процессов как в позднепалеозойскую (герцинскую) фазу тектоногенеза ( $C_2 - P_1$ ), приведшую к формированию основных антиклинальных структур субширотной ориентировки на территории работ, так и в раннекиммерийский (позднетриасовый) эпизод тектономагматической активизации ( $T_{2-3}$ ), сформировавший складчато-надвиговую зону Западного Таймыра. Однако по результатам выполненных замеров отражательной способности ОВ по разрезу скважины, катагенетических несогласий не выявлено, что может говорить о том, что объем эрозии в районе скважины был незначительным и не оказал



**Рис. 6.** Сводная характеристика ОВ силурийского комплекса по результатам изучения пород, вскрытых скважиной на Лескинском ЛУ [Н.В. Морозов]  
**Fig. 6.** Summary characteristics of the organic matter of the Silurian strata based on the results of the study of rocks recovered by the well drilled on Leskinsky license area [Nikita V. Morozov]

существенного влияния на зрелость ОВ. Исходя из выявленных тектонических этапов в истории эволюции УВ-системы Западно-Таймырского ПНГР можно выделить от двух до трех этапов активизации процессов генерации УВ.

### ИЗУЧЕНИЕ СОСТАВА БИТУМОИДОВ СКВАЖИНЫ

Для определения генетического источника УВ в разрезе скважины на Лескинском ЛУ были проведены битуминологические исследования, включающие выделение и дальнейшее изучение группового состава, биомаркерных и изотопных характеристик хлороформенных экстрактов. Битумоиды были выделены как из потенциальных НГМП (силурийские граптолитовые сланцы), так и из интервалов коллекторов C, D<sub>2-3</sub>, S<sub>1</sub>. Соотношение пристан/фитан (Pr/Ph) для эпигенетичных (миграционных) битумоидов, выделенных из интервала коллектора, не превышает 0,51, что говорит о восстановительных (даже резко восстановительных) и застойных условиях осадконакопления

исходного ОВ. Данный вывод подтверждается и распределением гомогопанов C<sub>35</sub>/C<sub>34</sub> ≥ 1. Однако такое низкое соотношение Pr/Ph, существенно меньше 1, (минимальное — 0,09, максимальное — 0,73, медианное — 0,31), может быть и за счет того, что в данный интервал поступали газы/легкие конденсаты, способствуя перераспределению УВ по разрезу, что может объяснять резко пониженное содержание пристана (Pr) по сравнению с фитаном (Ph), т.к. пристан лучше мигрирует в газорасторванном состоянии, чем фитан. Часть УВ из коллектора могла уйти вместе с поступающими УВ.

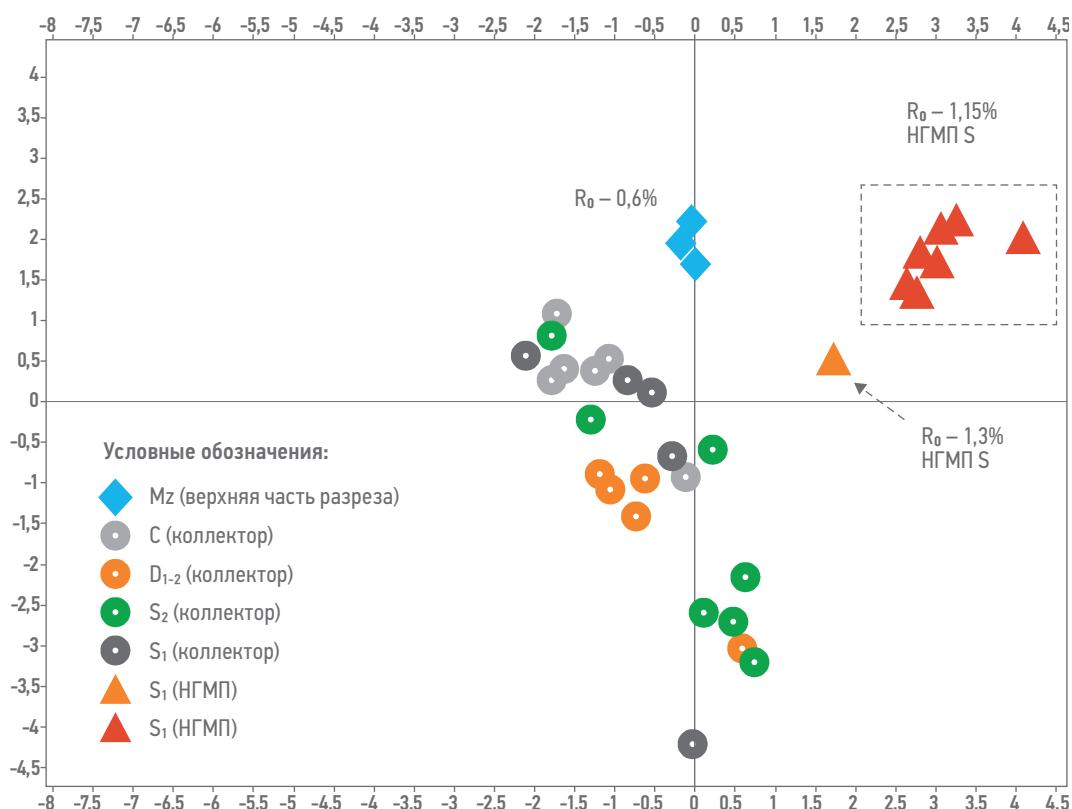
По структурно-групповому составу битумоиды, отобранные из коллектора, сильно отличаются (в том числе и по содержанию асфальтенов), что также свидетельствует о процессах фазового перераспределения УВ в пределах интервала коллектора: содержание асфальтенов в сингенетичных битумоидах, выделенных из НГМП силурийского возраста, колеблется от 4,5 до 14 % (медиана — 10,2 %), а в эпигенетичных битумоидах, отобранных выше из интервала коллекторов, от 4,5 до 77,8 % (медиана — 16,7 %). При визуальном осмотре керна в коллекторе

девонского возраста ( $D_{2-3}$ ) также были зафиксированы следы битумов, которые подтверждают гипотезу перераспределения УВ. Распределение алканов (по  $m/z=85$ ) для битумоидов из интервалов коллекторов ( $C, D_{2-3}, S_1$ ) свидетельствует о значительной потере легких УВ (максимум распределения н-алканов приходится на область  $C_{19}-C_{24}$ ), в то время как для битумоидов из НГМП усть-енисейской свиты ( $S_1 ue$ ) максимум приходится на  $C_{15}$ . Зрелость сингенетичных битумоидов, выделенных из силурийских граптолитовых сланцев, по комплексу показателей (соотношение 4-MDBT/1-MDBT,  $Ro$  (%)) (MPI 1) и ряд других коэффициентов) выше, чем зрелость битумоидов, извлеченных из интервалов коллектора. Данный факт может свидетельствовать о возможном заполнении разновозрастными УВ (флюидами нескольких стадий генерации). При классификационном анализе биомаркерных параметров битумоидов, характеризующих зрелость ОВ, по методу главных компонент (МГК), мерой сходства объектов при котором служит расстояние в пространстве главных компонент, наблюдается обособление нескольких групп (рис. 7), что связано с вариациями зрелости битумоидов:

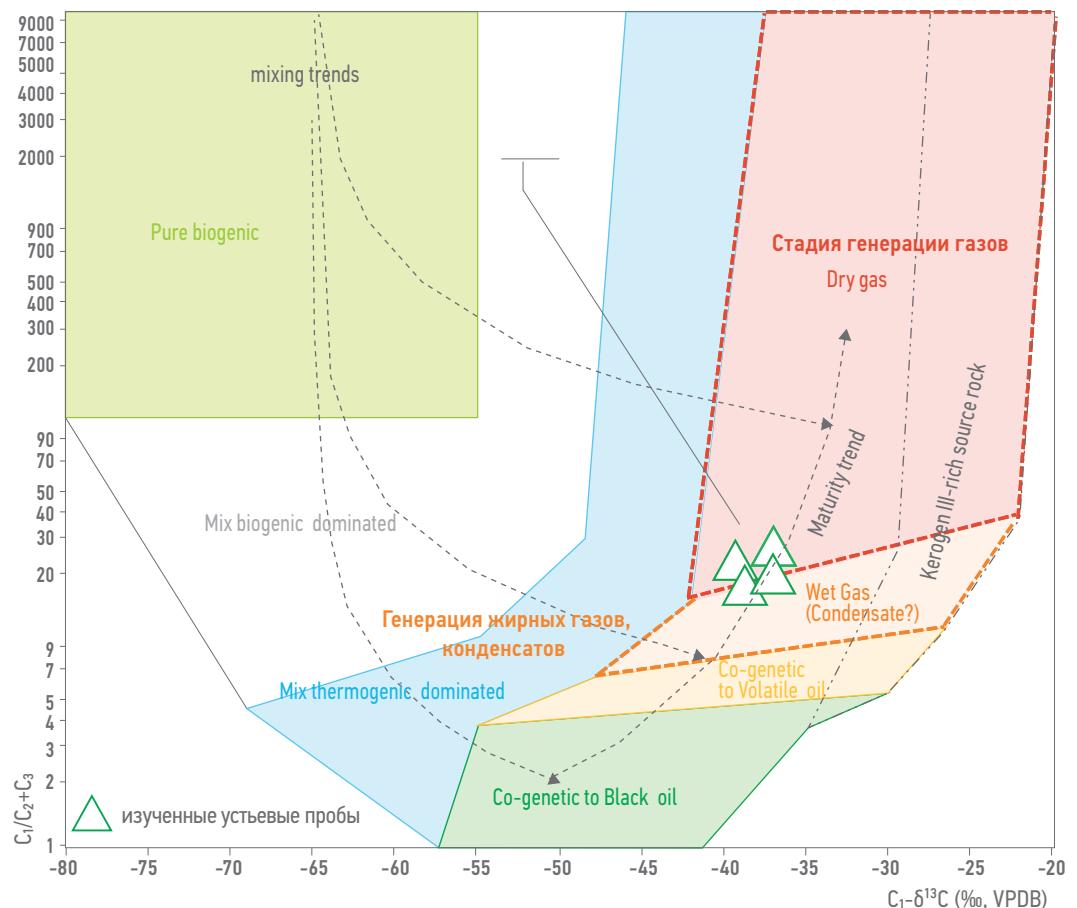
- группа экстрактов из меловых отложений с низкой зрелостью ( $Ro = 0,6\%$ );
- две группы экстрактов из силурийских НГМП (имеют вариацию по зрелости  $Ro=1,3\%$  и  $Ro=1,15\%$ ) вследствие дифференциации типов ОВ I-II, которые влияют на скорость реализации нефтегазоматеринского потенциала ОВ;
- протяженная область экстрактов из коллекторов ( $C, D_{2-3}, S_1$ ), имеющая разброс по зрелости от  $Ro=0,7\%$  до  $Ro=1,12\%$ , что подтверждает гипотезу о многоэтапных процессах миграции и перераспределения УВ.

Зрелость ОВ в скважине на Лескинском ЛУ имеет вариацию в диапазоне  $Ro$  от 0,6 до 1,5 %, что соответствует различным стадиям генерации УВ в процессе погружения/прогрева ОВ. Зрелость в битумоидах коллекторов ниже, чем ОВ выявленных НГМП усть-енисейской свиты ( $S_1 ue$ ) (граптолитовые сланцы). Данный факт свидетельствует:

- о многоэтапности эмиграции УВ со стадии катагенеза  $MK_2$  до более поздней генерации в породах зариевой фации на глубине около 3500 м со зрелостью ОВ на уровне  $MK_4$ ;
- весома вероятно, что разрыв со зрелостью ОВ связан с переходом НГМП на генерацию газа, а сам разброс



**Рис. 7. Группировка битумоидов скважины на Лескинском ЛУ по результатам МГК [Д.Ю. Калачева]**  
**Fig. 7. Grouping of extracts from the well drilled on Leskinsky license area according to the results of the principal component analysis (PCA) [Daria Yu. Kalacheva]**



**Рис. 8.** Модифицированная диаграмма Бернарда для проб газов скважины на Лескинском ЛУ [Д.Ю. Калачева]  
**Fig. 8.** Modified Bernard diagram for gas samples from the well drilled on Leskinsky license area [Daria Yu. Kalacheva]

по битумоидам — со вторичными процессами появления/исчезновения коллекторов/фазами роста структур Таймырского выступа.

### СОСТАВ ГАЗОВ СКВАЖИНЫ

Помимо битумоидов, также был изучен компонентный и изотопный состав углерода 4-х устьевых проб газов, полученных при испытании скважины на Лескинском ЛУ. Идентифицированы пики алкановых УВ состава от  $C_1$  до  $C_5$  ( $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_3H_8$ ,  $C_4H_{10}$ ,  $C_5H_{12}$ ). Изотопный состав углерода ( $\delta^{13}C$ ) для вышеуказанных соединений измерялся на масс-спектрометре изотопных отношений Delta V Advantage (Finnigan, Бремен, Германия) с пробоподготовкой на линии GC Isolink, включающей газовый хроматограф Trace GC Ultra и приставку Isolink с окислильным реактором.

По результатам компонентного и изотопного анализа была произведена генетическая типизация газов, расчеты генетических коэффициентов, визуализация полученных данных посредством программного продукта

Malcom 2019.1.1. Как видно на модифицированной диаграмме Бернарда (рис. 8), изученные газы могут быть ассоциированы с газоконденсатной системой, исходная НГМП — существенно морского типа (II тип керогена). Для того, чтобы более точно оценить зрелость исходной НГМП на момент генерации исследуемых газов, использовалась зависимость изотопного состава углерода метана между отражательной способностью витринита (параметр зрелости) для НГМП (тип керогена II/I) [13]:

$$\delta^{13}C \text{ (метана)} \approx 17 \log(Ro) - 42,$$

где  $\delta^{13}C$  (метана) — изотопный состав углерода метана; Ro — степень зрелости, выраженная в эквиваленте отражательной способности витринита.

Зрелость вскрытой силурийской НГМП (граптолитовые сланцы)  $Ro=1,3\%$  (градация катагенеза  $MK_4$  — стадия генерации конденсатов), рассчитанная зрелость НГМП для газов  $Ro=1,50\%$  (конец  $MK_4$ ). Таким образом, изученные газы могут представлять собой смесь УВ, сгенерированных никележащей силурийской НГМП, а также газов, образовавшихся за счет процессов вторичного

креминга жидких УВ. Подтверждением этому является типизация газов по соотношению  $C_2/C_3$  и разности изотопного состава углерода этана и пропана на диаграмме Lorant (рис. 9). Аналогичную этапность генерации УВ имеет выбранный аналог грaptолитовой силурийской НГМП (нижнесилурийские отложения пачки Кусайба (Qusaiba) свиты Калибах (Qalibah)), распространенный на территории Саудовской Аравии [14].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты изучения разреза скважины, пробуренной на Лескинском ЛУ, позволили уточнить имеющиеся представления о наличии НГМП в разрезе палеозоя. Учитывая особенности литологического, геохимического состава и строения, предложено описаный интервал нижнего силура выделить в самостоятельное местное подразделение — усть-енисейскую свиту ( $S_1 ue$ ). ОВ свиты относится к I-II типу с водородным индексом 113 мгУВ/гТОС при зрелости  $R_{gr}$  1,3–1,6 % ( $MH_{4-5}$ ). Мощность НГМП ~140 м, из которых ~58,3 м обогащены ОВ.

На основании вышеизложенного можно считать, что усть-енисейская свита ( $S_1 ue$ ) может считаться основной НГМП для Западно-Таймырского ПНГР.

Отсутствие катагенетического несогласия и высокая вариация зрелости битумоидов

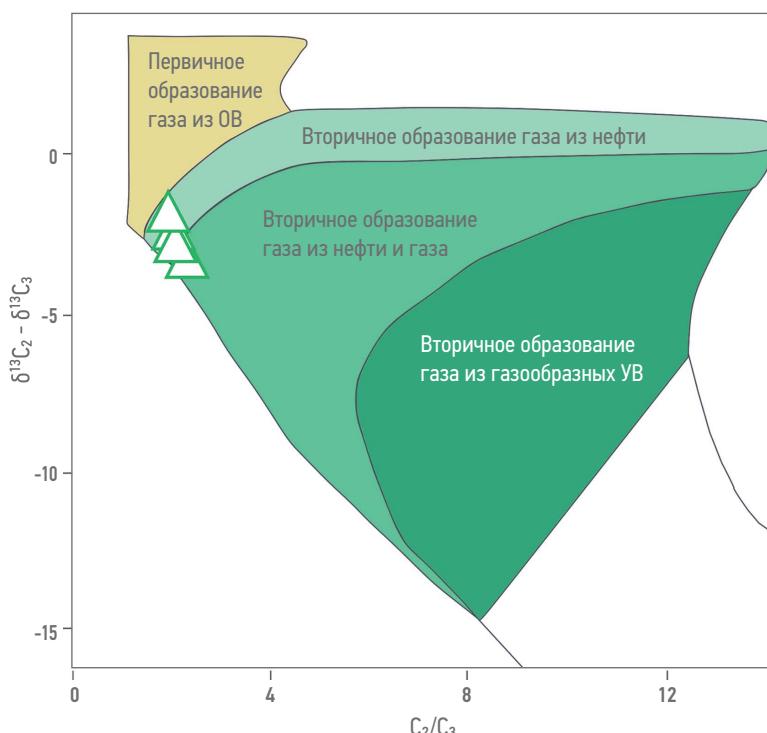


Рис. 9. Диаграмма Lorant для проб газов скважины на Лескинском ЛУ  
[Д.Ю. Калачева]

Fig. 9. Lorant diagram for gas samples from well drilled on Leskinsky license area  
[Daria Yu. Kalacheva]

по разрезу ( $Ro$  от 0,75 % до 1,15 %) свидетельствует о сложной истории геологического развития региона и нескольких этапах генерации УВ как нефтяного, так и газового типа.

## Список литературы

1. Lafargue E, Marquis F, Pillot D. Rock-Eval 6 applications in hydrocarbon exploration, production, and soil contamination studies // Revue de l'institut français du pétrole. — 1998. — Т. 53. — №. 4. — С. 421–437.
2. ГОСТ 9414.2-93. Уголь каменный и антрацит. Методы петрографического анализа углей. Ч. 2: метод подготовки образцов.
3. ГОСТ-9414.3-93. Методы петрографического анализа углей. Ч.5: метод определения показателя отражения витринита с помощью микроскопа.
4. Болдушевская Л.Н., Филиппов Ю.А., Ладыгин С.В., Романов А.П. Нефтегазоматеринские толщи палеозойского разреза Западного Таймыра и корреляционные связи: органическое вещество пород-нафтиды // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. — 2012. — №. 4. — С. 26–33.
5. Афанасенков А.П., Битнер А.К., Романов А.П., Шеходанова Ю.В., Казац В.И., Кушнир Д.Г., Каламкаров С.Л. О перспективах нефтегазоносности доюрских отложений Горного Таймыра на основе геолого-геохимических исследований // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. — 2019. — №. 2. — С. 51–64.
6. Вилесов А.П., Перетолчин К.А., Ершова Д.К., Букатова Е.М., Севрюков Д.А., Ужегова Ю.А., Минич А.А. Палеогеографические реконструкции палеозойского комплекса Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района по данным бурения // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2022. — №. 4 (в печати).
7. Вилесов А.П., Ершова В.Б., Соловьев А.Д. Литологическая и седиментологическая характеристика разреза палеозойского комплекса Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района (по данным бурения) // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2022. — № 4 (в печати).
8. Падерин Г.В., Шнейдер Ю.Г., Гор П.Г. Государственная Геологическая карта Российской Федерации масштаба 1:200 000 Серия Таймырская Листы S-46-XVII, XVIII; S-47-XIII, XIV; S-46-XXI, XXII; S-46-XXIII, XXIV; S-47-XIX, XX Объяснительная записка. — 1997. — АО СНИИГТиМС, 2008.
9. Баженова Т.К., Кащенко С.А., Матухина В.Г. О битумопроявлениях в карбонатных конкрециях грaptолитовых сланцев реки Курейки // ДАН СССР. — 1966. — Т. 167. — № 2.
10. Юсупова И.Ф. Органическое вещество Прибалтийских грaptолитовых сланцев // Проблемы осадочной геологии докембрия. — М.: Наука, 1981. Кн. 2. Вып. 7. — С. 141–146.
11. Рясной А.А. Грaptолитовые сланцы нижнегшо силура Тунгусской синеклизы и их нефтематеринские свойства (Восточная Сибирь) // Региональная геология и металлогения. — 2021. — № 88. — С. 99–116.
12. Гатовский Ю.А., Вилесов А.П. Биостратиграфическая характеристика осадочных комплексов палеозоя Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района по данным бурения // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2022. — № 4 (в печати).
13. Schoell M. Genetic characterization of natural gases // AAPG bulletin. — 1983. — Т. 67. — №. 12. — С. 2225–2238.

- 14.** Zalasiewicz, J., Williams, M., Miller, M., Page, A. & Blackett, E. Early Silurian (Llandovery) graptolites from Central Saudi Arabia: first documented record of Telychian faunas from the Arabian Peninsula. *GeoArabia*. — 2007. — 12(4). — P. 15–36.

#### References

1. Lafargue E., Marquis F., Pillot D. Rock-Eval 6 applications in hydrocarbon exploration, production, and soil contamination studies. *Revue de l'institut français du pétrole*, 1998, vol. 53, no. 4, pp. 421–437.
2. GOST 9414.2-93. Coal and anthracite. Methods of petrographic analysis of coals. Part 2: sample preparation method.
3. GOST 9414.3-93. Methods of petrographic analysis of coals. Part 5: method for determining the reflectance index of vitrinite using a microscope.
4. Boldushevskaya L.N., Filiptsov Yu.A., Ladygin S.V., Romanov A.P. Oil and gas source strata of the Paleozoic section of Western Taimyr and correlations: organic matter of naphthides. *Geology and Mineral Resources of Siberia*, 2012, no. 4, pp. 26–33. (In Russ.)
5. Afanasevskiy A. P., Bitner A. K., Romanov A. P., Shekhodanova Yu. V., Kazais V. I., Kushnir D.G., Kalamkarov S.L. On the prospects of oil and gas potential of the pre-Jurassic deposits of Gorny Taimyr based on geological and geochemical studies. *Geology and mineral resources of Siberia*, 2019, no. 2, pp. 51–64. (In Russ.)
6. Vilesov A.P., Peretolchin K.A., Ershova D.K., Bukatova E.M., Sevryukov D.A., Uzhegova Iu.A., Minitch A.A. Paleogeographic reconstructions of the Paleozoic Series of the West Taimyr potential oil and gas bearing area based on drilling data. *PRONEFT. Professionally about oil*, 2022, no. 4. (In press). (In Russ.)
7. Vilesov A.P., Ershova V.B., Solovyeva A.D. Lithological and sedimentological characteristics of the Paleozoic of the West Taimyr potential oil and gas bearing area (according to drilling data). *PRONEFT. Professionally about oil*, 2022, no. 4. (In press). (In Russ.)
8. Paderin G. V., Shneider Yu. G., Gor P. G., State Geological Map of the Russian Federation, Scale 1:200,000 Taimyr Series Sheets S-46-XVII, XVIII; S-47-XIII, XIV; S-46-XXI, XXII; S-46-XXIII, XXIV; S-47-XIX, XX Explanatory note. — 1997. JSC SNIIGGiMS, 2008. (In Russ.)
9. Bazhenova T.K., Kashchenko S.A., Matukhina V.G. "On bitumen manifestations in carbonate nodules of graptolitic shales of the Kureika River". *DAN SSSR*, 1966, vol. 167, no. 2. (In Russ.)
10. Yusupova I.F. *Organic matter of the Baltic graptolitic shales. Problems of Precambrian sedimentary geology*. Moscow: Nauka, 1981. Book 2, no. 7, pp. 141–146. (In Russ.)
11. Ryasnoy A.A. Graptolitic shales of the Lower Silurian of the Tunguska syncline and their oil source properties (Eastern Siberia). *Regional geology and metallogeny*, 2021, no. 88, pp. 99–116. (In Russ.)
12. Gatosky Yu.A., Vilesov A.P. Biostratigraphic characteristics of Paleozoic sedimentary series of the West Taimyr potential oil and gas bearing area according to drilling data. *PRONEFT. Professionally about oil*, 2022, no. 4. (In press). (In Russ.)
13. Schoell M. Genetic characterization of natural gases. *AAPG bulletin*, 1983, vol. 67, no. 12, pp. 2225–2238.
14. Zalasiewicz J., Williams M., Miller M., Page A. & Blackett, E. Early Silurian (Llandovery) graptolites from Central Saudi Arabia: first documented record of Telychian faunas from the Arabian Peninsula. *GeoArabia*, 2007, no. 12(4), pp. 15–36.

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**Н.В. Морозов** — интерпретация результатов пиролиза, геологическое обобщение.

**Д.Ю. Калачева** — интерпретация результатов группового анализа, хроматографии, хромато-масс-спектрометрии, изотопного состава углерода битумоидов, компонентного и изотопного анализа газов.

**И.А. Камполи** — подбор мирового аналога для силурийской НГМП, вскрытой по результатам бурения скважины на Лескинском ЛУ.

**Е.А. Бакай** — проведение лабораторного анализа керна, шлама, флюидов, полученных по результатам бурения скважины на Лескинском ЛУ, геологическое обобщение.

**Д.А. Севрюков** — выбор целевых интервалов для отбора каменного материала, флюидов.

**М.Н. Николаев** — руководство проектом, контроль качества и сроков выполнения основных этапов работ.

**Nikita V. Morozov** — interpretation of pyrolysis results, geological generalization.

**Darya Yu. Kalacheva** — interpretation of group analysis results, chromatography, chromatography-mass spectrometry, carbon isotopic composition of bitumoids, component and isotope analysis of gases.

**Inna A. Kampoli** — selection of a world analogue for the Silurian source rock discovered by the results of drilling a well at the Leskinsky license area.

**Elena A. Bakay** — laboratory analysis of core, cuttings, fluids obtained from the results of drilling a well at the Leskinsky license area, geological generalization.

**Denis A. Sevryukov** — selection of target intervals for the collection of rock material, fluids.

**Maxim N. Nikolaev** — general management of the project, quality and deadline control.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Никита Владимирович Морозов\*** — эксперт, ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,  
Набережная реки Мойки, д. 75-79 литер Д  
e-mail: Morozov.NV@gazpromneft-ntc.ru

**Nikita V. Morozov\*** — Expert,  
Gazprom-neft STC LLC  
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,  
Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Morozov.NV@gazpromneft-ntc.ru

**Дарья Юрьевна Калачева** — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75-79, литер Д e-mail: Kalacheva.DYu@gazpromneft-ntc.ru

**Инна Алексеевна Камполи** — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75-79, литер Д e-mail: Kampoli.IA@gazpromneft-ntc.ru

**Елена Андреевна Бакай** — кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, геологический факультет, кафедра геологии и geoхимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова 119991, Россия, г. Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д. 1 e-mail: bakay\_lena@inbox.ru

**Денис Александрович Севрюков** — заместитель руководителя программы проектов, ООО «Газпромнефть-ГЕО» 191167, Россия, Санкт-Петербург, Синопская наб., 22 E-mail: Sevryukov.DA@tmn.gazprom-neft.ru

**Максим Николаевич Николаев** — исполнительный директор, ООО «Газпромнефть-ГЕО» 191167, Россия, Санкт-Петербург, Синопская наб., 22 E-mail: Nikolaev.MN@gazprom-neft.ru

**Darya Yu. Kalacheva** — Leading geologist, Gazprom-neft STC LLC 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Kalacheva.DYu@gazpromneft-ntc.ru

**Inna A. Kampoli** — Chief specialist, Gazprom-neft STC LLC 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Kampoli.IA@gazpromneft-ntc.ru

**Elena A. Bakay** — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Senior researcher of Department of Petroleum geology and geochemistry, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University 1 Leninskie gory, Moscow 119991, Russia. e-mail: bakay\_lena@inbox.ru

**Denis A. Sevryukov** — Deputy head of the product development lead, Gazpromneft-GEO LLC 22, Sinopskaya emb., 191167, Saint-Petersburg, Russia E-mail: Sevryukov.DA@tmn.gazprom-neft.ru

**Maxim N. Nikolaev** — Managing director, Gazpromneft-GEO LLC 22, Sinopskaya emb., 191167, Saint-Petersburg, Russia E-mail: Nikolaev.MN@gazprom-neft.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



# ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ ЗАПАДНО-ТАЙМЫРСКОГО ПОТЕНЦИАЛЬНО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ БАССЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

**И.А. Зинченко<sup>1,\*</sup>, Н.В. Морозов<sup>1</sup>, К.А. Перетолчин<sup>1</sup>, А.А. Куркин<sup>2</sup>, С.А. Погребнюк<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Научно-Технический центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт Петербург

<sup>2</sup>Публичное акционерное общество «Газпром нефть» (ПАО «Газпром нефть»), РФ, Санкт Петербург

**Электронный адрес:** Zinchenko.IA@gazpromneft-ntc.ru

**Введение.** В статье представлены результаты проведенного 1D бассейнового моделирования на территории Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района.

**Целью** настоящей работы является обобщение представлений об истории развития углеводородных систем Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района.

**Материалы и методы.** В качестве входной информации для построения 1D бассейновой модели использовались результаты бурения скважины на Лескинском лицензионном участке и геолого-геохимическая информация о выделенных в пределах территории исследования углеводородных системах. Построенная модель откалибрована на фактические данные, характеризующие термический режим недр территории исследования.

**Результаты.** Описана методика проведения бассейнового моделирования в пределах территории Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района. Выполнено моделирование процессов реализации углеводородного потенциала основными нефтегазоматеринскими толщами в соответствии со всей имеющейся геолого-геохимической информацией по региону.

**Заключение.** Результаты проведенных исследований позволили оценить историю развития углеводородных систем в пределах рассматриваемой территории, выявить основные неопределенности и наметить направления будущих геолого-разведочных работ.

**Ключевые слова:** Западно-Таймырский потенциально нефтегазоносный район, бассейновое моделирование, углеводородная система, нефтегазоматеринская порода, нефтегазогенерационный потенциал

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Для цитирования:** Зинченко И.А., Морозов Н.В., Перетолчин К.А., Куркин А.А., Погребнюк С.А. История развития углеводородных систем Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района по результатам бассейнового моделирования. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(4):124–133.  
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-4-124-133>

Статья поступила в редакцию 15.08.2022

Принята к публикации 30.09.2022

Опубликована 29.12.2022

HISTORY OF DEVELOPMENT OF PETROLEUM SYSTEMS WITHIN THE WEST TAIMYR POTENTIAL OIL AND GAS BEARING AREA BASED ON BASIN MODELING RESULTS

**Ivan A. Zinchenko<sup>1,\*</sup>, Nikita V. Morozov<sup>1</sup>, Kirill A. Peretolchin<sup>1</sup>, Alexander A. Kurkin<sup>2</sup>,  
Sergey A. Pogrebnyuk<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Gazprom-neft STC LLC, RF, Saint Petersburg

<sup>2</sup>Gazprom-neft PJSC, RF, Saint Petersburg

**E-mail:** Zinchenko.IA@gazpromneft-ntc.ru

**Introduction.** The article presents the results of the 1D basin modeling in the territory of the West Taimyr potential oil and gas bearing area.

**The purpose** of this work is to generalize ideas about the development of petroleum systems in the West Taimyr potential oil and gas bearing area.

**Materials and methods.** As input information for building a 1D basin model, the results of drilling the first well on Leskinsky license area and geological and geochemical information on petroleum systems identified within the study area were used. The constructed model is calibrated to the actual data characterizing the thermal regime of the study area.

**Results.** The basin modeling technique within the territory of the West Taimyr potential oil and gas bearing area is described. The processes of hydrocarbon potential realization by the main source rocks were modeled in accordance with all available geological and geochemical information for the region.

**Conclusions.** The results of the study made it possible to assess the development of petroleum systems within the territory under consideration, identify the main uncertainties and outline the directions for future exploration.

**Keywords:** West Taimyr potential oil and gas bearing area, basin modeling, petroleum system, source rock, oil and gas generation potential

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interest.

**For citation:** Zinchenko I.A., Morozov N.V., Peretolchin K.A., Kurkin A.A., Pogrebnyuk S.A. History of development of petroleum systems within the West Taimyr potential oil and gas bearing area based on basin modeling results. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(4):124–133. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-4-124-133>

Manuscript received 15.08.2022

Accepted 30.09.2022

Published 29.12.2022

## ВВЕДЕНИЕ

Мировой опыт проведения геолого-разведочных работ (ГРР) на нефть и газ показывает, что при поисках экономически рентабельных запасов углеводородов (УВ) коэффициент успешности бурения не превышает 15 % в слабоизученных регионах и 25–30 % — в хорошо изученных, что обуславливает высокие инвестиционные риски. Повышение успешности поискового бурения и снижение финансовых затрат является важной задачей. Традиционно прогноз промышленно значимых скоплений УВ и выбор объектов для постановки первоочередного бурения сводятся к выявлению потенциальных ловушек УВ и определению их характеристик путем выполнения комплексных геолого-геофизических исследований участков недр. Однако формирование скоплений УВ зависит не только от наличия ловушек и их свойств, но и определяется взаимным соотношением многих других элементов и процессов геологической среды, таких как процессы генерации, миграции УВ, формирования и переформирования УВ-скоплений.

Построение бассейновых моделей на базе всей совокупности имеющейся геолого-геофизической информации позволяет в виде цифровой модели восстановить историю формирования осадочного бассейна и ловушек в нем, рассчитать процессы прогрева бассейна, созревания органического вещества (ОВ) и генерации УВ в нефтегазоматеринских породах (НГМП), процессы их миграции, аккумуляции в ловушках и вторичные изменения УВ, то есть весь комплекс процессов, приводящих к образованию залежей УВ. Выполненные расчеты позволяют получить математическое обоснование вероятности заполнения ловушки флюидом, определить его тип и величину прогнозных ресурсов, тем самым снизив финансовые риски при выполнении ГРР.

В основе методики бассейнового моделирования лежит понятие об УВ-системе — целостной динамической нефтегазогенерационной и концентрирующей физико-химической системе, функционирующей в геологическом пространстве и времени. УВ-систему также можно рассматривать как один или совокупность нескольких нефтегазоносных комплексов, объединенных общностью НГМП, условий миграции и аккумуляции УВ [1].

По результатам бурения скважины

## НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ СИЛУРИЙСКОЙ НГМП БЫЛ ЗНАЧИТЕЛЬНО РЕАЛИЗОВАН В КАМЕННОУГОЛЬНОЕ ВРЕМЯ, В РАННЕМ ТРИАСЕ ПРОЦЕСС БЫЛ ПРАКТИЧЕСКИ ПОЛНОСТЬЮ ЗАВЕРШЕН.

на Лескинском лицензионном участке (ЛУ) была обобщена геолого-geoхимическая информация о выделенных в пределах территории исследования УВ-системах [2], охарактеризованы основные их элементы (НГМП, коллекторы, покрышки) и построена 1D бассейновая модель.

## ИСТОРИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ

В отличие от статичной модели, которая представлена современной геометрией и физическими свойствами, наблюдаемыми в настоящее время, бассейновая модель является динамической, т.е. характеризуется эволюцией геометрии и физических свойств во времени. Палеоструктурные модели напрямую зависят от палеоглубины воды, дизъюнктивной тектоники, литолого-фациальной модели и связанного с ними уплотнения толщ горных пород. Получение адекватной палеогеометрии крайне важно для построения согласованной модели

Таблица 1. Входные данные для проведения 1D-моделирования [Зинченко И.А.]

Table 1. Input data for 1D modeling [Ivan A. Zinchenko]

Возраст (млн лет)	Название горизонта	Тип события	Название события	Палеосадконакопление / эрозия (м)	Литология
0	Erosion (Ice age)	Эрозия	Erosion (Ice age)	-750	
1,3	Ice age	Осадконакопление	Ice age	750	Ice
2,59	Top KZ permafrost		KZ upper part (KZ permafrost)		sand50_shale50_permafrost
5,33	Erosion (KZ)	Эрозия	Erosion (KZ)	-500	
11,63	Top KZ	Осадконакопление	KZ lower part	500	sand50_shale50
66	Top K2		K2		sand50_shale50
93,9	M (Top K1 al — K2 s)		K1 — K2 s		sand50_shale50
145	Erosion (T2 — T3)	Эрозия	Erosion (T2 — T3)	-500	
247,2	III (Bottom J — K)	Осадконакопление	T1 terr.	500	sand50_shale50
250,42	Top T1 igneous + terr.		T1 igneous + terr.		tuff40_sand30_silt30
251,9	Hiatus (P3)	Перерыв	Hiatus (P3)		
265,1	Top P2 (Top P upper part)	Осадконакопление	P upper part		shale60_silt25_sand15
278,84	Top P SR		P SR		Coal (pure)
280,95	Top P lower part		P lower part		shale60_silt25_sand15
298,9	V (Top C = Bottom P-T)	Эрозия	Erosion (C)	-500	
307	Top C2	Осадконакопление	C1 — C2	500	dol75_lime25
358,9	Vla (Top D)		D2 — D3		dol60_lime40
393,3	Top D1 e SR		D1 e SR		lime60_silt20_shale20
395,96	Top D1 e lower part		D1 e lower part (D1 carb.)		dol75_lime25
410,8	VII (Top D1 terr.)		D1 l (D1 terr.)		sand70_shale30
419,2	VII_bot (Top S = Bottom D1 terr.)		S2		dol75_lime25
427,4	VIIa (Top S1)		S1 upper part		dol75_lime25
444,57	Top S1 SR		S1 SR		lime60_silt20_shale20
451,85	Top S1 lower part		S1 lower part		lime50_dol50
458,4	VIIa_bot (Top O = Bottom S1)		O upper part		dol75_lime25
470	Top O		O lower part		dol75_lime25
475	VIIb				

и напрямую влияет на последующее моделирование миграции флюидов.

В модели по скважине на Лескинском ЛУ были заданы события осадконакопления, эрозии (позднекаменноугольное, средне-позднетриасовое и позднемиоценовое время) и перерыв в осадконакоплении (поздне-пермское время). Кроме того, в модели учтено оледенение четвертичного периода с последующим таянием ледника (табл. 1).

Возрастная привязка горизонтов и геологических событий выполнена на основе общей стратиграфической (геохронологической) шкалы России [3] и результатов определения возраста парод по комплексу палеонтологических исследований [4].

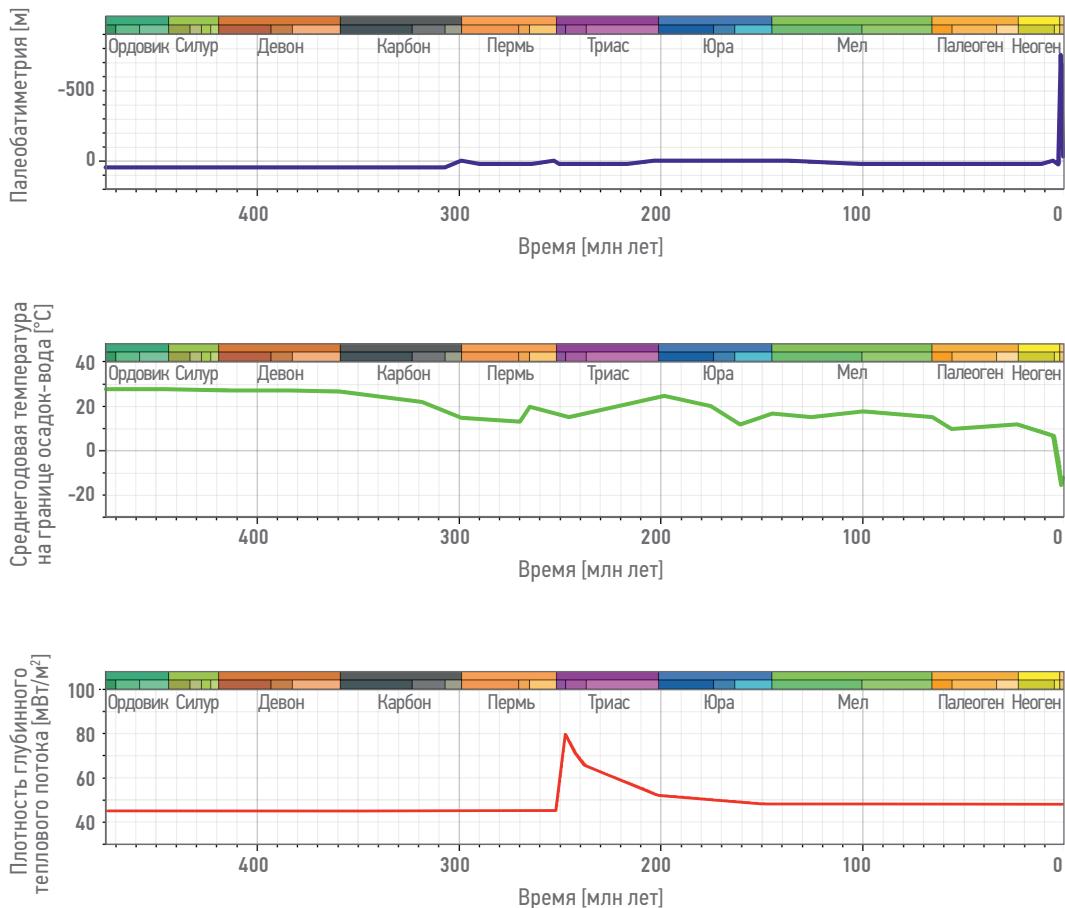
Для проведения палеоструктурных реконструкций был использован метод backstripping, который хорошо зарекомендовал себя в практике проведения работ по бассейновому моделированию [5].

Он позволяет проводить палеореконструкции путем последовательного снятия более молодых стратиграфических толщ и восстановления толщин нижележащих слоев за счет разуплотнения осадков.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЧНЫХ УСЛОВИЙ МОДЕЛИ

Для целей анализа термического режима недр в бассейновой модели были определены граничные условия — палеобатиметрия, динамика изменения глубинного теплового потока и температуры на границе осадок — вода.

Значения палеобатиметрии для 1D-модели условно заданы на уровне 25–50 м для периодов осадконакопления и 0 м — для периодов, соответствующих перерывам в осадконакоплении и эрозионным событиям (рис. 1). Резкое



**Рис. 1.** Границные условия для 1D-модели и их динамика во времени [И.А. Зинченко]  
**Fig. 1.** Boundary conditions for a 1D model and their dynamics over time [Ivan A. Zinchenko]

уменьшение значения палеобатиметрии в четвертичное время связано с оледенением — толщина ледяного покрова для 1D-модели условно принята на уровне 750 м [6]. Плотность глубинного теплового потока задана в модели на уровне 45 мВт/м<sup>2</sup> в течение палеозойского времени. Процессы раннетриасового рифтогенеза [7] нашли своё отражение в резком возрастании плотности теплового потока — в 1D-модели значение задано на уровне 80 мВт/м<sup>2</sup> на конец раннетриасового времени. Для построения тренда изменения плотности глубинного теплового потока во время раннетриасового события траппового магматизма, связанного с рифтогенезом в районе современного Енисей-Хатангского прогиба [8], использовалась модель Маккензи [9], предполагающая наличие двух этапов развития: начального растяжения с постоянным утонением коры и верхней мантии и фазы пострифового охлаждения и погружения с практически полным восстановлением исходной мощности литосферы. В течение триасового и юрского времени значение плотности глубинного теплового потока, предположительно, снижалось и в конечном счете достигло 48 мВт/м<sup>2</sup> (рис. 1).

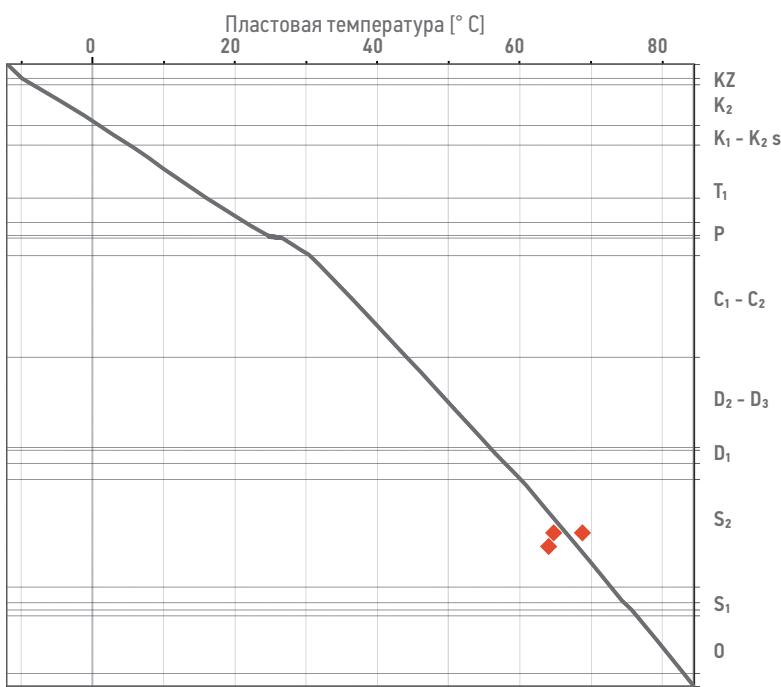
Полученный тренд был верифицирован на основании замеров температур и определений отражательной способности витринита (ОСВ) в образцах пород мелового, пермского, раннедевонского и раннесилурского возраста.

Динамика изменения среднегодовой температуры на границе раздела осадок — вода задана на основе литературных данных [10, 11]. В целом среднегодовая температура изменяется от -15 °С (четвертичное оледенение) до +28 °С в палеозое (рис. 1).

Конечным результатом расчета тепловой истории является определение температуры осадочного чехла модели на каждом этапе геологической истории, что необходимо для корректного моделирования скорости течения реакций образования УВ в результате термического крекинга керогена НГМП.

## КАЛИБРОВКА 1D-МОДЕЛИ

Калибровка 1D-модели УВ-систем по скважине на Лескинском ЛУ проводилась на основе фактических замеров пластовых

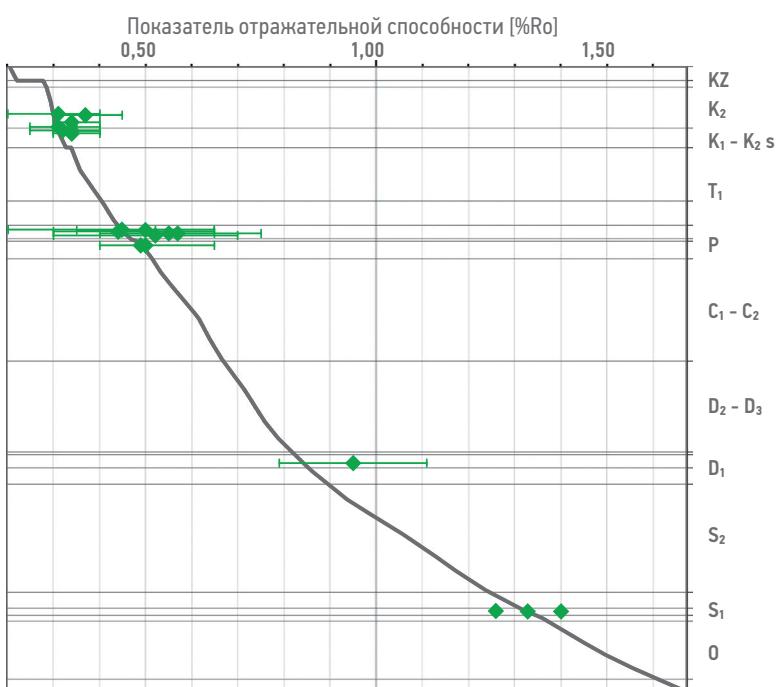


**Условные обозначения:**

- ◆ Замеры пластовой температуры в скважине на Лескинском ЛУ
- Расчёчная кривая пластовых температур

**Рис. 2.** Сопоставление расчётной кривой пластовых температур с калибровочными данными по результатам проведения 1D-моделирования УВ-систем по скважине на Лескинском ЛУ [И.А. Зинченко]

**Fig. 2.** Comparison of the calculated reservoir temperature curve with calibration data based on the results of 1D modeling of petroleum systems for the well on Leskinsky license area [Ivan A. Zinchenko]



**Условные обозначения:**

- ◆ Замеры показателя отражательной способности в скважине на Лескинском ЛУ
- Расчёчная кривая отражательной способности

**Рис. 3.** Сопоставление расчётной кривой катагенетической зрелости с калибровочными данными по результатам проведения 1D-моделирования УВ-систем по скважине на Лескинском ЛУ [И.А. Зинченко]

**Fig. 3.** Comparison of the calculated thermal maturity curve with calibration data based on the results of 1D modeling of petroleum systems for the well on Leskinsky license area [Ivan A. Zinchenko]

давлений и температур, а также ОСВ и его эквивалентов.

Для целей калибровки пластовых температур использовались замеры в трех интервалах силурийского возраста. Сопоставление расчётной кривой пластовых температур с калибровочными данными по скважине представлено на **рис. 2**.

Калибровка катагенетической зрелости отложений по скважине выполнялась по нескольким группам замеров (**рис. 3**). Стоит отметить, что данные для калибровки по силурийским отложениям представлены эквивалентом показателя ОСВ, поскольку непосредственно витринит отсутствует в настолько древних отложениях. Как правило, использовались замеры отражательной способности по граптолитам, которые затем пересчитывались с использованием специальной формулы [12]. Разброс полученных значений оказался слишком большим (1,11–1,47 % Ro), для калибровки использовались значения от 1,26 до 1,40 % Ro [13].

Также отдельного внимания заслуживают калибровочные данные по девонским отложениям — замеров по ним недостаточно для полноценного заключения, а разброс полученных значений весьма значительный (0,79–1,11 % Ro). Расчётная кривая попадает в разброс значений, полученных для девонских отложений (0,84 % Ro), и не противоречит фактическим данным. По причине того, что повышение плотности глубинного теплового потока в раннетриасовое время значительно влияет на катагенетическую зрелость как силурийских, так и девонских толщ, увеличение рассчитанной по результатам моделирования катагенетической зрелости девонских отложений влечёт за собой и увеличение зрелости силурийских толщ. Поскольку замеров по силурийской части значительно больше, и они лучше по качеству, главным ориентиром для калибровки катагенетической зрелости служили именно они.

## 1D-МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ СОЗРЕВАНИЯ ОВ НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ ПОРОД И ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Моделирование процессов созревания ОВ НГМП выполнено на основе модели EASY%Ro [14]. Согласно результатам моделирования, современная зрелость ОВ НГМП силурийского возраста составляет 1,31–1,35 % Ro, что отвечает градации МК<sub>4</sub> по шкале катагенетической зрелости [15]. Катагенетическая преобразованность девонской НГМП несколько ниже — составляет 0,82 % Ro

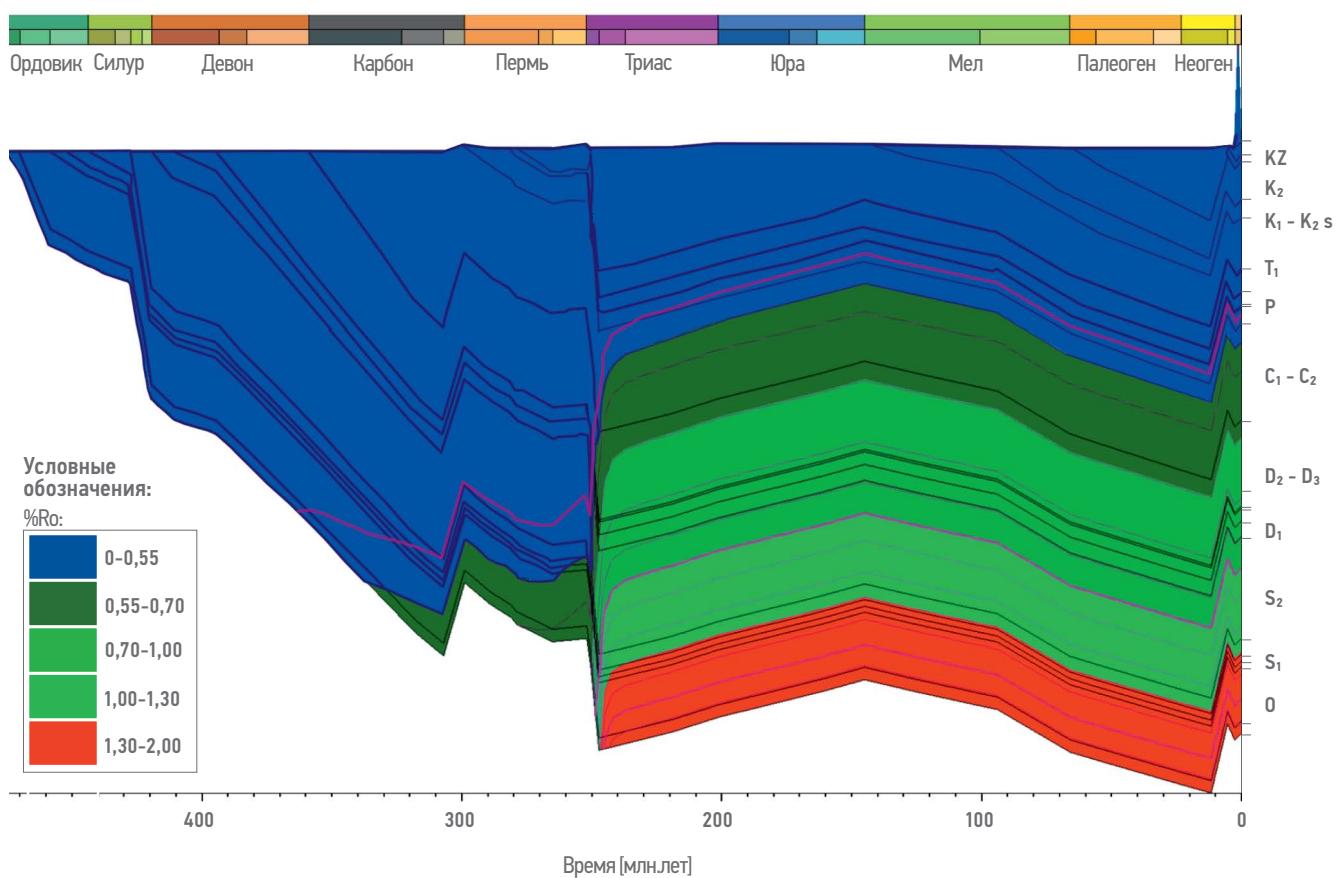


Рис. 4. Динамика созревания ОВ по результатам проведения 1D-моделирования УВ-систем по скважине на Лескинском ЛУ [И.А. Зинченко]  
Fig. 4. Organic matter maturation dynamics based on the results of 1D modeling of petroleum systems for the well on Leskinsky license area [Ivan A. Zinchenko]

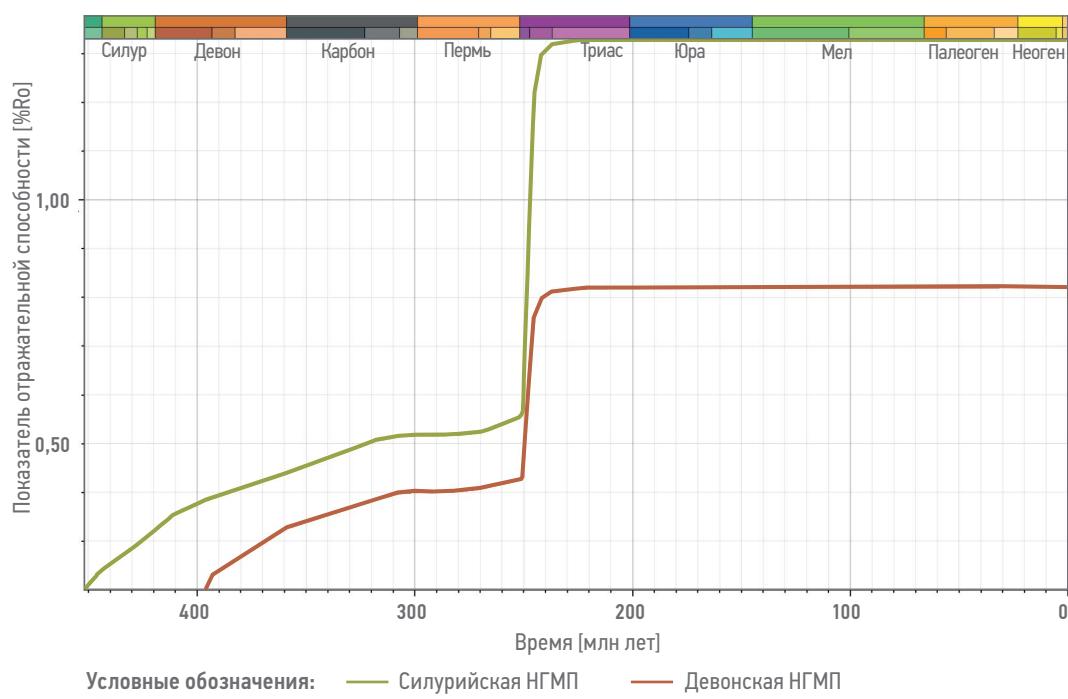
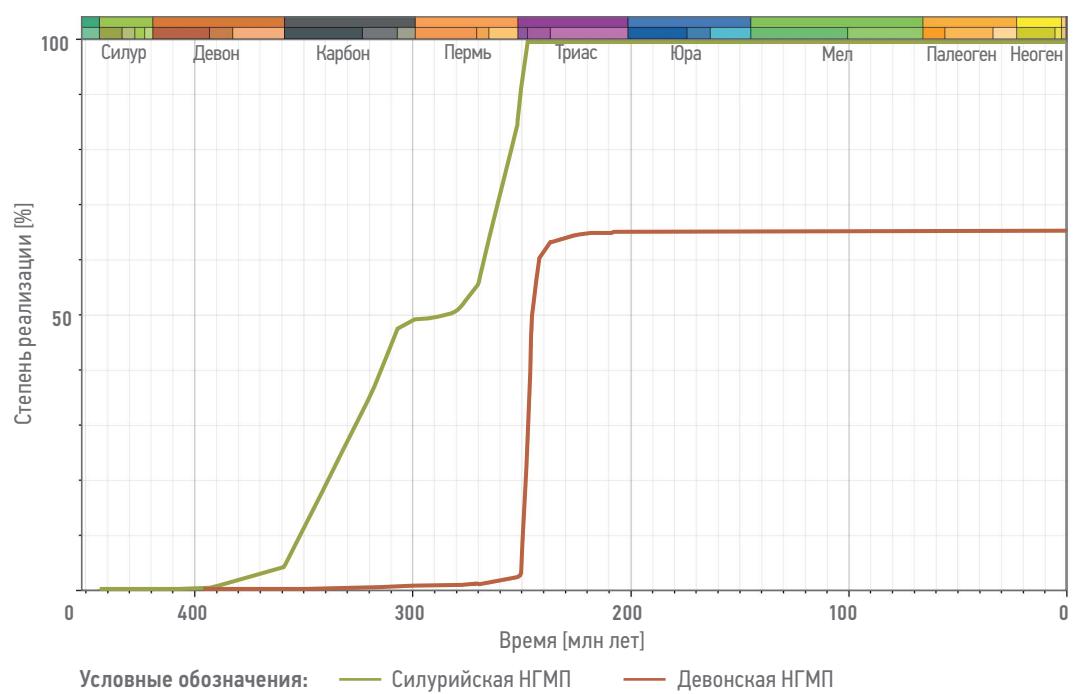


Рис. 5. Динамика созревания ОВ силурийской и девонской НГМП по результатам проведения 1D-моделирования УВ-систем по скважине на Лескинском ЛУ [И.А. Зинченко]  
Fig. 5. Organic matter maturation dynamics of the Silurian and Devonian source rocks based on the results of 1D modeling of petroleum systems for the well on Leskinsky license area [Ivan A. Zinchenko]

и отвечает градации МК<sub>2</sub>. Динамика созревания ОВ по результатам проведения 1D-моделирования УВ-систем по скважине на Лескинском ЛУ представлена на **рис. 4, 5**. Немаловажным фактором катагенетической преобразованности являются события эрозии накопившихся отложений, поскольку они могут формировать катагенетические несогласия. По результатам 1D-моделирования УВ-систем по скважине отмечаются 2 катагенетических несогласия — между нижнетриасовыми и меловыми отложениями и в отложениях кайнозойского возраста. Можно сделать вывод о том, что ключевое влияние на катагенетическую зрелость отложений оказал раннетриасовый рифтогенез и соответствующее ему повышение плотности глубинного теплового потока. Катагенетическая преобразованность силурийской и девонской НГМП резко возросла (с 0,55 до 1,33 % Ro и с 0,43 до 0,81 % Ro, соответственно) и к концу триаса достигла современных значений (**рис. 5**). Аналогом грaptолитовой толщи усть-енисейской свиты ( $S_{1ue}$ ), выделенной по результатам бурения скважины на Лескинском ЛУ [2], могут служить нижнесилурийские отложения пачки Кусаиба (Qusaiba) свиты Калибах (Qalibah), распространенные на территории Саудовской Аравии [16]. В качестве кинетической схемы преобразования ОВ силурийской НГМП была использована 4-компонентная схема, опубликованная в работе [17].

Девонская НГМП характеризуется керогеном II типа, для целей моделирования параметры ТОС и HI на начало катагенеза были заданы на уровне 6 % и 450 мг УВ/г C<sub>орг</sub>. В качестве кинетической схемы преобразования ОВ была использована 2-компонентная схема, полученная для сланца Вудфорд [18]. В практике проведения моделирования УВ-систем для оценки степени реализации нефтегазоматеринского потенциала используется параметр TR (transformation ratio), который изменяется от 0 до 1 (0–100 %). Следует отметить, что нефтегазоматеринский потенциал силурийской НГМП был значительно реализован в течение каменноугольного времени. Последующая за этим эрозия, накопление пермских отложений и, наконец, повышение плотности глубинного теплового потока в раннетриасовое время привели к практически полной реализации её начального нефтегазоматеринского потенциала (**рис. 6**).

В то же время история реализации нефтегазоматеринского потенциала гипотетической девонской НГМП [2] значительно отличается. Так, до триасового времени степень реализации нефтегазоматеринского потенциала девонской НГМП составляла первые проценты, вслед за чем последовал резкий скачок параметра TR до 60–65 % (**рис. 6**). В целом, согласно результатам проведенного моделирования, обе рассматриваемые НГМП достигли современных значений TR в триасовое время.



**Рис. 6.** Динамика реализации нефтегазоматеринского потенциала силурийской и девонской НГМП по результатам проведения 1D-моделирования УВ-систем по скважине на Лескинском ЛУ [И.А. Зинченко]  
**Fig. 6.** The dynamics of the realization of the hydrocarbon potential of the Silurian and Devonian source rocks based on the results of 1D modeling of petroleum systems for the well on Leskinsky license area [Ivan A. Zinchenko]

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ И ОБСУЖДЕНИЕ**

На основе данных бурения скважины на Лескинском ЛУ была построена и откалибрована 1D-модель УВ-систем. По результатам проведенного бассейнового моделирования 1D можно сделать вывод о том, что нефтегазоматеринский потенциал силурийской НГМП был существенно реализован в течение каменноугольного времени. Процессы генерации УВ в течение пермского и раннетриасового времени привели практически к полной реализации нефтегазоматеринского потенциала силурийской НГМП.

Полученные результаты проведенного моделирования подтверждаются выявленными

диапазонами зрелости битумоидов по скважине, а также определяют три этапа генерации: каменноугольный — главная зона генерации нефти; пермский — конец нефтяной генерации и начало генерации газов; раннетриасовый этап — генерация газа и вторичный крекинг УВ.

Основной неопределенностью для корректного восстановления истории реализации нефтегазоматеринского потенциала является динамика изменения глубинного теплового потока во времени. Для повышения достоверности тепловой модели необходимы первичные данные по терригенным отложениям перми с целью проведения трекового анализа апатитов как в наиболее погруженных, так и в наиболее приподнятых областях.

### **Список литературы**

- 1.** Геологический словарь: в 3 т. / гл. ред. О.В. Петров; ред.-сост.: С.И. Андреев [и др]. — Изд. 3-е, перераб. и доп. — СПб: Изд-во ВСЕГЕИ, 2010–2012.
  - 2.** Морозов Н.В., Калачева Д.Ю., Камполи И.А., Бакай Е.А., Севрюков Д.А., Николаев М.Н. Нефтегазоматеринские породы Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района по данным бурения // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2022. — № 4 (в печати).
  - 3.** Stratigraphic Code of Russia. Издание третье, исправленное и дополненное. — СПб: Издательство ВСЕГЕИ, 2019. — 96 с. (МСК России, ВСЕГЕИ).
  - 4.** Гатовский Ю.А., Вилесов А.Р. Биостратиграфическая характеристика осадочных комплексов палеозоя Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района по данным бурения // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2022. — № 4 (в печати).
  - 5.** Peters K.E., Curry D.J., Kacewicz M. An overview of basin and petroleum system modeling: Definitions and Concepts / In K.E. Peters, D.J. Curry, and M. Kacewicz (Eds.), Basin Modeling: New Horizons in Research and Applications // AAPG Hedberg Series. — 2012. — №. 4. — P. 1–16. <https://doi.org/10.1306/13311426H4139>
  - 6.** Siegert M.J., Dowdeswell J.A., Hald M., Svendsen J.-I. Modelling the Eurasian Ice Sheet through a full (Weichselian) glacial cycle // Global and Planetary Change. — 2001. — vol. 31 — P. 367–385. [https://doi.org/10.1016/S0921-8181\(01\)00130-8](https://doi.org/10.1016/S0921-8181(01)00130-8)
  - 7.** Inger S., Scott R.A., Golionko B.G. Tectonic evolution of the Taimyr Peninsula, Northern Russia: implications for Arctic continental assembly // Journal of the Geological Society. — 1999. — Vol. 156. — № 6. — P. 1069–1072. <https://doi.org/10.1144/gsjgs.156.6.1069>
  - 8.** Афанасенков А.П., Никишин А.М., Унгер А.В., Бордунов С.И., Луговая О.В., Чикишев А.А., Яковишина Е.В. Тектоника и этапы геологической истории Енисей-Хатангского бассейна и сопряженного Таймырского орогена // Геотектоника. — 2016. — № 2. — С. 23–42. <https://doi.org/10.7868/S0016853X16020028>
  - 9.** McKenzie D. Some remarks on the development of sedimentary basins // Earth and Planetary science letters. — 1978. — Vol. 40. — № 1. — С. 25–32. [https://doi.org/10.1016/0012-821X\(78\)90071-7](https://doi.org/10.1016/0012-821X(78)90071-7)
  - 10.** Гольберт А.В. Основы региональной палеоклиматологии. — М.: Недра, 1987. — 222 с.
  - 11.** Ясаманов Н.А. Древние климаты Земли. Л.: Гидрометеоиздат, 1985. — 296 с.
  - 12.** Petersen H.I., Schovsbo N.H., Nielsen A.T. Reflectance measurements of zooclasts and solid bitumen in Lower Paleozoic shales, Southern Scandinavia: Correlation to vitrinite reflectance // International Journal of Coal Geology. — 2013. — Vol. 114. — С. 1–18. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2013.03.013>
  - 13.** Бакай Е.А., Морозов Н.В., Абля Э.А., Пронина Н.В., Фролов С.В., Погодемкина Е.Н., Манью И.Э., Тарасенко А.А. Силурийские грaptолитовые сланцы зоны сочленения Тыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей как возможный источник нефти и газа // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2022. — № 4 (в печати).
  - 14.** Sweeney J.J., Burnham A.K. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics // AAPG bulletin. — 1990. — Vol. 74. — №. 10. — С. 1559–1570. <https://doi.org/10.1306/0C9B251F-1710-11D7-8645000102C1865D>
  - 15.** Неручев С.Г., Вассоевич Н.Б., Лопатин Н.В. О шкале катагенеза в связи с нефтегазообразованием / В кн.: Труды XXV сессии Междунар. геол. конгресса. Доклады сов. геологов. Горючие ископаемые. — М., Наука, 1976. — С. 47–62.
  - 16.** Zalasiewicz J., Williams M., Miller M., Page A. and Blackett E. Early Silurian (Llandovery) graptolites from Central Saudi Arabia: first documented record of Telychian faunas from the Arabian Peninsula // GeoArabia. — 2007. — Vol. 12(4). — P. 15–36. <https://doi.org/10.2113/geoarabia120415>
  - 17.** Abu-Ali M.A., Rudkiewicz J.L., McGillivray J.G. and Behar F. Paleozoic petroleum system of Central Saudi Arabia // GeoArabia. — 1999. — Vol. 4. — №. 3. — P. 321–335. <https://doi.org/10.2113/geoarabia0403321>
  - 18.** di Primio R., Horsfield B. From petroleum-type organofacies to hydrocarbon phase prediction // AAPG Bulletin. — 2006. — Vol. 90. — P. 1031–1058. <https://doi.org/10.1306/02140605129>
- References**
- 1.** Geological dictionary: in 3 vol. / ch. ed. O.V. Petrov; comp. ed.: S.I. Andreev [et al.]. — Ed. 3rd, rev. and exp. — Saint Petersburg: VSEGEI Press, 2010–2012. (In Russ.)
  - 2.** Morozov N.V., Kalacheva D.Yu., Campoli I.A., Bakay E.A., Sevryukov D.A., Nikolaev M.N. Source rocks of the West Taimyr potential oil and gas bearing area according to drilling data. PRONEFT. Professionally about oil. 2022, no. 4 (In press). (In Russ.)
  - 3.** Stratigraphic Code of Russia. Third edition, rev. and exp. Saint Petersburg: VSEGEI Press, 2006. 96 p. (Interdepartmental Stratigraphic Committee). (In Russ.)
  - 4.** Gatovsky Yu.A., Vilesov A.P. Biostatigraphic characteristics of Paleozoic sedimentary series of the West Taimyr potential oil and gas bearing area according to drilling data. PRONEFT. Professionally about oil. 2022, no. 4 (In press). (In Russ.)

- 5.** Peters, K.E., Curry D.J., and Kacewicz M. An overview of basin and petroleum system modeling: Definitions and Concepts, in K.E. Peters, D.J. Curry, and M. Kacewicz (Eds.), Basin Modeling: New Horizons in Research and Applications. AAPG Hedberg Series, 2012, no. 4, pp. 1–16. <https://doi.org/10.1306/13311426H4139>
- 6.** Siegert M.J., Dowdeswell J.A., Hald M. and Svendsen J.-I. Modelling the Eurasian Ice Sheet through a full (Weichselian) glacial cycle. *Global and Planetary Change*. 2001, no. 31, pp. 367–385. [https://doi.org/10.1016/S0921-8181\(01\)00130-8](https://doi.org/10.1016/S0921-8181(01)00130-8)
- 7.** Inger S., Scott R.A., Golionko B.G. Tectonic evolution of the Taimyr Peninsula, northern Russia: implications for Arctic continental assembly. *Journal of the Geological Society*. 1999, v. 156, no. 6, pp. 1069–1072. <https://doi.org/10.1144/gsjgs.156.6.1069>
- 8.** Afanasyev A.P., Unger A.V., Lugovaya O.V., Chikishev A.A., Nikishin A.M., Bordunov S.I., Yakovishina E.V. The tectonics and stages of the geological history of the Yenisei-Khatanga basin and the conjugate Taimyr orogeny. *Geotectonics*, 2016, no. 2, pp. 23–42. (In Russ.). <https://doi.org/10.7868/S0016853X16020028>
- 9.** McKenzie D. Some remarks on the development of sedimentary basins. *Earth and Planetary science letters*, 1978, v. 40, no. 1, pp. 25–32. [https://doi.org/10.1016/0012-821X\(78\)90071-7](https://doi.org/10.1016/0012-821X(78)90071-7)
- 10.** Golbert A.V. *Fundamentals of regional paleoclimatology*. Moscow: Nedra, 1987. 222 p. (In Russ.)
- 11.** Yasamanov N.A. *Ancient climates of the Earth*. Leningrad: Gidrometeoizdat, 1985. 296 p. (In Russ.)
- 12.** Petersen H.I., Schovsbo N.H., Nielsen A.T. Reflectance measurements of zooclasts and solid bitumen in Lower Paleozoic shales, southern Scandinavia: Correlation to vitrinite reflectance. *International Journal of Coal Geology*, 2013, v. 114, pp. 1–18. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2013.03.013>
- 13.** Bakay E.A., Morozov N.V., Ablya E.A., Pronina N.V., Frolov S.V., Poludetkina E.N., Manko I.E., Tarasenko A.A. Silurian graptolitic shales of the junction zone of the Gydan and the Enisey-Khatanga oil and gas bearing regions as a possible source of oil and gas. *PRONEFT. Professionally about oil*. 2022, no. 4 (In press). (In Russ.)
- 14.** Sweeney J.J., Burnham A.K. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics. *AAPG bulletin*, 1990, v. 74, no. 10, pp. 1559–1570. <https://doi.org/10.1306/0C9B251F-1710-11D7-8645000102C1865D>
- 15.** Neruchev S.G., Vassoevich N.B., Lopatin N.V. *On the scale of catagenesis in connection with oil and gas formation* / In the book: Proceedings of the XXV session of the Intern. geol. congress. Reports of Soviet geologists. Combustible minerals. Moscow: Science, 1976, pp. 47–62. (In Russ.)
- 16.** Zalasiewicz J., Williams M., Miller M., Page A. and Blackett E. Early Silurian (Llandovery) graptolites from Central Saudi Arabia: first documented record of Telychian faunas from the Arabian Peninsula. *GeoArabia*, 2007, 12(4), pp. 15–36. <https://doi.org/10.2113/geoarabia120415>
- 17.** Abu-Ali M.A., Rudkiewicz J.L., McGillivray J.G. and Behar F. Paleozoic petroleum system of Central Saudi Arabia. *GeoArabia*, 1999, v. 4, no. 3, pp. 321–335. <https://doi.org/10.2113/geoarabia0403321>
- 18.** di Primo R. and Horsfield B. From petroleum-type organofacies to hydrocarbon phase prediction. *AAPG Bulletin*, 2006, no. 90, pp. 1031–1058. <https://doi.org/10.1306/02140605129>

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**И.А. Зинченко** — построил 1D бассейновую модель, разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Н. В. Морозов** — подготовил текст разделов статьи, участвовал в калибровке 1D бассейновой модели.

**К.А. Перетолчин** — подготовил текст разделов статьи, участвовал в создании 1D бассейновой модели.

**А.А. Куркин** — руководил процессом построения и калибровки 1D бассейновой модели.

**С.А. Погребнюк** — принимал участие в формулировании решаемых геологических задач посредством построения бассейновой модели.

**Ivan A. Zinchenko** — built the 1D basin model, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Nikita V. Morozov** — prepared the text, participated in the calibration of the 1D basin model.

**Kirill A. Peretolchin** — prepared the text, participated in the building of the 1D basin model.

**Alexander A. Kurkin** — led the process of building and calibrating a 1D basin model.

**Sergey A. Pogrebnyuk** — took part in the formulation of the geological problems to be solved by building a basin model.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Иван Андреевич Зинченко\*** — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Zinchenko.IA@gazpromneft-ntc.ru

**Никита Владимирович Морозов** — эксперт, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Morozov.NV@gazpromneft-ntc.ru

**Ivan A. Zinchenko\*** — Chief specialist, Gazprom-neft STC LLC 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Zinchenko.IA@gazpromneft-ntc.ru

**Nikita V. Morozov** — Expert, Gazprom-neft STC LLC 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Morozov.NV@gazpromneft-ntc.ru

**Кирилл Алексеевич Перетолчин** — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Peretolchin.KA@gazpromneft-ntc.ru SPIN-код: 2097-1554 ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4152-767X>

**Александр Анатольевич Куркин** — руководитель проекта, ПАО «Газпром нефть» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3-5 литер А e-mail: Kurkin.AAn@gazprom-neft.ru

**Сергей Алексеевич Погребнюк** — руководитель по разработке продуктов, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Pogrebnyuk.SA@gazpromneft-ntc.ru

**Kirill A. Peretolchin** — Leading geologist, Gazprom-neft STC LLC 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Peretolchin.KA@gazpromneft-ntc.ru SPIN-code: 2097-1554 ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4152-767X>

**Alexander A. Kurkin** — Project manager, Gazprom-neft PJSC 3-5 liter A, Pochtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia e-mail: Kurkin.AAn@gazprom-neft.ru

**Sergey A. Pogrebnyuk** — Product development manager, Gazprom-neft STC LLC 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: Pogrebnyuk.SA@gazpromneft-ntc.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

# ХАРАКТЕРИСТИКА МАГМАТИЧЕСКИХ ПОРОД В РАЗРЕЗЕ СКВАЖИНЫ НА ЛЕСКИНСКОМ ЛИЦЕНЗИОННОМ УЧАСТКЕ

© В.Д. Щербаков,  
2022



**В.Д. Щербаков**

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, РФ, Москва

**Электронный адрес:** vsh@geol.msu.ru

В статье впервые представлены результаты исследований магматических пород в разрезе поисково-оценочной скважины на Лескинском лицензионном участке Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района. Из проб шлама и керна изучены фрагменты магматических горных пород от раннесибирского до раннетриасового возраста.

**Цель.** Характеристика магматических пород из разреза скважины на основе образцов бурового шлама и керна и интерпретация их природы и структурного положения в разрезе на основе петролого-геохимических данных.

**Материалы и методы.** Материал изучен методами электронной микроскопии, микроанализа и анализа содержания редких и рассеянных элементов методом масс-спектрометрии.

**Результаты.** Проявления магматических пород в разрезе первой поисковой скважины можно интерпретировать как переотложенные в виде конгломератов и гравелитов лавы и долериты в верхней части отложений нижнего триаса, как лавовые потоки, перекрытые пачкой конгломератов и гравелитов мощностью 40–50 м, в нижней части. Отдельные силлы долеритов мощностью не более нескольких метров отмечены ниже по разрезу в интервалах нижнего силура, среднего-верхнего девона и нижнего карбона.

**Ключевые слова:** Западно-Таймырский потенциально нефтегазоносный район, палеозой, силлы долеритов, обломки вулканических и субвулканических пород

**Конфликт интересов:** автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

**Благодарность:** автор выражает благодарность Г.Г. Ахманову, Е.А. Бакай и Н.В. Морозову за ценные комментарии к рукописи.

**Для цитирования:** Щербаков В.Д. Характеристика магматических пород в разрезе скважины на Лескинском лицензионном участке. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(4):134–141.  
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-4-134-141>

Статья поступила в редакцию 15.08.2022

Принята к публикации 30.09.2022

Опубликована 29.12.2022

COMPOSITION AND ORIGIN OF IGNEOUS ROCKS IN THE SEQUENCE OF WELL  
ON LESKINSKY LICENSE AREA

**Vasily D. Shcherbakov**

Lomonosov Moscow State University, Russia, Moscow

**E-mail:** vsh@geol.msu.ru

The article presents for the first time the study of igneous rocks in the section of well on Leskinsky license area of the West Taimyr potential oil and gas bearing area. Fragments of igneous rocks from the Early Silurian to the Early Triassic age were studied from samples of drill cuttings and core.

**Aim.** Characterization of igneous rocks from the well section based on drill cuttings and core samples and interpretation of their nature and structural position in the section based on petrological and geochemical data.

**Materials and method.** The material was studied by electron microscopy, microanalysis and analysis of the trace elements content by mass spectrometry.

**Results.** Igneous rocks in the section of the well on Leskinsky license area can be interpreted as lava and dolerites re-deposited as conglomerates and gravelites in the upper part of Lower Triassic deposits, and in the lower part as lava flows overlain by a pack of conglomerates and gravelites with a thickness of 40–50 meters. Individual dolerite sills with a thickness not exceeding several meters are marked below the section in the Lower Silurian, Middle–Upper Devonian and Lower Carboniferous intervals.

**Keywords:** West Taimyr potential oil and gas bearing area, Paleozoic, dolerite sills, fragments of volcanic and subvolcanic rocks

**Conflict of interest:** the author declares no conflict of interest.

**Acknowledgements:** author is grateful to G.G. Akhmanov, E.A. Bakay and N.V. Morozov for valuable comments to the manuscript.

**For citation:** Shcherbakov V.D. Composition and origin of igneous rocks in the sequence of well on Leskinsky license area. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(4):134–141. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-4-134-141>

Manuscript received 15.08.2022

Accepted 30.09.2022

Published 29.12.2022

## ВВЕДЕНИЕ

Объемный пермо-триасовый магматизм основного состава на территории Восточной и Западной Сибири является одним из наиболее крупных магматических событий в истории Земли. Излияние лав и внедрение субвулканических тел общим объемом в миллионы кубических километров значительно повлияло на состав атмосферы [1], тепловой поток земной коры и привело к формированию крупнейших месторождений меди и элементов платиновой группы. В отличие от Сибирской платформы проявления магматизма в пределах Западно-Сибирской плиты, Енисей-Хатангского регионального прогиба и Южного Таймыра скрыты осадочным чехлом. Их изучение становится возможным исключительно благодаря скважинному материалу.

Цель данной работы — характеристика магматических пород из разреза скважины на Лескинском лицензионном участке (Западный Таймыр) на основе образцов бурого шлама и керна и интерпретация их природы и структурного положения в разрезе на основе петролого-geoхимических данных.

## МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Из проб бурого шлама (интервалы T<sub>1</sub>, C<sub>1</sub>, D<sub>2-3</sub> и S<sub>1</sub> возрастов), в которых в результате первичного описания были отмечены магматические породы, отбирались фрагменты горных пород размером более 2–3 мм, отмывались в проточной воде и сушились, из них выбиралось от 5 до 20 образцов. Отобранные куски горных пород просматривались под бинокуляром. С интервалом ~10 м из отобранных фракций выбирался наиболее типичный для данного образца фрагмент магматической горной породы. Фракции фотографировались, отобранные фрагменты заливались в эпоксидные препараторы,шлифовались и полировались для фотографирования на растровом электронном микроскопе (РЭМ) и микроанализа, отдельные, наименее измененные, образцы истирались для валового анализа содержания редких и рассеянных элементов согласно подходу [2].

Для подготовленного к РЭМ образца производилось фотографирование представительного участка породы, полукачественный анализ валового состава путем регистрации и обсчета энергодисперсионного рентгеновского спектра при растриванном на большой площади электронным пучком и микроанализ отдельных породообразующих минеральных фаз или вторичных агрегатов по ним, образованным в процессе низкотемпературного преобразования. Для отдельных, не подвергшихся значительным вторичным изменениям, пород был проведен анализ содержания редких и рассеянных элементов методом масс-спектрометрии с индуктивно связанный плазмой. При исследовании использовалось следующее оборудование: бинокулярный микроскоп, РЭМ JEOL IT-500, микроанализ выполнен при помощи энергодисперсионного спектрометра Oxford X-Max<sup>N</sup> с площадью детектора 50 мм<sup>2</sup>, откалиброванного по стандартам природных силикатов, анализ редких и рассеянных элементов выполнен с помощью масс-спектрометра Element 2, Thermo Scientific.

## ПОВЫШЕННЫЕ СОДЕРЖАНИЯ НЕКОГЕРЕНТНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В АНАЛИЗЕ СВЕЖЕЙ ЛАВЫ СКВАЖИНЫ НА ЛЕСКИНСКОМ ЛУ И СООТНОШЕНИЕ U/Th И Gd/Yb ИСКЛЮЧАЮТ ПРОИСХОЖДЕНИЕ ИЗ ОДНОГО ИСТОЧНИКА.

## РЕЗУЛЬТАТЫ

### СОСТАВ ФРАГМЕНТОВ ГОРНЫХ ПОРОД ИЗ БУРОВОГО ШЛАМА ИЗ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ ИНТЕРВАЛА РАННЕТРИАСОВОГО ВОЗРАСТА

Максимальный размер обломков горных пород, отобранных в ходе подготовки к исследованию, меняется по разрезу от 3–5 до 30–40 мм. Подавляющее большинство фрагментов представлено зеленовато-серыми, черными магматическими (вулканическими и субвулканическими) породами основного состава. Меньшая часть (до 10–20 %) представлена пестрыми конгломератами

и гравелитами, коричневато-серыми, иногда рыжеватыми песчаниками и алевролитами.

**Песчаники и алевролиты.** Фрагменты этих пород встречаются реже остальных — в среднем 6–9 фрагментов на 50 м разреза. Фрагменты угловатые однородные коричневато-серые, иногда с видной исходной слоистостью. Визуально к верхней части разреза фрагментов становится меньше, цвет меняется с сторону светло-серых оттенков.

**Конгломераты и гравелиты.** Фрагменты конгломератов и гравелитов встречаются практически в каждом образце. Крупные обломки (>5–10 мм) преимущественно сложены магматическими породами, мелкие (<2–3 мм) имеют пестрый состав, доминирующими являются обломки магматических пород и кварца с полевыми шпатами (рис. 1а). Матрикс конгломератов и гравелитов имеет неравномерно распределенный рыжеватый оттенок. Периферическая часть фрагментов магматических пород на границе с матриксом часто имеет желто-рыжую окантовку окжелезнения (рис. 2а).

**Магматические породы.** Обломки магматических пород даже в пределах образца имеют различный облик, что вызвано структурными характеристиками и степенью вторичного изменения. Встречаются фрагменты с гидротермальными прожилками, свидетельствующими о высокой степени вторичного изменения. Многие образцы имеют окатанную форму, по периметру часто распространено окжелезнение как признак того, что исходно они были частью конгломерата или гравелита. В пределах верхней части интервала  $T_1$  по структурным, цветовым и прочим

визуальным характеристикам достаточно выдержан. Среди фрагментов выделяются три основные разновидности с переходными между ними типами: (1) мелко-среднезернистые зеленовато-серые долериты с макроскопически различимым размером зерна; (2) зеленоватые скрытозернистые базалты и долериты; (3) темно-серые до черного скрытозернистые базалты и долериты. Изучение пород на РЭМ показывает, что по структурным признакам преимущественно распространены породы, которые стоит относить к полнокристаллическим субулканическим разностям (рис. 2б).

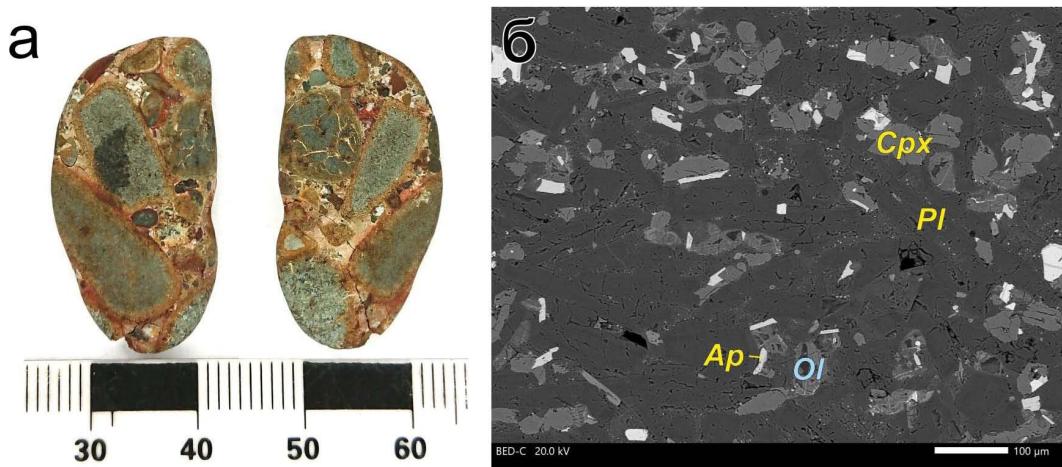
#### СОСТАВ ФРАГМЕНТОВ ГОРНЫХ ПОРОД ИЗ БУРОВОГО ШЛАМА НИЖНИЙ ЧАСТИ ИНТЕРВАЛА РАННЕТРИАСОВОГО ВОЗРАСТА

Кровельная часть интервала визуально схожа с верхним: присутствуют окатанные обломки неоднородного состава с оторочкой окжелезнения, фрагменты осадочных пород. Ниже, на протяжении 144 м до нижней границы интервала, среди обломков в буром шламе наблюдается значительная однородность материала (рис. 1б). Обломки преимущественно размером до 5 мм, темно-зеленовато-серые, угловатые, представлены практически исключительно магматическими породами. Все магматические обломки принадлежат к эфузивным или субулканическим разностям основного ряда. Структурно магматические породы имеют облик основных лав и долеритов. На протяжении интервала происходит чередование эфузивных (рис. 3а) и субулканических структур. Принимая допущение, что все



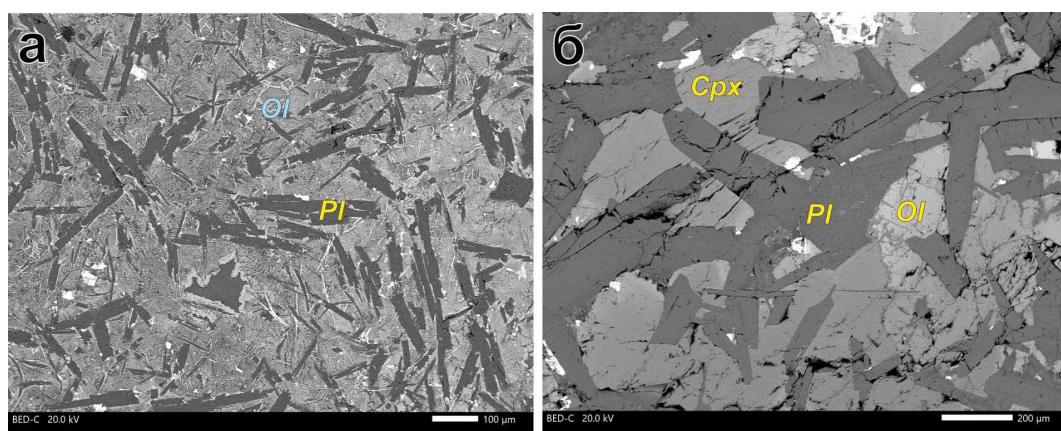
Рис. 1. Фотографии крупных фрагментов из бурого шлама: а — из верхней части интервала  $T_1$ ; б — из нижней части интервала  $T_1$ .  
Масштабная линейка в миллиметрах. Составлено автором

Fig. 1. Photographs of large fragments from drill cuttings: a — from the upper part of the  $T_1$  interval; b — from the lower part of the  $T_1$  interval.  
Scale bar in millimeters. Prepared by the author



**Рис. 2.** а — фотография фрагмента конгломератов из верхней части интервала Т<sub>1</sub>. Масштабная линейка в миллиметрах; б — РЭМ-изображение в отраженных электронах фрагмента породы основного состава из конгломератов верхней части интервала Т<sub>1</sub>. Pl — пластиоклаз, Cpx — клинопироксен, Ol — реликты оливина, Ap — апатит. Составлено автором

**Fig. 2.** a — Photograph of a fragment of conglomerates from the upper part of the T<sub>1</sub> interval. Scale bar in millimeters; b — SEM back-scattered electron image of a fragment of basic rock from conglomerates in the upper part of the T<sub>1</sub> interval. Pl — plagioclase, Cpx — clinopyroxene, Ol — olivine relics, Ap — apatite. Prepared by the author



**Рис. 3.** а — РЭМ-изображение в отраженных электронах фрагмента лавы основного состава нижней части интервала Т<sub>1</sub>; б — РЭМ-изображение в отраженных электронах фрагмента долерита основного состава интервала D<sub>2-3</sub>. Pl — пластиоклаз, Cpx — клинопироксен, Ol — оливин (голубым цветом обозначены измененные зерна). Составлено автором

**Fig. 3.** a — SEM back-scattered electron image of a lava in the lower part of the T<sub>1</sub> interval; b — SEM back-scattered electron image of a fragment of dolerite of the main composition of the interval D<sub>2-3</sub>. Pl — plagioclase, Cpx — clinopyroxene, Ol — olivine (altered grains are shown in blue). Prepared by the author

обломки бурового шлама отражают коренные породы из соответствующего интервала, можно предположить, что нижняя часть интервала Т<sub>1</sub> имеет не менее трех магматических тел (лавовые потоки или силлы) мощностью первые десятки метров.

#### СОСТАВ ФРАГМЕНТОВ ГОРНЫХ ПОРОД ИЗ БУРОВОГО ШЛАМА ИНТЕРВАЛОВ НИЖНЕГО СИЛУРА, СРЕДНЕГО-ВЕРХНЕГО ДЕВОНА И НИЖНЕГО КАРБОНА

Обломки горных пород из бурового шлама этих интервалов представлены темно-зеленоватыми угловатыми фрагментами

основных субвулканических пород и подчиненным количеством фрагментов осадочных пород. Магматические породы характеризуются долеритовыми структурами, укрупненным размером зерна в сравнении с магматическими породами меньших глубин и хорошей сохранностью первичного (магматического) парагенезиса (рис. 3б). Среди магматических образований этих интервалов присутствием второстепенного кварца выделяются породы интервала D<sub>2-3</sub>. Редкие фрагменты осадочных пород представлены карбонатами и сульфатами (в кровельной части D<sub>2-3</sub>) и черными фрагментами аргиллитов (ниже S<sub>1</sub>).

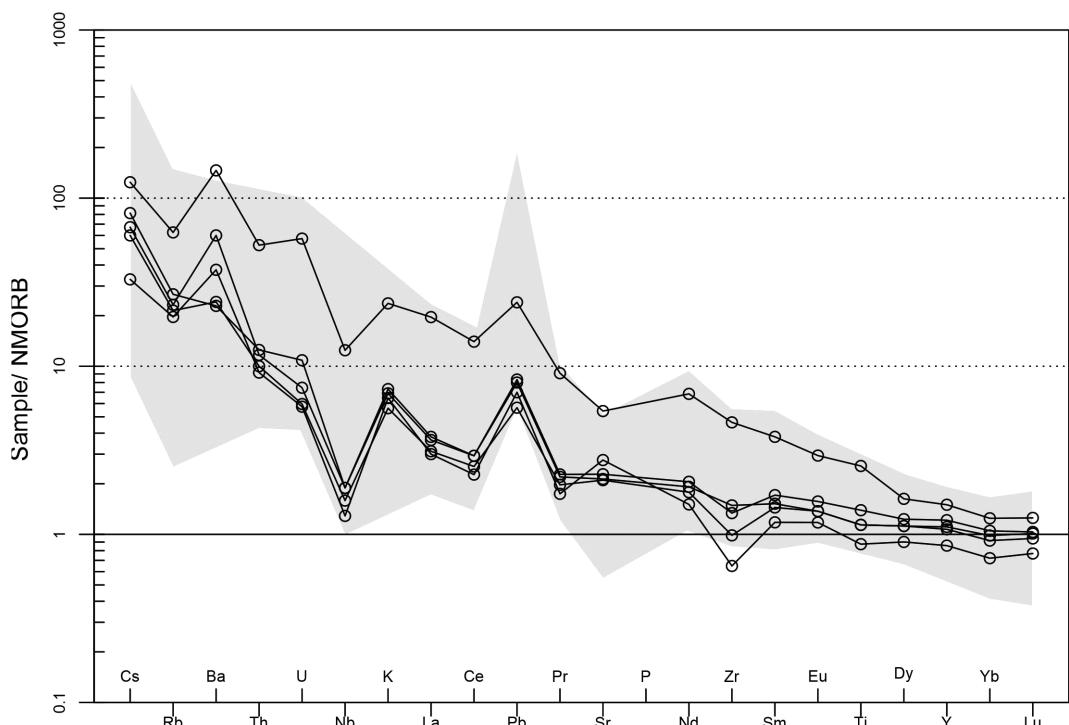
## ХАРАКТЕРИСТИКА МИНЕРАЛЬНОГО И ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА МАГМАТИЧЕСКИХ ПОРОД

Все изученные магматические породы имеют близкий исходный минеральный состав, различие заключается в степени раскрытия кристаллизации, вторичного изменения и структурных особенностях. В целом все магматические породы являются продуктами кристаллизации магмы основного (базальтового) состава в условиях разной скорости охлаждения (например, в условиях краевых или центральных частей лавовых потоков или силлов). Исходный магматический минеральный парагенезис пород постоянен по разрезу: оливин (максимальное содержание форстеритового минала — 79 мол. %), плагиоклаз, авгит, акцессорный ильменит, титаномагнетит и апатит. Исключением являются породы нижней части интервала  $D_{2-3}$ , характеризующиеся кварц-содержащей ассоциацией. Наличие второстепенного кварца может быть объяснено магматической дифференциацией внутри субвуликанического тела (его мощность около 6 м) или наложением постмагматической гидротермальной минерализации.

Разная степень развития вторичного изменения пород не позволяет полноценно сравнивать магматические породы разных интервалов между собой на основе анализа минеральных парагенезисов. Из главных минералов в большинстве образцов сохраняется лишь авгит. Анализ его состава показывает, что содержание главных компонентов и примесей между образцами по разрезу не различается принципиально, точки составов образуют однородное поле в диапазоне магнезиальности 55–78 мол. %.

Магматические породы верхней части интервала  $T_1$  подверглись сильному вторичному изменению. Оливин замещен агрегатом слоистых силикатов практически во всех образцах, плагиоклаз псевдоморфно замещается скрытозернистым агрегатом вторичных минералов, авгит мало подвержен вторичным изменениям. Для нижней части интервала  $T_1$  степень вторичных изменений становится меньше, вторичные изменения практически исчезают.

Большинство магматических пород характеризуются долеритовой структурой с идиоморфным оливином (измененным) и таблитчатым плагиоклазом. Реже встречаются неполнокристаллические структуры.



**Рис. 4.** Мультиэлементная диаграмма состава магматических пород из разреза скважины на Лескинском лицензионном участке, нормированного на средний состав базальтов срединно-океанических хребтов (COX) [3]. Верхний спектр — лава нижней части интервала  $T_1$ , нижние спектры — долериты  $C_1$ ,  $D_{2-3}$  и  $S_1$ . Серая область — диапазон опубликованных составов для базальтов и долеритов сибирских трраппов. Составлено автором  
**Fig. 4.** Multi-element diagram of the igneous rocks composition from the section of the well on Leskinsky license area, normalized to the average composition of mid-ocean ridge basalts (MORB) [3]. The upper spectrum is the lava of the lower part of  $T_1$ , the lower spectra are  $C_1$ ,  $D_{2-3}$  and  $S_1$  dolerites. The gray area is the range of published compositions for basalts and dolerites from the Siberian traps. Prepared by the author

Таблица 1. Содержание редких и рассеянных элементов в лавах и долеритах скважины на Лескинском лицензионном участке

Table 1. The trace elements content in lavas and dolerites of the well on Leskinsky license area

Возраст	T <sub>1</sub>	C <sub>1</sub>	D <sub>2-3</sub> (верх. часть)	D <sub>2-3</sub> (нижн. часть)	S <sub>1</sub>
Содержание, г/т					
Li	17	9,3	7,7	12	4,1
Be	2,3	0,60	0,49	0,64	0,57
B	16	н.п.о.	н.п.о.	н.п.о.	н.п.о.
Rb	35	13	11	15	12
Y	42	34	24	31	30
Zr	343	99	48	110	73
Nb	29	4,4	3,0	4,4	3,7
Mo	1,8	н.п.о.	н.п.о.	н.п.о.	н.п.о.
Cd	0,76	0,27	0,14	0,26	0,20
Cs	0,87	0,47	0,23	0,57	0,42
Ba	921	378	236	144	152
La	49	9,1	7,5	9,5	7,8
Ce	105	22	17	22	19
Pr	12	3,0	2,3	2,9	2,6
Nd	50	15	11	14	13
Sm	10,0	4,5	3,1	4,0	3,8
Eu	3,0	1,6	1,2	1,4	1,4
Gd	9,9	4,6	3,4	4,2	4,2
Tb	1,6	0,95	0,68	0,88	0,88
Dy	7,4	5,6	4,1	5,1	5,1
Ho	1,5	1,2	0,85	1,1	1,1
Er	4,4	3,4	2,5	3,3	3,3
Tm	0,59	0,49	0,35	0,46	0,44
Yb	3,8	3,2	2,2	3,0	2,8
Lu	0,57	0,47	0,35	0,46	0,43
Hf	6,5	2,5	1,2	2,6	1,8
Ta	1,9	0,44	0,34	0,42	0,43
W	2,0	3,0	1,6	2,2	1,9
Pb	7,2	2,5	2,1	2,4	1,7
Th	6,3	1,4	1,1	1,5	1,2
U	2,7	0,35	0,27	0,51	0,28
V	180	365	272	321	312
Cr	54	129	111	125	167
Co	37	53	40	50	50
Ni	26	87	77	109	125
Cu	62	207	135	190	197
Sr	487	205	249	192	189
K	14195	4137	3882	4385	3376
Zn	156	125	101	114	101
As	4,4	2,2	10	2,8	2,1

\* н.п.о. — ниже порога обнаружения.

Наиболее крупнокристаллические породы отмечаются ниже С<sub>1</sub>, неполнокристаллические разности тяготеют к верхним интервалам. Валовые составы пород, оцененные накоплением характеристического рентгеновского спектра при растированном электронном пучке, образуют компактный кластер (за исключением нескольких сильно измененных разностей) со средними значениями 55 % SiO<sub>2</sub>, 4 % MgO и 17 % Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, что соответствует составу магм базальт-андезибазальтового состава. Снизу вверх по разрезу наблюдается слабая тенденция увеличения валового содержания кремнезема.

На мультиэлементной диаграмме (рис. 4), характеризующей содержание редких и рассеянных элементов (табл. 1), видно, что образцы образуют подобные спектры, для которых характерны отрицательные аномалии Nb, положительные аномалии Ba, K, Pb и других подвижных во флюиде ("fluid-mobile") элементов. Негативная аномалия Zr в некоторых образцах является скорее аналитическим артефактом, вызванным неполным растворением фаз циркония. Это может косвенно указывать на насыщение расплавов цирконием, несмотря на то что при микроскопическом исследовании не было обнаружено ни циркона, ни бадделеита. По абсолютному содержанию рассеянных элементов магматические породы С<sub>1</sub> (долериты) образуют компактный диапазон. Единственный анализ лав, существенно не модифицированных низкотемпературными процессами, демонстрирует значительные отличия: обогащение несовместимыми элементами в 7–8 раз и повышенное U/Th отношение.

Петрологические и геохимические особенности долеритов очень схожи, микро-компонентный состав позволяет интерпретировать их как типичные для Западной Сибири породы, геохимически близкие к Надеждинской свите [4]. В то же время толща лав, описанная в разрезе, обладает значительными геохимическими различиями. Повышенные абсолютные содержания некогерентных элементов, повышенные U/Th и Gd/Yb соотношения значительно отличают их от долеритов, исключают происхождение из одного источника. Объяснение

геохимических различий требует вовлечения отличных мантийных источников и/или процессов коровой ассилияции [5]. Надо отметить, что указанное геохимическое различие базируется на единственном анализе свежей лавы, а значит должно рассматриваться с осторожностью до получения подтверждения другими анализами.

Исходные температуры кристаллизации магматических тел, судя по первичным магматическим парагенезисам, составляли около 1100 °C, что приводило к значительному прогреву вмещающих пород. Свидетельством тому служат фрагменты мраморов, осадочных пород с гидротермальной минерализацией в интервалах глубин, смежных с магматическими телами, подробно не описанными в данной статье, но отмеченными по ходу описания бурового шлама. Суммарная мощность силлов в разрезе скважины на Лескинском лицензионном участке составляет около 100 м, что значительно меньше, чем их доля в пределах Тунгусской синеклизы, и меньше, чем в некоторых других разрезах Восточной Сибири [6], однако даже такая мощность могла приводить к значимому прогреву толщи.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе макро- и микроскопических наблюдений можно интерпретировать проявления магматических пород в разрезе скважины на Лескинском ЛУ следующим образом:

- 1) Переотложенные в виде конгломератов и гравелитов лавы и долериты в верхней части интервала Т<sub>1</sub> формируют более половины объема всей толщи, что свидетельствует о ее формировании в результате интенсивного размыва практически исключительно магматического субстрата.
- 2) Толща лавовых потоков, перекрытая пачкой конгломератов и гравелитов мощностью 40–50 м, в нижней части интервала Т<sub>1</sub> возраста.
- 3) Отдельные силлы долеритов в интервалах С<sub>1</sub>, D<sub>2-3</sub> и S<sub>1</sub> возрастов. Мощность отдельных тел, судя по косвенным признакам, не превышает нескольких метров.

---

### Список литературы / References

1. Black B.A., Elkins-Tanton L.T., Rowe M.C., Peate I.U. Magnitude and consequences of volatile release from the Siberian Traps. *Earth and Planetary Science Letters*, 2012, no. 317, pp. 363–373.
2. Bychkova Y.V., Sinitsyn M.Y., Petrenko D.B., Nikolaeva I.Y., Bugaev I.A., Bychkov A.Y. Method peculiarities of multi-elemental analysis of rocks with inductively-coupled plasma mass spectrometry. *Moscow University Geology Bulletin*, 2017, no. 72 (1), pp. 56–62.
3. Sun S.S., McDonough W.F. Chemical and isotopic systematics of oceanic basalts: implications for mantle composition and processes. *Geological Society, London, Special Publications*, 1989, no. 42 (1), pp. 313–345.
4. Saunders A.D., England R.W., Reichow M.K. and White R.V. A mantle plume origin for the Siberian traps: uplift and extension in the West Siberian Basin, Russia. *Lithos*, 2005, no. 79 (3–4), pp. 407–424.

- 5.** Ivanov, A.V. Evaluation of different models for the origin of the Siberian Traps. *Special papers geological society of America*, 2007, no. 430, p. 669.
- 6.** Svensen H.H., Frolov S., Akhmanov G.G., Polozov A.G., Jerram D.A., Shiganova O.V., Melnikov N.V., Iyer K. and Planke S. Sills and gas generation in the Siberian Traps. *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, 2018, no. 376 (2130), p. 20170080.

## ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

---

**В.Д. Щербаков** — аналитические исследования, написание рукописи

**Vasily D. Shcherbakov** — analytical data acquisition, manuscript writing

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

---

**Василий Дмитриевич Щербаков** — кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник геологического факультета, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова  
Российская Федерация, 119234, Москва, ГСП-1,  
Ленинские горы, д. 1.  
e-mail: vsh@geol.msu.ru

**Vasily D. Shcherbakov** — Cand. Sci. (Geol.-Min.),  
Senior scientist at Faculty of Geology of Lomonosov  
Moscow State University  
1 Leninskie gory, GSP-1, Moscow, 119234, Russia.  
e-mail: vsh@geol.msu.ru

© Коллектив авторов,  
2022



# ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВЫХ ВОД ПО РЕЗУЛЬТАТАМ КОМПЛЕКСНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА И ШЛАМА ЛЕСКИНСКОЙ СКВАЖИНЫ ЗАПАДНО- ТАЙМЫРСКОГО ПОТЕНЦИАЛЬНО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА

**Е.С. Казак<sup>1,3,\*</sup>, Н.В. Морозов<sup>2</sup>, А.С. Семанова<sup>3</sup>, Д.М. Макухо<sup>2</sup>, А.В. Мосеев<sup>4</sup>,  
Е.И. Смоленцев<sup>4</sup>**

<sup>1</sup>ФГБОУ ВО «Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова», РФ, Москва

<sup>2</sup>Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

<sup>3</sup>000 «Фарватер», Москва

<sup>4</sup>000 «Газпромнефть-ГЕО», РФ, Санкт-Петербург

**Электронный адрес:** Kanigu@mail.ru

**Введение.** Западно-Таймырский потенциально нефтегазоносный район является одним из крупных поисковых кластеров компании «Газпром нефть» в Арктике. Отсутствие комплексных обобщающих научно-исследовательских работ на данной территории, в том числе гидрогеологических исследований, не позволяет надежно оценивать ее ресурсный углеводородный потенциал.

**Цель.** Обобщение материалов гидрогеохимических исследований, полученных в результате бурения Лескинской скважины в малоизученном, но потенциально перспективном районе Западного Таймыра.

**Материалы и методы.** Для исследования использовалась комплексная методика, включающая сочетание прямых и косвенных методов анализа. Определение содержания свободной и связанной воды было выполнено методом испарения с последующим изотопным анализом ( $\delta^{18}\text{O}$  и  $\delta\text{D}$ ). Модифицированный метод водной вытяжки позволил получить диапазон минерализации пластовой воды как по керну, так и по шламу. Верификация полученных результатов для образцов шлама проводилась по данным, полученным для свежего керна, и по результатам прямого опробования пластовых вод.

**Результаты.** Получена гидрогеохимическая характеристика пластовых вод рассматриваемого разреза Лескинской скважины Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района.

**Заключение.** Совместная интерпретация полученных результатов позволила установить прямую гидрогеохимическую зональность с увеличением общей минерализации пластовых вод вниз по разрезу. Верхняя часть рассматриваемого разреза до отложений нижнего девона промыта инфильтрационными водами. Глубже залегают древние седиментационные воды различной степени метаморфизации с более тяжелым изотопным составом, имеющие низкую гидрогеологическую сообщаемость с вышележащими водоносными комплексами.

**Ключевые слова:** Западно-Таймырский потенциально нефтегазоносный район, Енисейский залив, палеозой, пластовая вода, изотопный состав, минерализация, метод испарения, водная вытяжка, керн, шлам

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Для цитирования:** Казак Е.С., Морозов Н.В., Семанова А.С., Макухо Д.М., Мосеев А.В., Смоленцев Е.И. Геохимическая характеристика пластовых вод по результатам комплексных исследований керна и шлама Лескинской скважины Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(4):142–151. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-4-142-151>

Статья поступила в редакцию 08.08.2022

Принята к публикации 30.09.2022

Опубликована 29.12.2022

FORMATION WATER GEOCHEMISTRY ACCORDING TO THE INTEGRATED STUDY OF THE CORE AND CUTTINGS SAMPLES OF THE LESKINSKAYA WELL (WEST TAIMYR POTENTIAL OIL AND GAS BEARING AREA)

**Ekaterina S. Kazak<sup>1,3,\*</sup>, Nikita V. Morozov<sup>2</sup>, Anastasia S. Semanova<sup>3</sup>, Dmitriy M. Makukho<sup>2</sup>,  
Anton V. Moseev<sup>4</sup>, Evgeniy I. Smolentsev<sup>4</sup>**

<sup>1</sup>Lomonosov Moscow State University, RF, Moscow

<sup>2</sup>Gazprom-neft STC LLC, RF, Saint Petersburg

<sup>3</sup>Fair Water LLC, RF, Moscow

<sup>4</sup>Gazpromneft-GEO LLC, RF, Saint Petersburg

**E-mail:** Kanigu@mail.ru

**Introduction.** The West Taimyr potential oil and gas bearing area is one of the major Arctic exploration clusters of Gazprom Neft. The lack of comprehensive research work in this area, including hydrogeological studies, does not allow to reliably evaluate the hydrocarbon resource potential.

**Aim.** Analysis of hydrogeochemical research materials obtained within the Leskinskaya well drilling stage, which is a low-studied but the high potential productive region of the West Taimyr.

**Materials and methods.** We used an integrated solution for the complex characterization of formation water using both core and cuttings samples. The workflow includes the free and bound water content measurements by the evaporation method (EM) with isotopic analysis ( $\delta^{18}\text{O}$  and  $\delta\text{D}$ ) of the released water and the formation of water salinity estimation using a modified method of aqueous extracts. The results of the cutting using core data were accurately verified by direct analysis of the formation water composition.

**Results.** For the first time, a chemical composition of the formation waters of the Mesozoic-Paleozoic deposits along the Leskinskaya well of the West Taimyr potential oil and gas bearing area was obtained.

**Conclusion.** The complex interpretation of the obtained results shows that there is direct hydrogeochemical zoning with the formation water total salinity increasing down the section. The upper part of the section (up to the Lower Devonian) is washed out by the surface infiltration waters. The deeper part of the section has low hydrogeological connectivity with the overlying aquifers and includes the ancient relict waters of varying degrees of metamorphization stage and with a heavier isotopic composition.

**Keywords:** West Taimyr potential oil and gas bearing area, Enisey Bay, Paleozoic, formation water, isotopic composition, salinity, evaporation method, aqueous extracts, core, cuttings

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interest.

**For citation:** Kazak E.S., Morozov N.V., Semanova A.S., Makukho D.M., Moseev A.V., Smolentsev E.I. Formation water geochemistry according to the integrated study of the core and cuttings samples of the Leskinskaya Well (West Taimyr potential oil and gas bearing area). PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(4):142–151.  
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-4-142-151>

Manuscript received 08.08.2022

Accepted 30.09.2022

Published 29.12.2022

## ВВЕДЕНИЕ

Западно-Таймырский потенциально нефтегазоносный район (ПНГР) приурочен к Притаймырской моноклини, погружающейся в южном и западном направлении к Енисей-Хатангскому региональному прогибу и Западно-Сибирской синеклизе, и является одним из высокоперспективных участков проведения поисково-разведочных работ на газ и нефть в арктических районах Сибири. Западно-Таймырский ПНГР — труднодоступная для проведения геолого-разведочных работ северная область России, по которой на сегодня накоплен сравнительно небольшой объем геологической информации. Отдельно следует отметить, что гидрогеология рассматриваемой территории в настоящее время остается практически неизученной. Отсутствие комплексных обобщающих научно-исследовательских работ на данной территории не позволяет надежно оценивать ее ресурсный углеводородный потенциал.

На левом берегу р. Енисей в границах Лескинского лицензионного участка в 2021 году пробурена первая поисково-оценочная скважина, вскрывшая палеозойский разрез до отложений ордовика. Целью данной статьи является обобщение гидро-геохимических материалов исследований, полученных в пределах Лескинского месторождения на этапе бурения скважины, малоизученной

и интересной области Западного Таймыра. Оценка и определение минерализации пластовой воды были выполнены с использованием разработанного комплексного подхода, комбинирующего сочетание прямых и косвенных методов определения на керне и шламе. В результате впервые удалось получить распределение минерализации и состава пластовых вод по разрезу Лескинской скважины от мезозоя до палеозоя.

## МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Исследование выполнялось на целевой коллекции образцов керна, шлама и воды, полученных в ходе бурения Лескинской скважины. Целевая коллекция включала в себя 19 образцов шлама, отобранных с глубин распространения меловых ( $K_{1-2}$ ), триасовых ( $T_1$ ), нижнепермских ( $P_1$ ) и средне-верхнедевонских отложений ( $D_2-D_3$ ), 3 образца неполноразмерного керна средне-верхнедевонских отложений ( $D_2-D_3$ ) без сохранения начальной водонасыщенности, 5 проб

**ОБНАРУЖЕННЫЙ ПО ДАННЫМ ИЗОТОПНОГО АНАЛИЗА СЛЕД ИНФИЛЬРАЦИОННЫХ ВОД В ПЛАСТОВЫХ ВОДАХ НИЖНЕГО-СРЕДНЕГО ДЕВОНА МОЖЕТ УКАЗЫВАТЬ НА НАЛИЧИЕ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОКОН В ЛОКАЛЬНОМ ВОДОУПОРЕ НИЖНЕГО КАРБОНА.**

пластовых вод, 2 пробы полноразмерного керна с сохраненной водонасыщенностью и 1 пробу бурового раствора.

Оценка минерализации пластовых вод верхней части разреза проводилось на образцах шлама, из которых отбирались нераздробленные кусочки породы различного размера с целью получения результатов для верификации данных по шламу.

С помощью трехкамерных пробоотборников поршневого типа с азотной компенсацией давления были отобраны пробы пластовых вод — 3 пробы из средне- и верхнедевонского комплекса ( $D_2-D_3$ ), 2 пробы из силурийско-девонского комплекса ( $S_2-D_1$ ). В результате сепарации удалось получить в среднем по  $260 \text{ cm}^3$  воды на пробу. Химический и изотопный состав воды анализировался в течение суток с момента вскрытия пробоотборника, что обеспечивало получение надежных результатов.

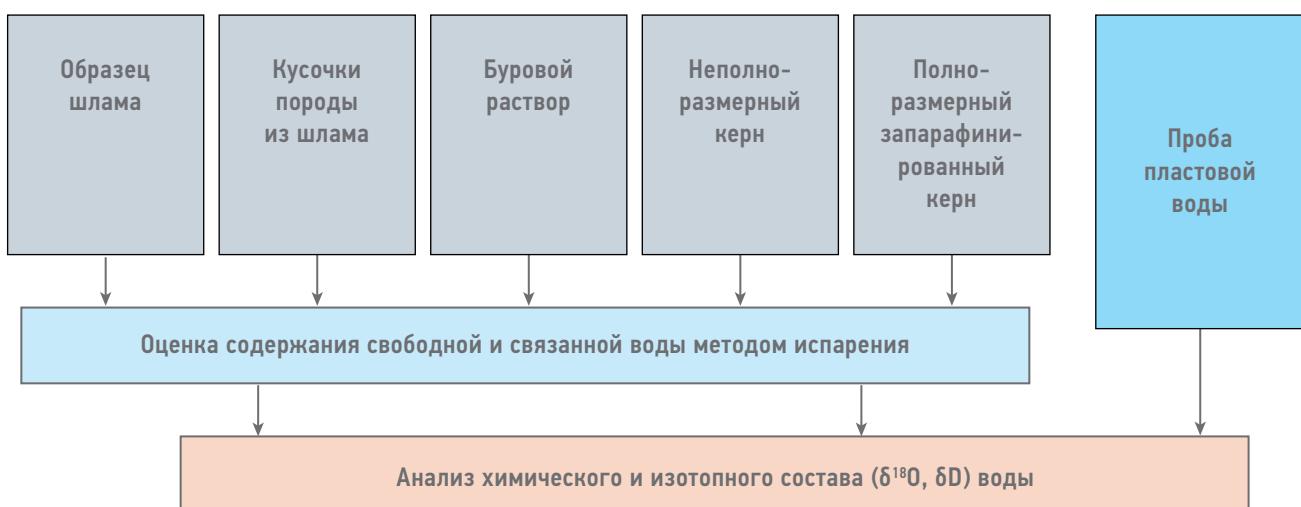
Для характеристики химического состава и минерализации пластовых вод нижне-палеозойских отложений использовались 2 образца полноразмерного керна, отобранных из интервалов верхнего ( $O_3$ ) и среднего ( $O_2$ ) ордовика. Образцы сразу после отбора были запарафинированы для максимального сохранения начальной водонасыщенности. Определения проводились на центральной части керна, минимально затронутой проникновением бурового раствора, в кратчайшее время после вскрытия парафиновой оболочки.

Для исследования использовалась комплексная методика, включающая сочетание прямых и косвенных методов определения водосодержания, химического и изотопного состава пластовой воды (рис. 1).

Каждый образец бурового шлама был разделен на 2 части. Из первой части методом центрифugирования извлекалась вода, а затем выполнялся прямой анализ химического состава. Другая часть использовалась для извлечения проб свободной и связанной воды для дальнейшего измерения изотопного состава, а затем для оценки минерализации пластовой воды косвенным методом водных вытяжек.

Извлечение свободной и связанной воды из образцов шлама, керна и бурового раствора выполнялось с помощью прямого метода испарения (ИМ), специально разработанного для слабопроницаемых пород с изначально низким водосодержанием (менее 5 масс. %) [1–2]. Относительная ошибка ИМ не превышает 6,8 %. Метод испарения предусматривает ступенчатый нагрев образца небольшой массы в закрытой кювете до высокой температуры, обеспечивающей испарение из образца свободной и связанной воды, пары которых затем конденсируются, собираются в мерной пробирке и анализируются.

Для оценки минерализации пластовых вод использовалась модифицированная для горных пород методика водных вытяжек [3, 4, 5]: пробы породы измельчались, с помощью шпателя отбирались навески определённой массы, к которым добавлялась дистиллированная вода без углекислого газа. После перемешивания производилось разделение суспензии. Далее выполнялся анализ макро-компонентного состава раствора водной вытяжки и определение его минерализации. Содержание  $\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Br}^-$ ,  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$  в пробах вод определялось методом жидкостной ионной хроматографии на высокоэффективном ионном жидкостном



**Рис. 1.** Принципиальная схема исследований пластовых вод Лескинской скважины (Е.С. Казак)

**Fig. 1.** Principal schematic of the integrated workflow for complex characterization of formation water of Leskinsky well (Ekaterina S. Kazak)

хроматографе LC-20 (Shimadzu, Япония). Содержание гидросульфида ( $\text{HS}^-$ ) определялось на спектрофотометре Hach Odyssey 2400. Содержание  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{CO}_3^{2-}$  измерялось титриметрическим методом с потенциометрическим фиксированием конечной точки титрования по ГОСТ 31957-2012 [6] на системе автоматического титрования «Титрион».

Измерение изотопного состава ( $\delta^{18}\text{O}$ ,  $\delta\text{D}$ ) выполнялось стандартным методом на масс-спектрометре Finnigan-MAT 252 (253), воспроизводимость результатов составила в среднем  $\pm 0,1 \text{ ‰}$  для  $\delta^{18}\text{O}$  и  $\pm 0,7 \text{ ‰}$  для  $\delta\text{D}$ .

## РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Химический состав исследованных проб пластовых вод, извлеченных из пробоотборников, отжатых вод из образцов шлама и бурового раствора, растворов водных вытяжек из полноразмерного керна представлен на диаграмме Пайпера (рис. 2).

Проба воды, выделенная из бурового раствора, имеет минерализацию 10,75 г/дм<sup>3</sup>, в составе преобладают гидрокарбонат и хлорид анионы, катион натрия. Тип воды

по Сулину — гидрокарбонатно-натриевый. Состав бурового раствора был сформирован в ходе смешения поверхностной воды с различными химическими реагентами, кольматантами, ингибиторами, бентонитовыми структурообразователями и пр., содержащими карбонатные, сульфатные и хлоридные соли. Изотопный состав воды ( $\delta^{18}\text{O}$  и  $\delta\text{D}$ ) бурового раствора ожидаемо находится на линии метеорных вод (рис. 3).

Изотопный состав свободных пластовых вод, полученных ИМ из кусочков породы, которые выбирались из образцов шлама К-Р<sub>1</sub>-комплекса, изменяется в диапазоне от  $-8,88$  до  $-4,30 \text{ ‰}$  для  $\delta^{18}\text{O}$  и от  $-99,3$  до  $-82,58 \text{ ‰}$  для  $\delta\text{D}$  (рис. 3). Изотопный состав свободной воды, выделенной из фрагментов 2-х образцов керна D<sub>2</sub>-D<sub>3</sub> комплекса, составляет от  $-8,3$  и  $-7,6 \text{ ‰}$  для  $\delta^{18}\text{O}$ ,  $-83,7$  и  $-80,4 \text{ ‰}$  с  $\delta\text{D}$  (рис. 3). Полученные диапазоны характерны для подземных вод осадочных бассейнов зоны активного водообмена, где имеет место питание атмосферными и поверхностными водами [7]. Важно, что данные результаты позволили оконтурить ореол возможных значений изотопного состава пластовых вод мелового, пермского (К-Р<sub>1</sub>) и верхне-среднедевонского (D<sub>2</sub>-D<sub>3</sub>) комплексов (рис. 3, ореол 4) и могут быть использованы для верификации дальнейших проб.

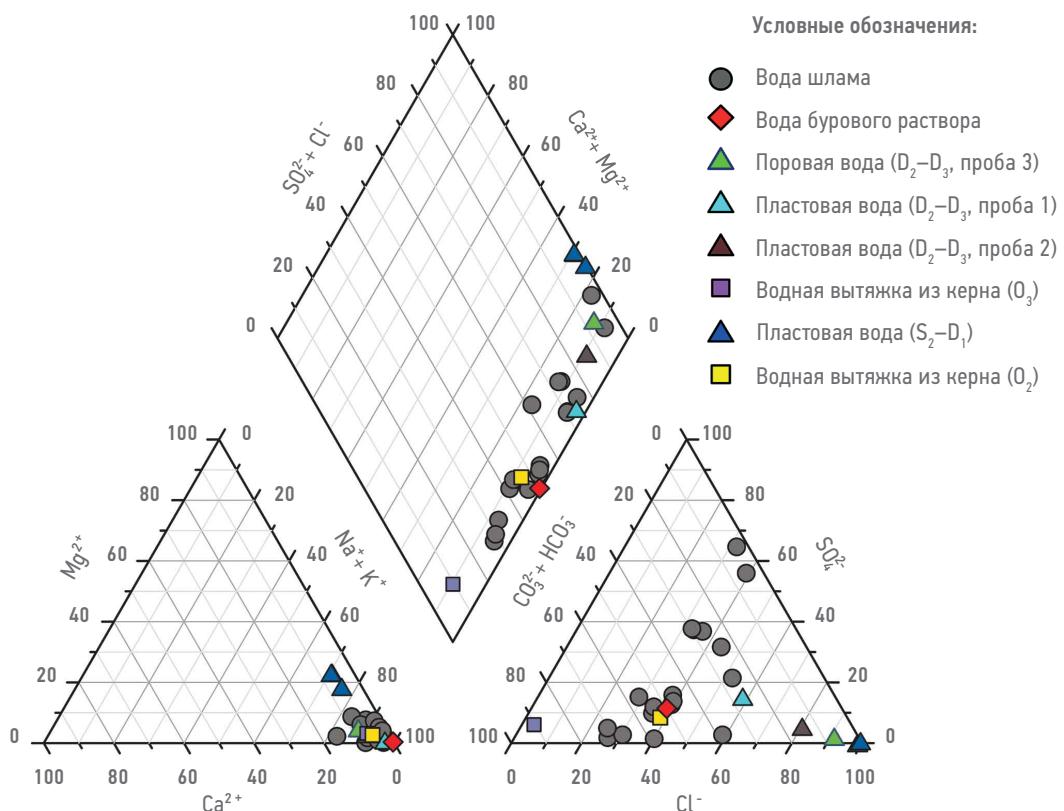
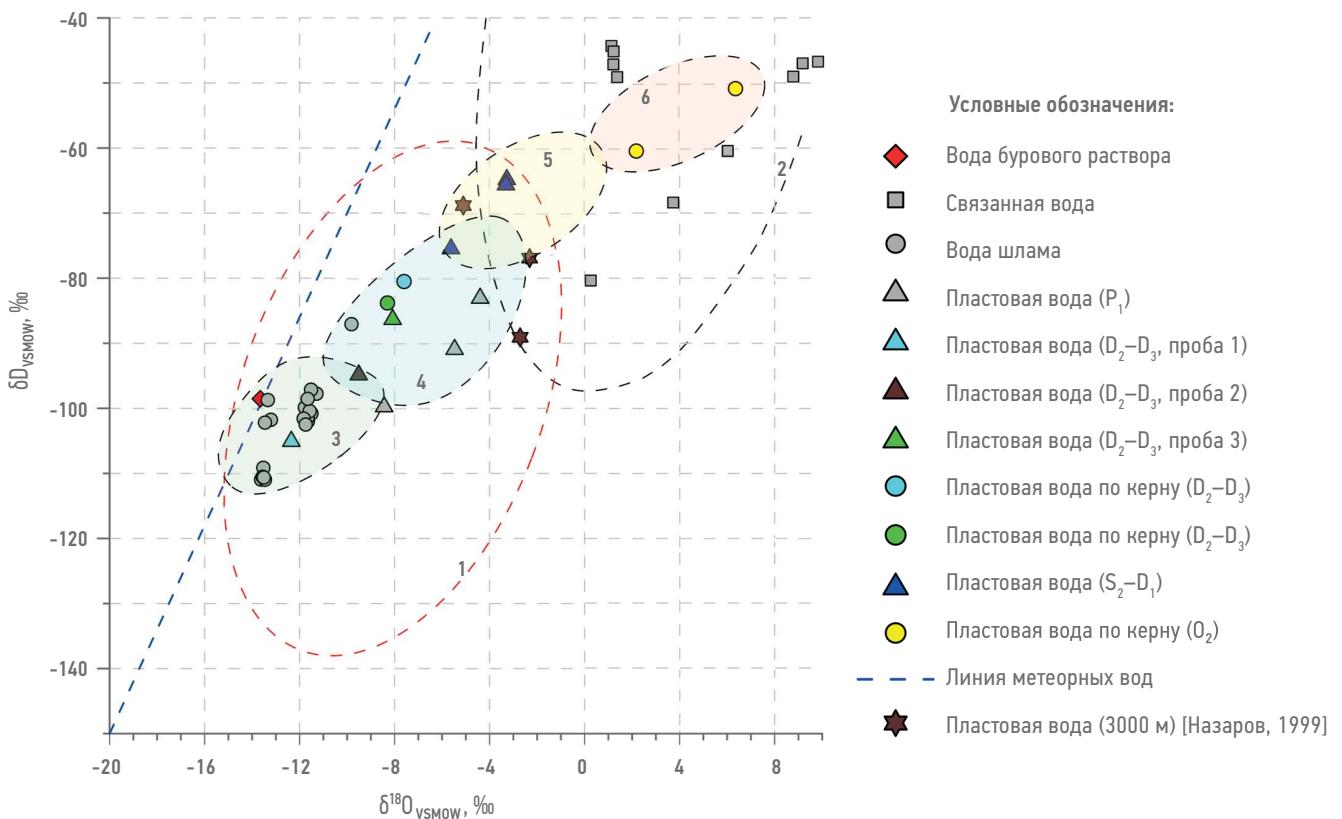


Рис. 2. Диаграмма Пайпера составов исследованных вод (Е.С. Казак)  
Fig. 2 Piper plot of water samples composition (Ekaterina S. Kazak)



**Рис. 3.** Результаты изотопного анализа исследуемых вод. Ореолы: 1 — пластовые воды юрских и доюрских образований Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна [8]; 2 — пластовые воды преимущественно морского происхождения в закрытых бассейнах [9]; 3 — поверхностные воды; 4 — пластовые воды пермских и меловых комплексов ( $K-P_1$ ); 5 — воды верхне-среднедевонского ( $D_{2-3}$ ) комплекса; 6 — воды нижнепалеозойских отложений (ордовикский ( $O_3$ ) и силурийско-девонский ( $S_2-D_1$ ) комплексы) (Е.С. Казак)

**Fig. 3** Results of isotopic analysis of the studied water samples. Areas: 1 — formation waters of the Jurassic and pre-Jurassic deposits of the West Siberian oil and gas basin [8]; 2 — formation waters of predominantly marine origin of the closed basins [9]; 3 — surface waters; 4 — formation waters of  $K-P_1$  deposits; 5 — formation waters of  $D_{2-3}$  deposits; 6 — formation waters of the Lower Paleozoic deposits ( $S_2-D_1$ ,  $O_3$ ) (Ekaterina S. Kazak)

Составы проб воды, выделенной из бурового шлама, сильно отличаются между собой. В некоторых пробах среди анионов доминирует хлор, в других — сульфат или гидрокарбонат. По катионному составу пробы преимущественно натриевые с содержанием кальция и магния менее 1 г/дм<sup>3</sup>. При этом минерализация вод из шлама изменяется от 7,78 до 24,92 г/дм<sup>3</sup>. Большинство проб относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу вод по В.А. Сулину, две пробы — к сульфатно-натриевому типу. На диаграмме Пайпера видно, что большинство точек близки по составу к воде бурового раствора.

Изотопный состав ( $\delta^{18}\text{O}$  и  $\delta\text{D}$ ) вод из шлама находится рядом с линией метеорных вод (рис. 3) и сформирован за счет смешения подземных и технических вод бурового раствора. В ходе оценки установлено, что доля природных вод в пробах воды шлама из интервала  $K-P_1$  изменяется от 9 до 28 %. Ниже примеси пластовой воды в пробах шлама интервала  $D_2-D_3$  не обнаружено, что связано с поглощением бурового раствора породой при прохождении данных отложений.

Получить точную оценку минерализации и состава пластовых вод по шламу достаточно сложно, результаты требуют верификации по керну или по прямому анализу пробы пластовой воды. Однако имеющаяся у коллектива методика позволяет с помощью свежего шлама оценить нижний порог минерализации пластовой воды и получить общие представления о ее химическом составе. В результате оценки обнаружено, что величина минерализации пластовых вод по шламу изменяется для водоносных комплексов меловых отложений от 2,5 до 5 г/дм<sup>3</sup>, триасовых — от 4 до 6 г/дм<sup>3</sup>, пермских — от 7,9 до 18 г/дм<sup>3</sup>. Основными солеобразующими компонентами являются ионы натрия и хлора, суммарное содержание которых изменяется от 94 до 98 %-экв/л, содержание гидрокарбонат-иона увеличивается вниз по разрезу с 0,5 г/дм<sup>3</sup> в меловых комплексах до 1 г/дм<sup>3</sup> в пермских.

Определение минерализации и состава пластовых вод водоносных средне- и верхнедевонского комплексов проводилось путем прямого анализа 3-х отобранных проб воды, сепарированных из глубинных

пробоотборников. Пробы 1 и 3 относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу воды по Сулину и могут быть как глубинными, так и поверхностными. Результаты изотопного анализа показали (**рис. 3**), что в их составе присутствует техническая поверхностная вода (до 90 % и до 40 % в пробах 1 и 2 соответственно).

Проба 3 имеет более тяжелый по сравнению с вышеуказанными пробами изотопный состав как по кислороду, так и водороду, который попадает в диапазон значений, характерных для пластовых вод Западной Сибири и, важно отметить, верифицируется с данными по воде из керна D<sub>2</sub>–D<sub>3</sub> (**рис. 3**). Вода имеет хлоридно-кальциевый тип по Сулину, в составе преобладают ионы натрия и хлора, суммарное содержание которых достигает 91 %-экв/л (**рис. 2**). По значению pH вода является слабощелочной (8,1), содержание Br<sup>-</sup> составляет 28,16 мг/дм<sup>3</sup>, общая минерализация — 11,91 г/дм<sup>3</sup>. Согласно полученным данным, состав воды был сформирован при участии инфильтрационных вод. Используя изотопный состав пластовой воды, полученной из кусочков породы из шлама и фрагментов керна, и содержание Cl<sup>-</sup> в водах бурового раствора (2,9 г/дм<sup>3</sup>), допуская смешение пластовых вод и бурового раствора только в рассматриваемом интервале, с помощью уравнения смешения был оценен диапазон минерализации пластовой воды на глубине распространения средне- и верхнедевонских отложений. Получилось, что воды по составу преимущественно хлоридно-натриевые с повышенным содержанием гидрокарбонат-иона, общая минерализация изменяется от 10 до 16 г/дм<sup>3</sup>. Полученные значения соотносятся с составом вод на рассматриваемых глубинах полуострова Гыдан, отраженным в работах [10, 11, 12]. Пластовые воды, отобранные из силурийско-девонского комплекса S<sub>2</sub>–D<sub>1</sub>, имеют утяжеленный изотопный состав, характерный для глубинных пластовых вод закрытого осадочного бассейна преимущественно морского происхождения (**рис. 3**). Их химический состав близок между собой (**рис. 2**). Воды бессульфатные, с преобладанием в составе ионов натрия и хлора, с повышенным содержанием кальция. Минерализация пластовых вод составляет в среднем 52,82 г/дм<sup>3</sup>, pH воды слабокислый — 6,1. В водах обнаружено высокое содержание стронция (168,3–173,4 мг/дм<sup>3</sup>), аммония (83,9–90,7 мг/дм<sup>3</sup>), брома (110–113 мг/дм<sup>3</sup>), фтора (0,7 мг/дм<sup>3</sup>). Воды характеризуются хлоридно-кальциевым типом по Сулину. Отношение rNa/rCl составляет 0,68, Ca/Cl — 0,23, r(CO<sub>3</sub>+HCO<sub>3</sub>)/r(Ca+Mg) — 0,04, Br×1000/

Cl — 3,5. Рассматриваемый рассол находится на начальной стадии метаморфизации своего химического состава.

Изучение состава пластовых вод нижнепалеозойских отложений выполнено по анализу полноразмерного керна. В результате установлено, что образец керна отложений верхнего ордовика (O<sub>3</sub>) в своем составе содержит преимущественно кварцевые (61 масс. %) и карбонатные минералы (30 масс. %), количество глин крайне мало (менее 5 масс. %). Образец не содержит свободной воды, количество связанной воды менее 0,1 масс.%, имеет очень низкое содержание водорастворенных солей (минерализация водной вытяжки 0,08 г/дм<sup>3</sup>). Все это указывает на его водоупорные свойства в разрезе скважины.

По данным ИМ образец керна из отложений среднего ордовика (O<sub>2</sub>) характеризуется содержанием воды около 1,23 масс. %, при этом содержание связанной воды составляет 0,28 масс. %. Минеральный состав пород представлен кварцевыми (56 масс. %), карбонатными (37 масс. %) и глинистыми минералами (около 7 масс. %). Минерализация вод по данным модифицированного метода водных вытяжек составляет 75,21 г/дм<sup>3</sup>, при этом вода преимущественно хлоридная натриевая с повышенным содержанием кальция, имеет хлоридно-кальциевый тип по Сулину. Вода характеризуется существенным изотопным сдвигом по кислороду и водороду в область утяжеления (**рис. 4**), что указывает на ее преобразование в ходе длительного взаимодействия захороненных седиментационных вод с вмещающей породой (в том числе содержащей карбонатные минералы) при высокой температуре и малых отношениях вода/порода.

Безусловно, сложность геологических условий Гыданского полуострова находит свое отражение в гидрохимических особенностях вертикального распространения вод различной минерализации и состава. Приведенные выше данные показывают, что в целом в исследуемом районе Лескинской скважины наблюдается нормальный тип вертикальной гидрохимической зональности, сопровождающийся увеличением минерализации пластовых вод с глубиной. В верхней части разреза, в области распространения пород К–Р<sub>1</sub> подземные воды солоноватые, с общей минерализацией <7 г/дм<sup>3</sup>. Далее в отложениях верхнего и среднего девона их минерализация увеличивается до 10–16 г/дм<sup>3</sup>. По результатам изотопного анализа верхняя часть разреза на исследуемой территории промыта инфильтрационными водами. В нижележащей

части геологического разреза в отложениях силурийско-девонского ( $S_2$ - $D_1$ ) комплекса минерализация пластовых вод увеличивается до 52,82 г/дм<sup>3</sup>, а уже в отложениях среднеордовикового ( $O_2$ ) комплекса — до 75,21 г/дм<sup>3</sup>, наблюдается рост степени метаморфизации химического состава вод с глубиной. Изотопный состав вод на данной глубине более утяжелен и сформирован в ходе изотопно-литогенного обмена седиментационных вод с породой при изменяющихся РТ-условиях. Такое различие в величинах солености и изотопном составе подземных вод говорит о низкой гидрологической сообщаемости рассматриваемых водоносных комплексов и указывает на наличие выдержаных водоупорных отложений между ними. Так, между ордовикским и силурийско-девонским комплексом обнаружены выдержаные водоупорные глинисто-карбонатно-кремнистые отложения нижнесибирской нефтегазоматеринской породы усть-енисейской свиты ( $S_{1ue}$ ) мощностью более 200 м. Силурийско-девонский комплекс отделен региональной водоупорной толщей аргиллитов, переслаивающихся с плотными известковистыми доломитами, общей мощностью более 100 м. Средне-верхнедевонский комплекс от вышележащих отложений

перекрыт, скорее всего, локальным водоупором, сложенным плотными карбонатно-глинистыми отложениями нижнего карбона. Обнаруженный по данным изотопного анализа (рис. 3) след инфильтрационных вод в составе пластовых вод  $D_{1-2}$  комплекса может указывать на наличие гидрологических окон в локальном водоупоре нижнего карбона. Для оценки релевантности полученных значений минерализации пластовой воды в интервале отложений  $D_{1-2}$  выполнено сопоставление водонасыщенности, рассчитанной по методике Арчи — Дахнова, с водонасыщенностью на керне (рис. 4). Данное сопоставление показало хорошую сходимость оценок водонасыщенности по электрической модели с использованием полученного значения минерализации пластовой воды с остаточной водонасыщенностью на керне.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате использования комплексного подхода, комбинирующего сочетание прямых и косвенных методов определения минерализации на керне и пластовой воде, впервые получены уникальные данные о химическом и изотопном составе пластовых

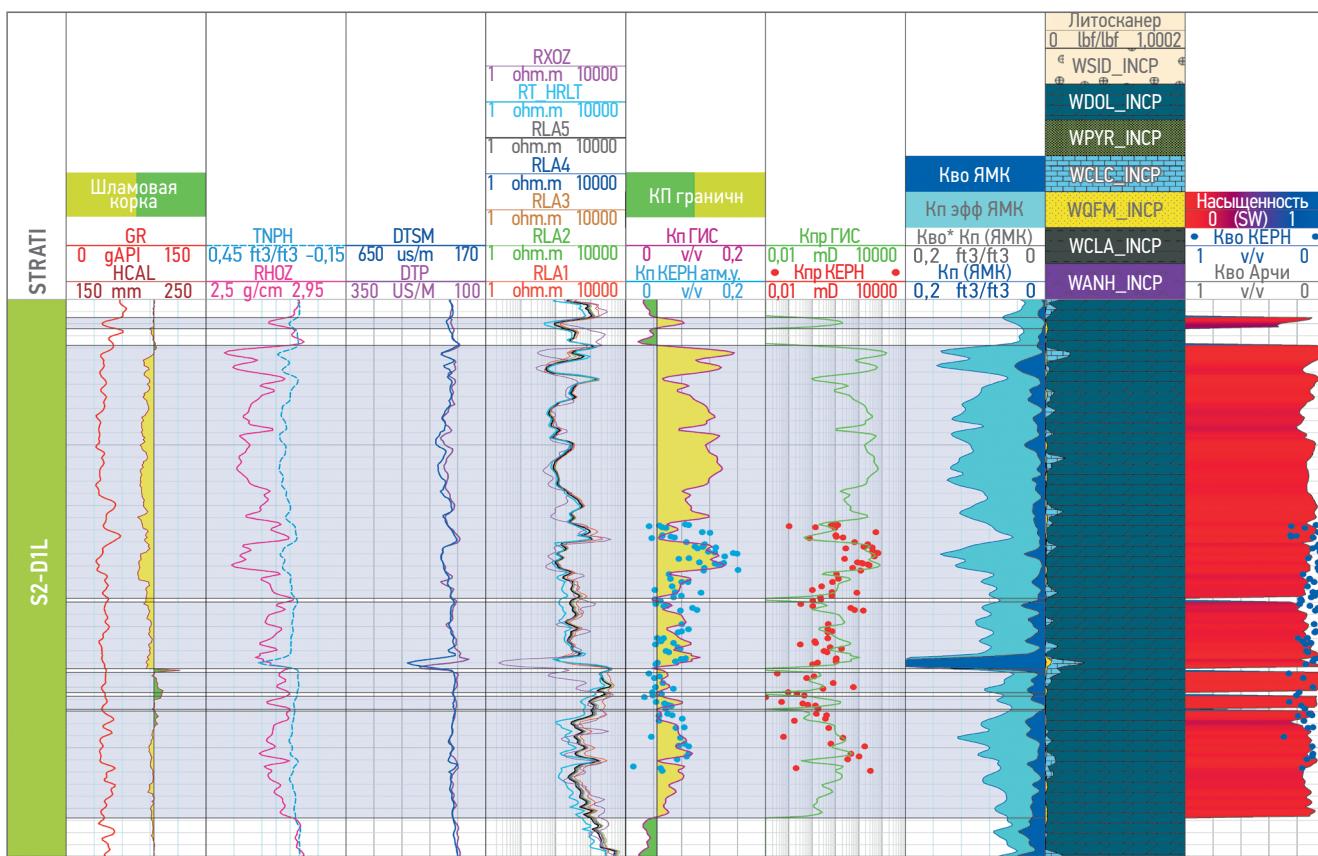


Рис. 4. Сопоставление результатов интерпретации ГИС с данными керна по Лескинской скважине (Д.М. Макухо)  
Fig. 4. Well log with core data of the Leskinskaya well (Dmitriy M. Makukho)

вод в разрезе Лескинской скважины до нижнего палеозоя.

Можно отметить прямую гидрогеохимическую зональность с увеличением общей минерализации пластовых вод вниз по разрезу от 2,5–6,0 г/дм<sup>3</sup> в мезозойском комплексе, до 10–16 г/дм<sup>3</sup> в средне-верхнедевонском, до 52,98 г/дм<sup>3</sup> в силурийско-девонском и до 75,21 г/дм<sup>3</sup> в среднеордовикском комплексах. При этом pH подземных вод, в отличие от минерализации, наоборот, снижается с глубиной: если воды мезозойских отложений в основном

слабощелочные, то палеозойские — слабокислые.

Для изотопного состава вод отмечается наложение литогенно-изотопного обмена с породами в сторону роста концентраций  $\delta^{18}\text{O}$  и  $\delta\text{D}$  с глубиной, хотя фиксируется достаточно сильное воздействие инфильтрационных вод в верхней части разреза. Изотопный состав указывает на элизионное перераспределение гетерогенных потоков при литогенном уплотнении осадочных толщ начиная с отложений верхнего-среднего девона и глубже при наличии выдержаных водоупоров.

#### Список литературы

1. Kazak E.S., Kazak A.V. A novel laboratory method for reliable water content determination of shale reservoir rocks // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2019. — Vol. 183. 106301 — P. 1–19. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410519307223>
  2. Казак Е.С., Казак А.В., Сорокумова Я.В., Алексеев А.Д. Оптимальный метод определения водосодержания нефтегазоматеринских пород баженовской свиты Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. — 2019. — Т. 7. — С. 73–78. [https://oil-industry.net/Journal/archive\\_detail.php?ID=11632&art=233091](https://oil-industry.net/Journal/archive_detail.php?ID=11632&art=233091)
  3. Kazak E.S., Kazak A.V. An Integrated Experimental Workflow for Formation Water Characterization in Shale Reservoirs: A Case Study of the Bazhenov Formation // SPE J. — 2021. — Vol. 1, № SPE-205017-PA. — P. 1–16.
  4. Казак Е.С., Сорокумова Я.В., Ахманов Г.Г., Корзун А.В., Преснякова В.М., Казак А.В. Изучение состава поровых растворов косвенным методом водных вытяжек // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. — 2018. — Т. 4. — С. 65–74. <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2018-4-65-74>
  5. Казак Е.С., Харитонова Н.А., Казак А.В. Минерализация и макрокомпонентный состав поровых вод пород баженовской, ачимовской и георгиевской свит (по данным водных вытяжек) // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. — 2018. — Т. 5. — С. 100–110. <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2018-5-100-110>
  6. ГОСТ 31957–2012. Вода. Методы определения щелочности и массовой концентрации карбонатов и гидрокарбонатов. 2013. — 26 с.
  7. Назаров А.Д. Нефтегазовая гидрогеохимия юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. — М.: Идея-Пресс, 2004. — 228 с.
  8. Гольышев С.И., Иванов В.Г. Изотопный состав водорода, кислорода, углерода подземных вод юго-восточной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Геохимия. — 1983. — С. 1024–1028.
  9. Craig H. Standard for Reporting Concentrations of Deuterium and Oxygen-18 in Natural Waters // Science. — 1961. — Vol. 133. — № 3467. — P. 1833–1834.
  10. Битнер А.К., Поздняков В.А. Новые технологии геологической разведки. Месторождения углеводородов Сибирской платформы и прилегающих территорий. — Красноярск: СФУ, 2017. — 322 с.
  11. Глаголев П.Л., Мазанов В.Ф., Михайлов М.П. Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба. — М.: ИГИРГИ, 1994. — 118 с.
  12. Кох А.А. Особенности состава подземных вод неокомского гидрогеологического комплекса западной части Хатангского артезианского бассейна // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2014. — Т. 1. — С. 45–54.
- References**
1. Kazak E.S., Kazak A.V. A novel laboratory method for reliable water content determination of shale reservoir rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019, vol. 183, no. 106301, pp. 1–19. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410519307223>
  2. Kazak E.S., Kazak A.V., Sorokoumova, Ya.V., Alekseev, A.D. The efficient method of water content determination in low-permeable rocks of Bazhenov formation (Western Siberia). *Oil Industry*. 2019, vol. 7, pp. 73–78. (In. Russ.)
  3. Kazak E.S., Kazak A.V. An Integrated Experimental Workflow for Formation Water Characterization in Shale Reservoirs: A Case Study of the Bazhenov Formation. *SPE J*. 2021, vol. 1, no. SPE-205017-PA, pp. 1–16.
  4. Kazak E.S., Sorokoumova Ya.V., Akhmanov G.G., Korzun A.V., Presnyakova V.M., Kazak A.V. The water extracts method as the possible method of the pore solutions' composition investigation. *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*. 2018, vol. 4, pp. 65–74. (In. Russ.). <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2018-4-65-74>
  5. Kazak E.S., Haritonova N.A., Kazak A.V. Formation water salinity and macro-components' composition for Bazhenov, Achimov and Georgiev formations from the results of water extract analysis. *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*. 2018, vol. 5, pp. 100–110. (In. Russ.). <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2018-5-100-110>
  6. GOST 31957–2012. Water. Methods for determination of alkalinity and mass concentration of carbonates and hydrocarbonates. 2013. 26 p.
  7. Nazarov, A.D. *Petroleum hydrogeochemistry in the southeastern part of the West Siberian oil and gas province*. Moscow: Idea-Press, 2004. 288 p. (In. Russ.)
  8. Golyshev S.I., Ivanov V.G. Isotopic composition of hydrogen, oxygen, carbon of groundwater in the southeastern part of the West Siberian oil and gas basin. *Geochemistry*. 1983, pp. 1024–1028. (In. Russ.)
  9. Craig H. Standard for Reporting Concentrations of Deuterium and Oxygen-18 in Natural Waters. *Science*. 1961, vol. 133, no. 3467, pp. 1833–1834. (In. Russ.)
  10. Bitner A.K., Pozdnyakov V.A. *New technologies of geological exploration. Hydrocarbon deposits of the Siberian platform and perception of their phenomena*. Krasnoyarsk: SFU, 2017. 322 p.
  11. Glagolev P.L., Mazanov V.F., Mikhailov M.P. *Geology and oil and gas potential of the Yenisei-Khatanga trough*. M.: IGIRGI, 1994. 118 p. (In. Russ.)
  12. Koch A.A. Composition of groundwater of the Neocomian hydrogeological complex in the western part of the Khatanga artesian basin. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2014, vol. 1, pp. 45–54. (In. Russ.)

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**Е.С. Казак** — разработала общую концепцию статьи, подготовила основной текст статьи, рисунки, выводы, заключение, библиографический список, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Н.В. Морозов** — разработал общую концепцию статьи, принимал участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**А.С. Семанова** — принимала участие в редактировании разделов и списка литературы, согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Д.М. Макухо** — принимал участие в написании петрофизической части статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**А.В. Моеев** — принимал участие в выборе каменного материала и флюидов для проведения исследований и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Е.И. Смоленцев** — принимал участие в формулировании решаемых геологических задач посредством анализа пластовых вод и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Ekaterina S. Kazak** — developed the article general concept, prepared the main text of the article, figures, abstract, conclusion and references, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Nikita V. Morozov** — developed the article general concept, took part in editing of the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Anastasia S. Semanova** — took part in editing of the article and references, accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Dmitriy M. Makukho** — prepared the petrophysical part of the article, accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Anton V. Moseev** — took part in the selection of rock material and fluids for study and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

**Evgeniy I. Smolentsev** — took part in the formulation of the geological tasks to be solved through the analysis of formation waters and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Екатерина Сергеевна Казак\*** — кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник кафедры гидрогеологии геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова; научный сотрудник ООО «Фарватер», 119991, Россия, Москва, Ленинские Горы, 1. e-mail: Kanigu@mail.ru  
SPIN-код: 6533-2179  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4427-3196>  
Scopus Author ID: 55194773500

**Ekaterina S. Kazak\*** — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Leading research scientist, Lomonosov Moscow State University, Fair Water LLC Leninskie Gory 1, MSU, 119991, Moscow, Russia. e-mail: Kanigu@mail.ru  
SPIN-code: 6533-2179  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4427-3196>  
Scopus Author ID: 55194773500

**Никита Владимирович Морозов** — эксперт, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д. e-mail: Morozov.NV@gazpromneft-ntc.ru

**Nikita V. Morozov** — Expert, Gazprom-neft STC LLC 75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Morozov.NV@gazpromneft-ntc.ru

**Анастасия Сергеевна Семанова** — инженер, ООО «Фарватер» 119571, Россия, Москва, ул. Ак. Анохина, 9. e-mail: Semanova-A@mail.ru  
SPIN-код: 6598-7774  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1667-6406>  
Scopus Author ID: 57222470814

**Anastasia S. Semanova** — Engeneer, Fair Water LLC Ak. Anokhina St. 9, 119571, Moscow, Russia.  
e-mail: Semanova-A@mail.ru  
SPIN-code: 6598-7774  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1667-6406>  
Scopus Author ID: 57222470814

**Дмитрий Михайлович Макухо** — эксперт,  
ООО «Газпромнефть НТЦ»  
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,  
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: Makukho.DM@gazpromneft-ntc.ru

**Антон Владимирович Моеев** — руководитель  
направления, ООО «Газпромнефть-ГЕО»  
191167, Россия, г. Санкт-Петербург,  
Синопская набережная, д. 22.  
e-mail: Moseev.AV@tmn.gazprom-neft.ru

**Евгений Игоревич Смоленцев** — руководитель  
программы проектов, ООО «Газпромнефть-ГЕО»  
191167, Россия, г. Санкт-Петербург,  
Синопская набережная, д. 22.  
e-mail: Smolentsev.EI@gazprom-neft.ru

**Dmitriy M. Makukho** — Expert,  
Gazprom-neft STC LLC  
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,  
Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Makukho.DM@gazpromneft-ntc.ru

**Anton V. Moseev** — Discipline lead, Gazpromneft-GEO LLC  
22, Sinopskaya emb., 191167, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Moseev.AV@tmn.gazprom-neft.ru

**Evgeniy I. Smolentsev** — Product development  
lead, Gazpromneft-GEO LLC  
22, Sinopskaya emb., 191167, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Smolentsev.EI@gazprom-neft.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

© Коллектив авторов,  
2022



# ПРИМЕНЕНИЕ ИНСТРУМЕНТА «ЦИФРОВОЙ КЕРН» ДЛЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ХАРЬЯГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.М. Трушин<sup>1</sup>, О.Н. Зощенко<sup>1</sup>, М.С. Арсамаков<sup>1,\*</sup>, М.М. Хайруллин<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга», г. Москва, Российская Федерация

<sup>2</sup>АО «ВНИИнефть», г. Москва, Российская Федерация

**Электронный адрес:** Marsamakov@nestro.ru

**Цель.** Статья представляет результаты применения инструмента «Цифровой керн».

**Материалы и методы.** В качестве пилотного проекта были происследованы образцы керна карбонатного пласта D3-III Харьгинского месторождения с применением вышеуказанного инструмента. Одним из главных преимуществ использования данного инструмента является меньшее затрачиваемое время на проведение лабораторных исследований. Это еще более очевидно, когда керн имеет проницаемость 1 мД или еще меньше. В лаборатории может уйти от 1 до 3 месяцев для определения относительных фазовых проницаемостей и коэффициента вытеснения в сравнении расчетами на ПК, где в зависимости от мощности процессора может уйти от 1 до 10 дней. Другое возможное преимущество инструмента — это низкая стоимость на 1 эксперимент. Основной подход в применении инструмента состоит из двух шагов: первый — проведение томографии на образцах керна, второй — проведение расчета ОФП и Квт.

**Результаты.** Данная статья показывает выполненные расчеты/схемы закачки: закачку композиции ПАВ/полимер в нефтенасыщенный образец, закачку аналога композиции ПАВ/полимер в нефтенасыщенный образец, закачку газа в нефтенасыщенный образец. Была проведена попытка сравнить полученные результаты с лабораторными данными, хотя есть определенные ограничения для этого.

**Заключение.** Следующим шагом в развитии данной технологии будет включение дополнительных опций, таких как задание связанной воды, одновременный расчет для трех фаз — воздуха, нефти и воды, смешивающееся вытеснение (CO<sub>2</sub>).

**Ключевые слова:** цифровой керн, коэффициент вытеснения, относительные фазовые проницаемости

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Для цитирования:** Трушин Ю.М., Зощенко О.Н., Арсамаков М.С., Хайруллин М.М. Применение инструмента «Цифровой керн» для карбонатных коллекторов Харьгинского месторождения. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(4):152–164. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-4-152-164>

Статья поступила в редакцию 07.07.2022

Принята к публикации 16.09.2022

Опубликована 29.12.2022

APPLICATION OF “COMPUTATIONAL ROCK PHYSICS” TOOL FOR CARBONATE RESERVOIRS OF KHARYAGA FIELD

Yury M. Trushin<sup>1</sup>, Oleg N. Zoshchenko<sup>1</sup>, Mark S. Arsamakov<sup>1,\*</sup>, Marsel M. Hairullin<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Zarubezhneft — Production Kharyaga LLC, Moscow, Russian Federation

<sup>2</sup>VNIIneft JSC, Moscow, Russian Federation

**E-mail:** Marsamakov@nestro.ru

**Aim.** Paper presents the results of implementation “Computational Rock Physics” tool.

**Materials and methods.** As a pilot program, core samples from Kharyaga carbonate D3-III were investigated and tested with the tool. One of the main advantages of using this tool is that it is less time consuming compared to laboratory tests. This becomes more obvious when core has permeabilities of 1mD or even less. In laboratory it can take from 1 to 3 months to estimate relative permeabilities or displacement coefficient, compared to desktop calculation — depending on CPU from 1 to 10 days. Another possible advantage of the tool is lower costs for one experiment. General procedure in applying tool is done in two steps: first one, initially samples go through high-resolution tomograph, second step, with application of the tool, relative permeabilities and displacement coefficient are calculated.

**Results.** This paper shows following calculations/injection schemes performed: injection of surfactant/polymer composition in oil saturated sample, injection of surfactant/polymer analogue composition in oil saturated sample, injection of gas in oil saturated sample. Attempt was made to compare achieved results with laboratory data, however it has some limitations.

**Conclusions.** Next step in developing technology is to include such options as: connate water saturation set up, simultaneous calculation for 3 phases — air, gas and water, miscible gas injection (CO<sub>2</sub>).

**Keywords:** “Computational Rock Physics”, displacement coefficient, relative permeabilities.

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interest.

**For citation:** Trushin Y.M., Zoshchenko O.N., Arsamakov M.S., Hairullin M.M. Application of "Computational Rock Physics" tool for carbonate reservoirs of Kharyaga field. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(4):152–164.  
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-4-152-164>

Manuscript received 07.07.2022

Accepted 16.09.2022

Published 29.12.2022

## ВВЕДЕНИЕ

При проведении лабораторных исследований, методика и экспериментальное оборудование отличается в зависимости от размерности пористой среды, на которой проводятся эксперименты. Результаты, в которых проводилось прямое наблюдение за микрофильтрационными процессами на двухмерных моделях пористых сред с помощью цветового контрастирования жидкостей, представлены в работах [1–7]. Намного более трудоемкие и высокотехнологичные эксперименты проводятся при анализе динамики совместного течения жидкости в трехмерном образце. Они заключаются в фильтрационном эксперименте *in situ* с визуализацией распределения флюидов в порах методом быстрой синхротронной рентгеновской томографии (fast synchrotron X-ray CT) с временным шагом по времени около 10 секунд [8–12]. В данных работах исследовались такие явления, как скачки Хайнса, вытеснение при доминировании капиллярных сил и пропитка, формирование неустойчивостей. Такие испытания позволяют на основе прямого наблюдения определить критерии дифференцировки течений, а также верифицировать численные модели. Однако сами эксперименты отличаются дороговизной, требуют высокотехнологичного оборудования, имеют ограничения в пространственно-временной разрешающей способности исследования и выборе параметров вытеснения, являются трудоемкими при измерении численных характеристик течения. Стоит отметить, что важность и фундаментальность экспериментальных результатов не подлежит сомнению. Однако ввиду низкой временной разрешающей способности экспериментального метода результаты иллюстрируют распределение флюидов до и после микрофильтрационных событий, но не в процессе их возникновения. В этом на сегодня заключается главный недостаток экспериментальных методов по сравнению с методами математического моделирования.

В последнее десятилетие с развитием экспериментальной и вычислительной техники был предложен новый метод исследования характеристик пористых сред. Он заключается

в использовании цифровых трехмерных микротомографических моделей (изображений), которые ставятся в соответствие реальным образцам, и получил общепринятое название "Computational Rock Physics", что в переводе означает — «Вычислительная физика горных пород», или, проще говоря, «Цифровой керн». Данный метод предполагает последовательное выполнение следующих операций:

- 1) микротомографическое сканирование и реконструкция трехмерной цифровой модели;
  - 2) компьютерная обработка и бинаризация изображений;
  - 3) математическое моделирование процессов течения одного или нескольких флюидов в пространстве цифровой модели и расчет ее фильтрационно-емкостных характеристик.
- Выходными данными пунктов 1 и 2 является сетка, в которой ячейки (воксели) соответствуют либо порам, либо скелету, а их упорядоченный набор задает геометрию порового пространства. Таким образом, исследование микрофильтрационных процессов сводится к решению гидродинамической задачи с известным расположением непроницаемых границ. На сегодня по данной проблеме накоплен большой опыт и опубликовано множество работ.

Для математического моделирования микрофильтрационных процессов наиболее распространенными сегодня являются два подхода. Первый основан на решении уравнений Навье–Стокса с добавлением источников, характеризующих межфазное взаимодействие, и уравнения неразрывности. В зависимости от способа описания явлений на границе раздела фаз выделяют Level-set метод [13–15], Volume of fluid метод [16, 17] и Phase-field метод [18]. Данные подходы хорошо зарекомендовали себя при моделировании двухфазных течений, в том числе на цифровых моделях пористых сред [17]. Тем не менее они отличаются трудоемкостью численной реализацией, а также значительной длительностью расчетов на больших сетках (более 1 млн узлов), поскольку предполагают решение системы линейных алгебраических уравнений с неизвестным давлением на каждом временном шаге.

Второй подход основан на решении решеточных уравнений Больцмана [19–21] (Lattice Boltzmann method or equations, сокращенно LBM или LBE). По сравнению с первым подходом LBM подразумевает более простую

## В ЦИФРОВЫХ ТРЕХМЕРНЫХ МИКРОТОМОГРАФИЧЕСКИХ МОДЕЛЯХ ИССЛЕДОВАНИЕ МИКРОФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ СВОДИТСЯ К РЕШЕНИЮ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ ЗАДАЧИ С ИЗВЕСТНЫМ РАСПОЛОЖЕНИЕМ НЕПРОНИЦАЕМЫХ ГРАНИЦ.

численную реализацию, хорошую адаптируемость к применению параллельных вычислительных технологий и зарекомендовала себя при решении многих задач механики жидкости и газа [22–30].

В настоящее время для экономии вычислительных ресурсов используются модели поровых сетей, или pore-network models (PNM) [31], в которых исходному цифровому образу порового пространства ставится в соответствие модель из сферических пор и соединяющих их цилиндрических капилляров. По такой модели с заданной геометрией пор и капилляров капиллярное давление оценивается по формуле Лапласа. Еще одним подходом для исследования двухфазных течений является pore-morphology-based метод, разработанный Хазлеттом, Гильбертом и Миллером [32, 33]. Данные методы являются наиболее часто встречающимися в зарубежной литературе инструментами вычисления кривых капиллярного давления и относительных фазовых проницаемостей, поскольку, в отличие от LBM, не требуют больших вычислительных затрат.

Одним из этапов решения LBE является описание столкновения частиц, в результате которой состояние системы стремится к равновесному. В зависимости от типа оператора столкновения различают Single relaxation time модель (SRT) [20, 34, 35] и Multi relaxation time

(MRT) модель [36–38]. Теоретические основы данных моделей подробно рассмотрены в работе [39].

На примерах по исследованию течения в каналах и цифровых кернах выявлено, что NSE обладают более высокой точностью расчетов, а также меньшей чувствительностью к локальному измельчению ячеек сетки по сравнению с LBE(MRT). Несмотря на преимущество NSE, точность решений LBE(MRT) можно также считать весьма высокой. LBE(SRT) практически во всех тестах показывает наименее точные результаты, зависящие также от вязкости жидкости. Наиболее важным показателем ввиду большой размерности цифровых микрофильтрационных моделей является время, затрачиваемое на проведение расчетов. Ввиду необходимости решения системы линейных алгебраических уравнений каждый итерационный шаг по времени при решении нестационарных многофазных задач эффективность использования NSE является крайне низкой и требующей высоких как временных, так и вычислительных ресурсов.

Приведенные положительные и отрицательные факторы (**табл. 1**) служат обоснованием для использования платформы LBE(MRT) при дальнейшем выборе многофазных моделей.

В дальнейшем данная платформа используется непосредственно для проведения расчетов.

## ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для использования инструмента и выполнения расчетов необходимо подготовить исходные данные и выполнить:

- качественную и количественную оценку характеристик пустотного пространства образца керна;
- характеристику структуры пустотного пространства образца керна методом

**Таблица 1.** Сопоставление достоинств и недостатков трех моделей  
**Table 1.** Pros and cons comparison between three models

Показатель/Модель	На основе уравнения Навье–Стокса (NSE)	На основе уравнений Лэттиса Больцмана (LBE(MRT))	На основе уравнений Лэттиса Больцмана LBE(SRT)
Экономия вычислительного времени	«---» (очень высокие затраты!)	«++»	«+++»
Точность расчетов	«+++»	«++»	«+»
Чувствительность к измельчению сетки	«+++» (чувствительность наименьшая)	«++»	«+»
Зависимость решений от вязкости	нет	нет	есть
Эффективность и простота распараллеливания	«+»	«+++»	«+++»

- рентгеновской микротомографии (интегральная съемка образца диаметром 38 мм и ROI-съемка зоны интереса размером 4×4 мм);
- количественную оценку пустотного пространства керна и оценку доли связанныго и закрытого пустотного пространства по данным рентгеновской микротомографии;
  - количественную оценку структуры пустотного пространства образца керна (построение гистограмм распределения пор по размерам);
  - расчет коэффициентов пористости: Кп общ и Кп связанный.

## ОБРАЗЦЫ

Методом рентгеновской микротомографии и 3D-моделирования были проанализированы образцы керна карбонатного пласта D3-III Харьгинского месторождения. Краткое описание и нумерация образцов керна даны в **табл. 2**.

Образцы представляют собой цилиндр (керн карбонатного коллектора), высотой около 60–70 мм, диаметром 38 мм.

## ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ТОМОГРАФИИ

Последовательность проведения исследования образца:

1. Рентгеновская микротомография образца. Съемка образцов керна в томографе (интегральная съемка) (диаметр 38 мм, высота 60 мм). Разрешение <16 мкм.
2. Рентгеновская микротомография внутри образца. Съемка зоны интереса образца керна в томографе. Зона интереса диаметром 4 мм, высотой 4 мм (внутри керна). Разрешение <2 мкм.
3. Трехмерное компьютерное моделирование. Сегментация структурных элементов по данным микротомографии. Определение

объемной доли пор, матрицы, связаннысти пор, распределения пор по размерам. Испытания проводились методом рентгеновской микротомографии (micro-CT) на рентгеновском микротомографе Heliscan microCT и на рентгеновском 3D-микроскопе Xradia Versa XRM-500.

Образец керна, закрепленный на трубке-держателе, помещали в стальной держатель томографа и фиксировали. Закрепленный таким образом образец располагали между источником рентгеновского излучения и плоскопанельным детектором на столик, имеющий степени свободы Y, Z и θ, с точностью позиционирования до 0,05 мкм (град.).

После этого производился захват необходимого числа двумерных рентгеновских проекций образца при его повороте на дискретный угол при вращении предметного столика на 360 градусов с заданным шагом.

Из полученных двумерных рентгеновских проекций проводилась реконструкция трехмерной структуры образца с коррекцией дрейфа образца и увеличения жесткости пучка.

## ПОСТРОЕНИЕ ТРЕХМЕРНОЙ МОДЕЛИ

Вся обработка данных проводилась на Графической станции HP Z8.

Измерения целевых характеристик образцов проводились методом численной оценки бинарных изображений образца. Бинаризация проведена после сегментации данных на поры, матрицу и высокоплотные включения.

Бинаризованные модели очищены от внесенного в изображения шума (RemoveSmallSpots, размер 3 пикселя). Оценка общей и связанный пористости, а также связаннысти высокопористой матрицы проведена с помощью инструментов Porosity и Connected Porespace.

Объемные доли фаз определены как отношение объема выделенной фазы образца к общему объему образца:

**Таблица 2.** Описание и нумерация исследованных образцов стандартного петрофизического керна диаметром 38 мм  
**Table 2.** Description and numeration of investigated samples of 38 mm diameter, taken from core

№ п/п	Лабораторный № образца	Диаметр образца, мм	Высота образца, мм	Краткое описание
1	134728	38	70	Карбонатная порода, известняк
2	134704	38	70	Карбонатная порода, известняк
3	134705	38	70	Карбонатная порода, известняк
4	134710	38	70	Карбонатная порода, известняк
5	134869	38	70	Карбонатная порода, известняк

**Таблица 3. Параметры проведения измерений методами численного анализа цифровых данных (для всех образцов идентичны)**  
**Table 3. Measurements parameters applying numerical analysis of digital data (same procedure for all samples)**

Параметр	Значение параметра
Используемое ПО	FEI PerGeos
Общее число сечений по оси Z для проведения измерений	1064
Предварительная обработка данных	Проводилась фильтрация изображения (median filter)
Сегментация данных	Проводилась на 3 фазы (матрица, закрытые поры, связанные поры) инструментом Interactive Overlay Threshold
Проведение расчетов	Коэффициент пористости (общей и открытой) Объемная доля фаз Распределение элементов пустотного пространства по размеру
3D-моделирование структурных составляющих образца	Проводилось
Упрощение бинарной модели для проведения моделирования	Не применялось
Виртуальные эксперименты по моделированию	Не проводилось

$$\text{Объемная доля фазы} = \frac{\text{Объем (индексированной бинарной) модели фазы}}{\text{Полный объем модели образца}}$$

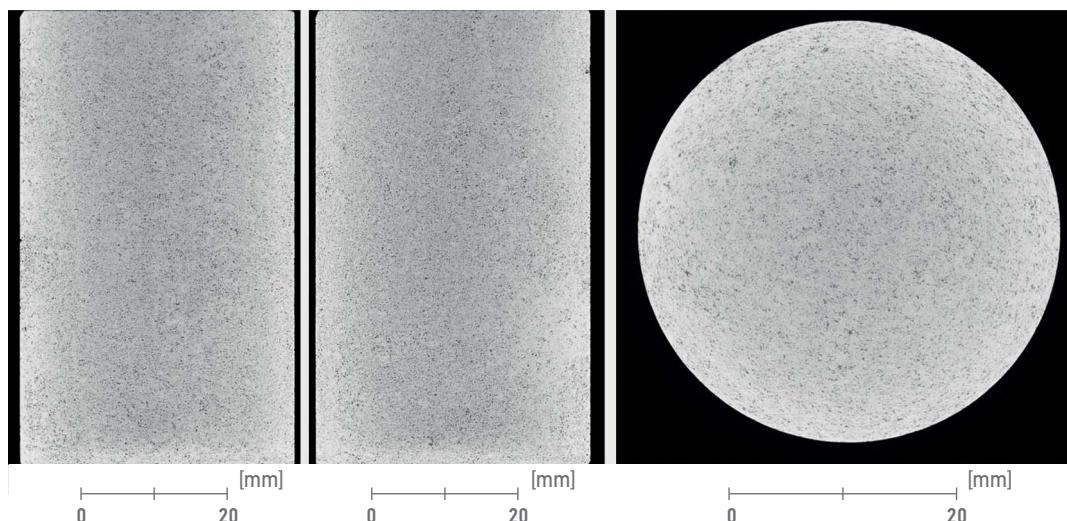
- Связанность пор определяется инструментом Connected Porespace, суть работы которого сводится к анализу массива бинарных двумерных изображений, составляющих модель. Алгоритм поочередно анализирует соседние двумерные изображения в заданном направлении на предмет наличия связанных пикселей, относящихся к выбранной фазе. Если возможные связи обрываются, фаза помечается как изолированная и не отображается на итоговой модели связанной фазы. Образец является проницаемым, если обнаружен непрерывный связанный путь от начальной до конечной плоскости массива, составляющего 3D-модель.
- Разделение порового пространства на индексированные поры проведено

инструментом Separate Porespace, являющимся высококорневой комбинацией алгоритмов «Watershed 3D», «Distance Map» и «H-Maxima».

- Эквивалентный диаметр пор определен как диаметр сферы, имеющей тот же объем, что и индексированная пора. Объем поры рассчитывается как сумма объемов вокселей (объемных пикселей) известного размера, относящихся к данной поре.

## ЭКСТЕРЬЕРНАЯ СЪЕМКА

Образец (№134710), представленный на **рис. 1**, имеет однородное строение, пустотное пространство выглядит однородным



**Рис. 1. Экстерьерная съемка образца. Авторство ВНИИнефть**  
**Fig. 1. External snapshot. Authorship VNIIneft**

(выделяется черным цветом на томографических сечениях). В табл. 4 представлено распределение пор по размерам образца.

## ИНТЕРЬЕРНАЯ СЪЕМКА

На рис. 2 и табл. 5 представлен результат интерьерной съемки.

## ЗОНА ИНТЕРЕСА

Зона интереса образца (ROI) и дальнейших детальных исследований показана на рис. 3. Анализируя томографические сечения зон интереса размером 4 мм (ROI-съемка) внутри 38-мм образцов керна, можно заключить, что зоны интереса имеют схожее строение, поры находятся в одинаковом размерном диапазоне. Пустотное пространство образцов (черное на томографических сечениях) выглядит однородным, гомогенным. Практически все поры имеют четкие границы и попадают в предел разрешения съемки. Размеры пор во всех образцах лежат в одинаковом диапазоне 50–180 мкм.

Результат построения трехмерной модели представлен на рис. 4 и табл. 6.

На основе полученных данных об особенностях внутреннего строения образца керна и его пустотного пространства по рентгеновской микротомографии с последующей компьютерной математической обработкой сделан вывод о пригодности модели зоны интереса образца для проведения дальнейших расчетов.

## РАСЧЕТЫ ОФП И КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ

### ВЫТЕСНЕНИЕ ВОДОЙ И РАСТВОРОМ ПАВ/ПОЛИМЕРА

Характеристики цифровой модели:

шаг сетки — 4 мкм; размер модели — 300\*200\*200 узлов; пористость — 0,113.

Абсолютная проницаемость данного фрагмента 69 мДа.

Параметры эксперимента с водой: скорость потока (м / с) — 0,005; соотношение вязкостей нефть / вода — 2/5; межфазное натяжение (мН / м) — 25; угол смачивания (градусы) — 150.

Вытесняющим агентом является вода.

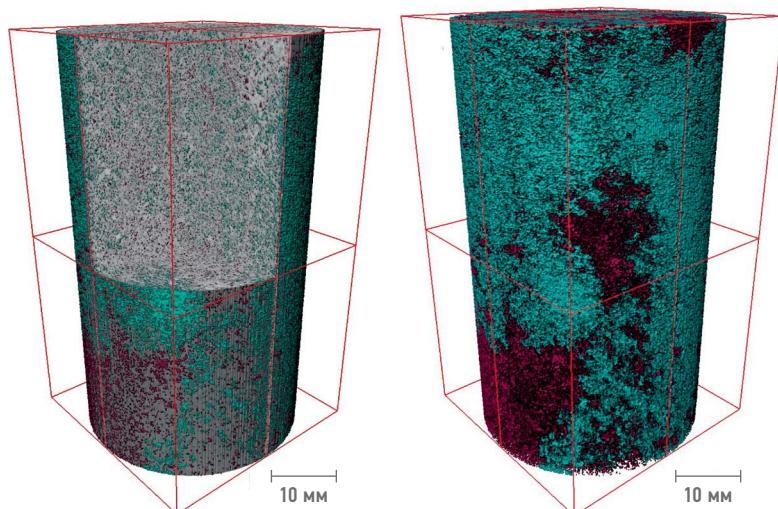
Динамика распределения флюидов во времени для примера показана на рис. 5.

Результат расчетов по вытеснению показан на рис. 6, 7. Точки на графиках рассчитаны

**Таблица 4. Рассчитанные значения показателей образца по данным рентгеновской томографии (экстерьерной съемки)**  
Table 4. Calculated parameters of the sample, based on X-ray tomography (external snapshot)

№	Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
1	Коэффициент пористости (общий), Кпобщ.	%	8,7
2	Наличие связанный пористости	да/нет	Нет
3	Коэффициент пористости (связанной), Кпсвяз.	%	-
4	Коэффициент пористости (закрытой), Кпзакр.	%	8,7
5	Доля связанных пор от общего количества	%	-
6	Объемная доля матрицы	%	91,3
7	Связанные поры	D10*	мкм
8		D50*	мкм
9		D90*	мкм
10	Закрытые поры	D10*	мкм
11		D50*	мкм
12		D90*	мкм

\* D10 — 10% объемной доли пор имеют размер меньше данного диаметра.  
D50 — медиана, 50% объемной доли пор имеют данный размер.  
D90 — 90% объемной доли пор имеют размер меньше данного диаметра.



**Рис. 2. Интерьерная съемка. 3D-модель связанных и закрытых пор в образце.**  
Слева — с визуализированной объемной структурой образца, справа — без объемной структуры образца. Авторство ВНИИнефть

Fig. 2. Internal tomography. 3D model of connected and closed pores in a sample. Whole sample structure to the left, without structure to the right. Authorship VNIIneft

**Таблица 5. Рассчитанные значения показателей образца по данным рентгеновской томографии (интерьерной съемки)**  
Table 5. Calculated parameters of the sample, based on X-ray tomography (internal snapshot)

№	Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
1	Коэффициент пористости (общий), Кпобщ.	%	11,1
2	Наличие связанный пористости	да/нет	Да
3	Коэффициент пористости (связанной), Кпсвяз.	%	5,5
4	Коэффициент пористости (закрытой), Кпзакр.	%	5,6
5	Доля связанных пор от общего количества	%	50
6	Объемная доля матрицы	%	88,9
7	Связанные поры	D10*	мкм
8		D50*	мкм
9		D90*	мкм
10	Закрытые поры	D10*	мкм
11		D50*	мкм
12		D90*	мкм

\* D10 — 10% объемной доли пор имеют размер меньше данного диаметра.  
D50 — медиана, 50% объемной доли пор имеют данный размер.  
D90 — 90% объемной доли пор имеют размер меньше данного диаметра.

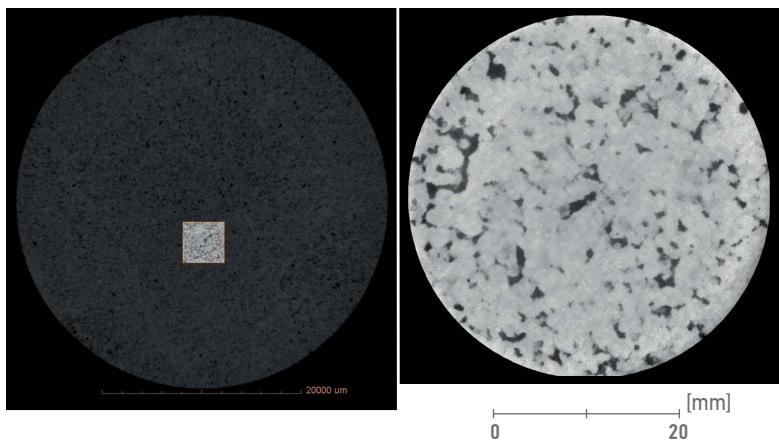


Рис. 3. Выбор зоны интереса на виртуальном сечении томограммы в плоскости XoY(слева) и увеличение зоны (справа). Авторство ВНИИнефть

Fig. 3. Selecting zone of interest within virtual cross-section in XoY dimension (to the left) and zoomed in zone of interest (to the right). Authorship VNIIneft

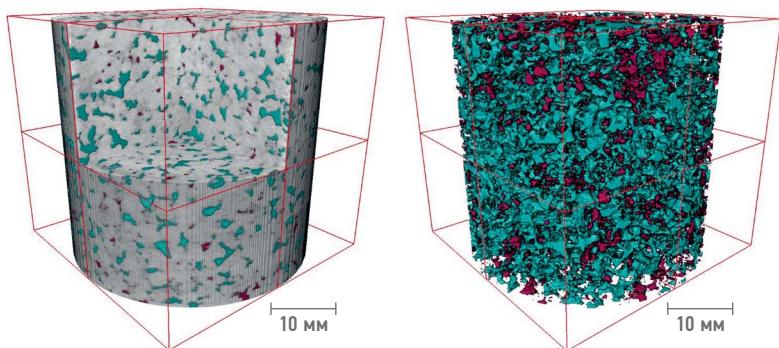


Рис. 4. 3D-модель связанных и закрытых пор зоны интереса образца. Слева — с объемной структурой образца, справа — без неё. Авторство ВНИИнефть

Fig. 4. 3D model of connected and closed pores within zone of interest. To the left — with sample structure, to the right — without structure. Authorship VNIIneft

Таблица 6. Рассчитанные значения показателей зона интереса образца по данным рентгеновской томографии

Table 6. Calculated parameters of the sample, based on X-ray tomography (internal snapshot)

№	Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
1	Коэффициент пористости (общий), Кпобщ.	%	11,3
2	Наличие связанной пористости	да/нет	Да
3	Коэффициент пористости (связанной), Кпсвяз.	%	9,7
4	Коэффициент пористости (закрытой), Кпзакр.	%	1,6
5	Доля связанных пор от общего количества	%	86
6	Объемная доля матрицы	%	88,7
7	Связанные поры	D10*	мкм
8		D50*	мкм
9		D90*	мкм
10	Закрытые поры	D10*	мкм
11		D50*	мкм
12		D90*	мкм

\* D10 — 10% объемной доли пор имеют размер меньше данного диаметра,  
D50 — медиана, 50% объемной доли пор имеют данный размер,  
D90 — 90% объемной доли пор имеют размер меньше данного диаметра.

с применением методики JBN по измерению ОФП при нестационарной фильтрации. Параметры эксперимента с ПАВ-полимерным раствором: скорость потока (м / с) — 0,005; соотношение вязкостей нефть / вода с ПАВ — 1/10; межфазное натяжение (мН / м) — 0,002; угол смачивания (градусы) — 150. Изначально модель цифрового керна насыщена нефтью на 100%, то есть отсутствует связанный вода. Ввиду текущих ограничений, эксперимент по вытеснению раствором ПАВ/полимера также проводился на 100% нефтенасыщенном образце.

Как видно из графиков, коэффициент вытеснения водой составил 0,628, ПАВ-полимерным раствором 0,764. Условный прирост составил 0,136.

Следует отметить, что при использовании в качестве агента вытеснения ПАВ не достигнуто полное вытеснение нефти. Есть предположение, что влияют тупиковые поры и тупиковые ветви. В литературе описаны 4 основных механизма формирования остаточной нефти: обрыв, обход и неполное вытеснение и тупиковые поры.

Для сопоставления полученные результаты можно сравнить с лабораторным фильтрационным экспериментом по последовательной прокачке воды и ПАВ-полимерной смеси на керновой колонке из 3-х образцов, в которой участвовал вышеуказанный образец керна (рис. 8). Квят при прокачке воды составляет 0,35. Квят при прокачке ПАВ/полимерной смеси вырос до 0,45 (прирост составил 0,1).

## ВЫТЕСНЕНИЕ РАСТВОРОМ ПАВ/ПОЛИМЕРА (КОМПОЗИЦИЯ АНАЛОГ)

Целью являлась оценка коэффициента вытеснения по композиции аналогу.

Параметры эксперимента с аналогом ПАВ-полимерного раствора: скорость потока (м / с) — 0,005; соотношение вязкостей нефть / вода с ПАВ — 1/2; соотношение плотностей нефть / вода с ПАВ — 7/10; межфазное натяжение (мН / м) — 0,0002; угол смачивания (градусы) — 20. Изначально модель цифрового керна насыщена нефтью на 100%, то есть отсутствует связанный вода.

Результат расчета представлен на рис. 9. Коэффициент вытеснения составил 0,697, что, к удивлению, ниже в сравнении с базовым раствором ПАВ/полимера. Обращает на себя внимание резкий рост фазовой проницаемости по аналогу раствора ПАВ/полимера, что, скорее всего, связано с быстрым прорывом вытесняющей фазы ввиду более низкого межфазного натяжения. Ожидаемого большего довытеснения нефти не происходит.

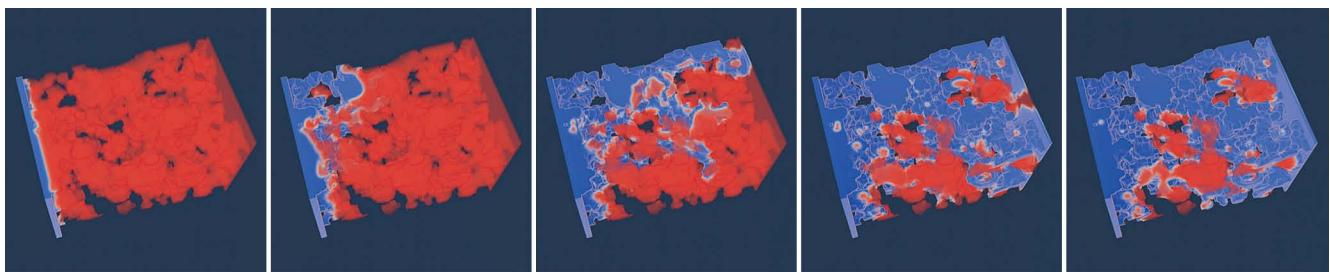


Рис. 5. Динамика вытеснения нефти водой. Авторство ВНИИнефть  
Fig. 5. Oil sweep by water in dynamics. Authorship VNIIneft

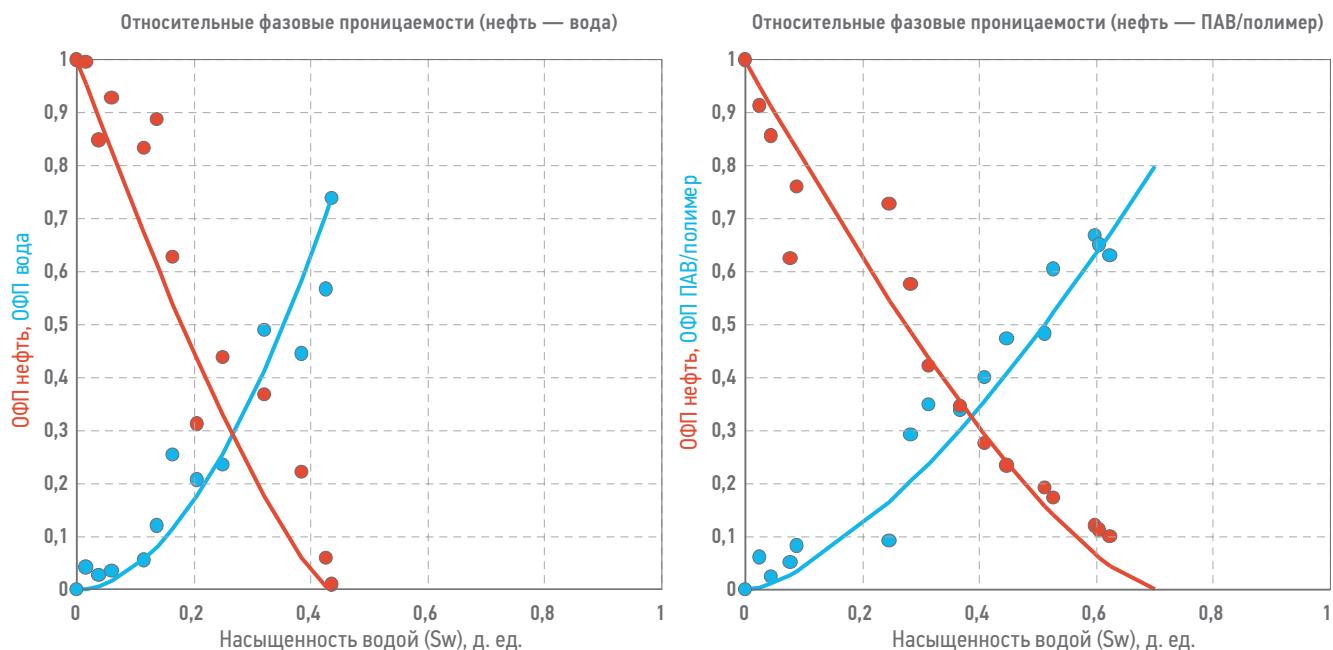


Рис. 6. Сопоставление кривых относительных фазовых проницаемостей. Авторство ВНИИнефть. Авторство ВНИИнефть  
Fig. 6. Comparison of sets of relative phase permeabilities. Authorship VNIIneft

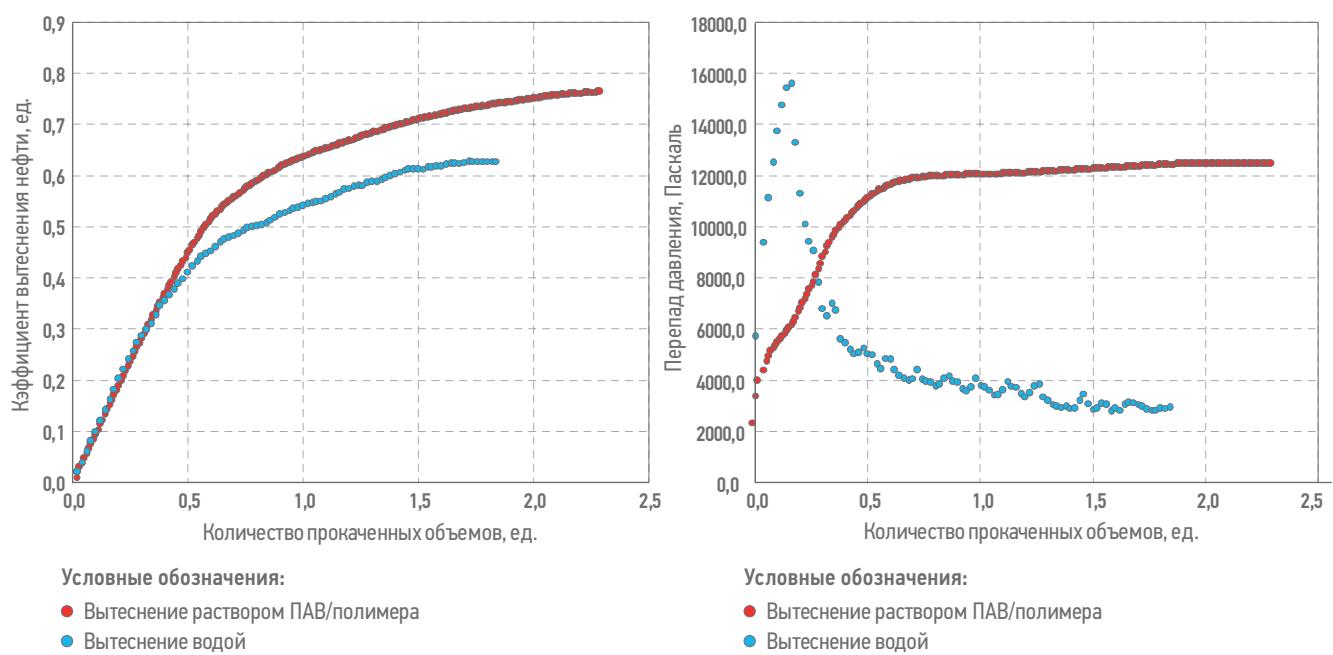
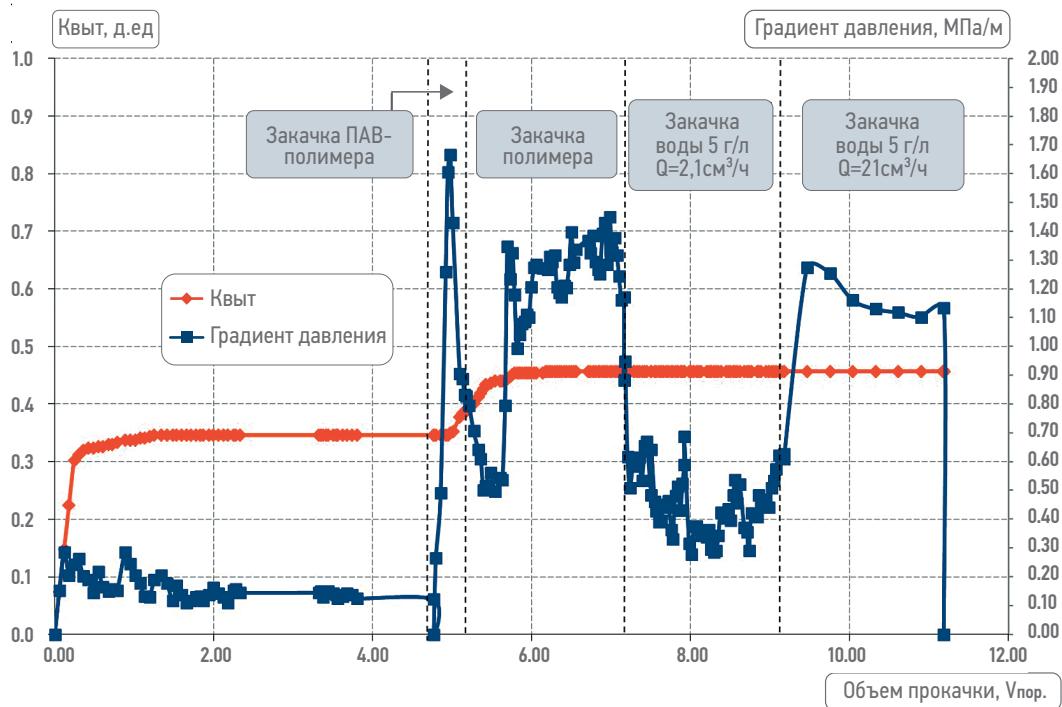


Рис. 7. Динамика коэффициента вытеснения и перепада давления в зависимости от прокачанных поровых объемов раствора ПАВ-полимера и воды соответственно. Авторство ВНИИнефть  
Fig. 7. Displacement coefficient and pressure gradient vs SP and water pore volumes injected. Authorship VNIIneft



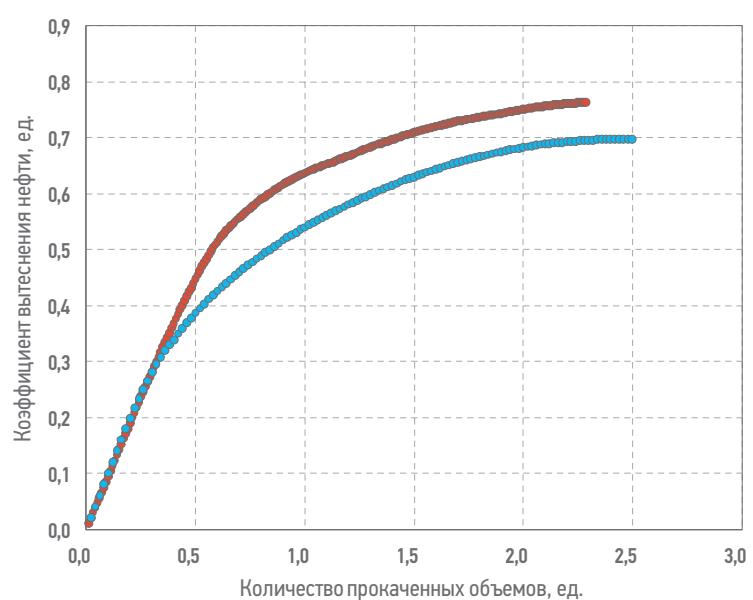
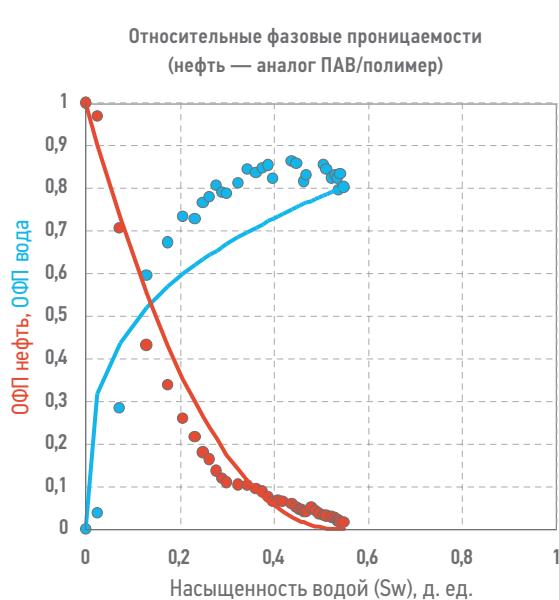
**Рис. 8.** Лабораторный фильтрационный эксперимент по последовательной прокачке воды и ПАВ-полимерной смеси на керновой колонке. Авторство ВНИИнефть

**Fig. 8.** Laboratory experiment with water injection followed by SP composition injection for core model.  
Authorship VNIIneft

### ВЫТЕСНЕНИЕ ГАЗОМ

Для определения коэффициента вытеснения газом был выбран другой образец, по которому были проведены аналогичные подготовительные процедуры.

Характеристики цифровой модели:  
шаг сетки — 4 мкм; размер модели — 300\*200\*200 узлов; пористость — 0,137. Абсолютная проницаемость данного фрагмента 246 мД. Параметры эксперимента с газом: скорость потока (м / с) — 0,001;



### Условные обозначения:

- Вытеснение раствором ПАВ/полимера
- Вытеснение аналогом раствора ПАВ-полимера

**Рис. 9.** Сопоставление кривых относительных фазовых проницаемостей. Авторство ВНИИнефть

**Fig. 9.** Comparison of sets of relative phase permeabilities. Authorship VNIIneft

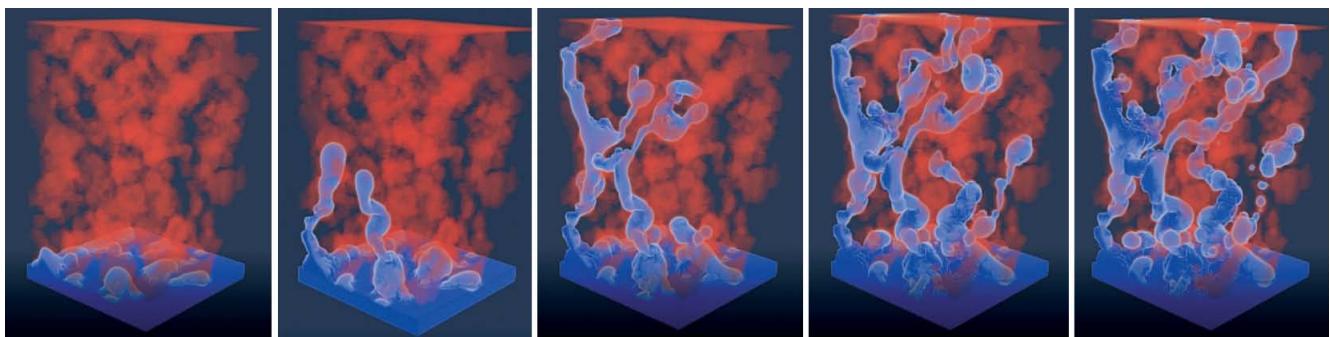


Рис. 10. Динамика вытеснения нефти газом. Авторство ВНИИнефть  
 Fig. 10. Oil sweep by gas in dynamics. Authorship VNIIneft

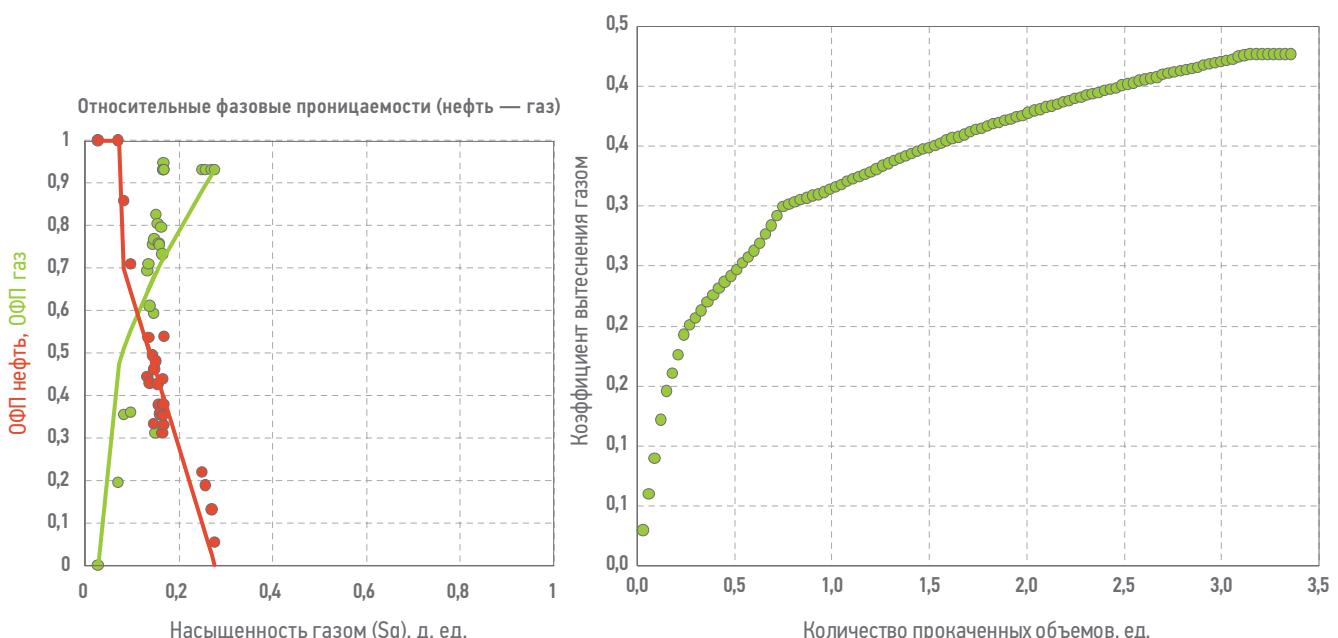
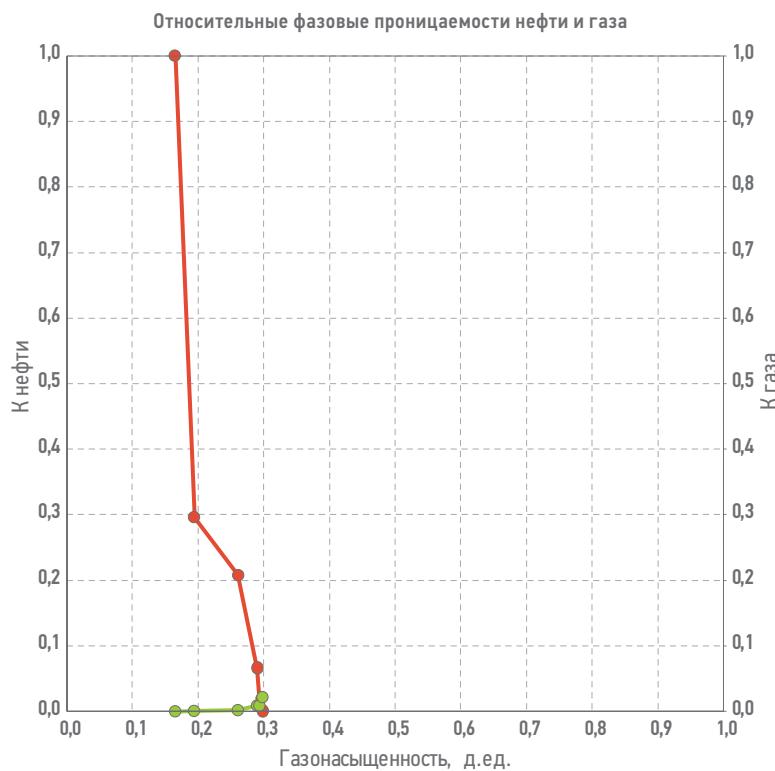


Рис. 11. Кривые относительных фазовых проницаемостей и динамика коэффициента вытеснения в зависимости от прокачанных поровых объемов. Авторство ВНИИнефть  
 Fig. 11. Phase relative permeabilities and displacement coefficient vs pore volumes injected. Authorship VNIIneft

соотношение вязкостей нефть / газ — 100/1; межфазное натяжение (мН / м) — 1; угол смачивания (градусы) — 10. Изначально модель цифрового керна насыщена нефтью на 100%, то есть отсутствует связанная вода. Динамика вытеснения представлена на **рис. 10**. Рассчитанные кривые ОФП показаны на **рис. 11**. Коэффициент вытеснения газом составил 0,427. Для сравнения результатов проведен фильтрационный эксперимент по вытеснению нефти газом на реальном образце керна, из которого брался участок для расчета с применением инструмента «Цифровой керн» (**рис. 12**). Пересчет кривых ОФП проводился с применением методики JBN. Коэффициент вытеснения газом составил 0,16. Опять же ввиду различного масштаба сравнивать напрямую результаты эксперимента и расчета не совсем корректно.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей статье представлены результаты измерения кривых относительных фазовых проницаемостей методом вычислительного фильтрационного эксперимента на трехмерных цифровых моделях пористых структур. Методика измерения ОФП основана на методе нестационарной фильтрации, а порядок измерения опирается на методику JBN. Метод JBN был специально адаптирован для микротомографических фильтрационных экспериментов и для вычислительных экспериментов в цифровых моделях. Результаты вычислительных экспериментов представлены для различных параметров двухфазного течения. Проведены расчеты ОФП и коэффициента вытеснения для случаев: воды, базового раствора ПАВ-полимера и аналога раствора ПАВ/полимера. Как и ожидалось, Квят после прокачки ПАВ-полимерной композиции оказался



**Рис. 12.** Кривые относительных фазовых проницаемостей, полученные на реальном образце керна. Авторство ВНИИнефть

**Fig. 12.** Phase relative permeabilities, acquired from real core sample.  
Authorship VNIIneft

выше, чем по воде, что обуславливается повышенной вязкостью и пониженным межфазным натяжением. Также следует отметить нетипичное поведение перепада давлений при прокачке ПАВ-полимерной смеси. Этот эффект требует дополнительного исследования, а рассчитанные ОФП нельзя рассматривать как истинные. Также не ясна причина низкого Квт аналога раствора ПАВ/полимер по сравнению с базовой композицией.

Проведены расчеты ОФП и коэффициента вытеснения газом.

В целом расчеты с применением инструмента «Цифровой керн» показали свою состоятельность. Данный подход позволяет в кратчайшие сроки провести имитацию лабораторных фильтрационных исследований. Позволяет сравнить между собой различные по свойствам агенты вытеснения и оценить эффективность вытеснения.

В дальнейшем планируется усовершенствование инструмента путем:

- 1) добавления возможности задания связанной воды;
- 2) добавления возможности моделирования трех фаз;
- 3) добавления возможности расчета на кластере;
- 4) добавления возможности моделирования смешивающегося вытеснения газом.

#### Список литературы / References

1. Ju Y. Characterization of immiscible phase displacement in heterogeneous pore structures: Parallel multicomponent lattice Boltzmann simulation and experimental validation using three-dimensional printing technology [Text] / Y. Ju, W. Gong, J. Zheng // *International Journal of Multiphase Flow*. — 2019. — Vol. 114. — Pp. 50–65.
2. Al-Shalabi E. W. Effect of Pore-Scale Heterogeneity and Capillary-Viscous Fingering on Commingled Waterflood Oil Recovery in Stratified Porous Media [Text] / E. W. Al-Shalabi, B. Ghosh // *Journal of Petroleum Engineering*. — 2016. — Vol. 2016. — 1708929.
3. Chen Y.-F. Experimental study on two-phase flow in rough fracture: Phase diagram and localized flow channel [Text] / Y.-F. Chen, D.-S. Wu, Sh. Fang, R. Hu // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. — 2018. — Vol. 122. — Pp. 1298–1307.
4. Kazemifar F. Quantifying the flow dynamics of supercritical CO<sub>2</sub>-water displacement in a 2D porous micromodel using fluorescent microscopy and microscopic PIV [Text] / F. Kazemifar, G. Blois, D. C. Kyritsis, K. Christensen // *Advances in Water Resources*. — 2016. — Vol. 95. — Pp. 352–368.
5. Aursjø O. A Direct Comparison Between a Slow Pore Scale Drainage Experiment and a 2D Lattice Boltzmann Simulation [Text] / O. Aursjø, G. Løvoll, H. A. Knudsen, E. G. Flekkøy, K. J. Måløy // *Transport in Porous Media*. — 2011. — Vol. 86. — Pp. 125–134.
6. Chen Y. Christensen. Lattice Boltzmann simulations of liquid CO<sub>2</sub> displacing water in a 2D heterogeneous micromodel at reservoir pressure conditions [Text] / Y. Chen, Y. Lib, A. J. Valocchi, K. T. // *Journal of Contaminant Hydrology*. — 2018. — Vol. 212. — Pp. 14–27.
7. Fakhari A. Christensen. A phase-field lattice Boltzmann model for simulating multiphase flows in porous media: Application and comparison to experiments of CO<sub>2</sub> sequestration at pore scale [Text] / A. Fakhari, Y. Li, D. Bolster, K. T. // *Advances in Water Resources*. — 2018. — Vol. 114. — Pp. 119–134.
8. Berg S. Multiphase flow in porous rock imaged under dynamic flow conditions with fast x-ray computed microtomography [Text] / S. Berg, R. T. Armstrong, H. Ott, A. Georgiadis, S. A. Klapp, A. Schwing, R. Neiteler, N. Brussee, A. Makurat, L. Leu, F. Enzmann, F.-O. Schwarz, M. Wolf, F. Khan, M. Kersten, S. Irvine, M. Stampanoni // *International Symposium of the Society of Core Analysts held in Napa Valley, California, USA*. — 16–19 September, 2013.
9. Berg S. Real-time 3D imaging of Haines jumps in porous media flow [Text] / S. Berg, H. Ott, S. Klapp, A. Schwing, R. Neiteler, N. Brussee, A. Makurat, L. Leu, F. Enzmann, J.-O. Schwarz, M. Kersten, S. Irvine, M. Stampanoni // *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*. — 2013. — Vol. 10. — Pp. 3755–3759.
10. Leu L. Fast X-ray Micro-Tomography of Multiphase Flow in Berea Sandstone: A Sensitivity Study on Image Processing [Text] / L. Leu, S. Berg, F. Enzmann, R. T. Armstrong, M. Kersten // *Transport in Porous Media*. — 2014. — Vol. 105. — Pp. 451–469.
11. Mokso R. Following dynamic processes by X-ray tomographic microscopy, with sub-second temporal resolution [Text] / R. Mokso, F. Marone, D. Haberthür, J.C. Schitthy, G. Mikuljan, A. Isenegger, M. Stampanoni // In: *AIP Conference Proceedings*. — 2011. — No. 1365. — Pp. 38–41.
12. Andrew M. The Imaging of Dynamic Multiphase Fluid Flow Using Synchrotron-Based X-ray Microtomography at Reservoir Conditions [Text] / M. Andrew, H. Menke, M. Blunt, B. Bijeljic // *Transp. Porous. Med.*. — 2015. — Vol. 110. — Pp. 1–24.

- 13.** Mehravar M. Simulation of incompressible two-phase flows with large density differences employing lattice Boltzmann and level set methods [Text] / M. Mehravar, S.K. Hannani // *Comput. Methods Appl. Mech. Engrg.* — 2008. — No. 198. — Pp. 223–233.
- 14.** Sheu Tony W.H. Development of level set method with good area preservation to predict interface in two-phase flows [Text] / W.H. Sheu Tony, C.H. Yu, P.H. Chiu // *Int. J. Numer. Meth. Fluids.* — 2011. — Vol. 67. — Pp. 109–34.
- 15.** Olsson E. A conservative level set method for two phase flow [Text] / E. Olsson, G. Kreiss // *Journal of Computational Physics.* — 2005. — No. 210. — Pp. 225–246.
- 16.** Ferrari A. Direct numerical simulations of interface dynamics to link capillary pressure and total surface energy [Text] / A. Ferrari, I. Lunati // *Advances in Water Resources.* — 2013. — Vol. 57. — Pp. 19–31.
- 17.** Raeini A. Q. Modelling two-phase flow in porous media at the pore scale using the volume-of-fluid method [Text] / A.Q. Raeini, M. Blunt, B. Bijeljic // *Journal of Computational Physics.* — 2012. — No. 231. — Pp. 5653–5668.
- 18.** Badalassi V.E. Computation of multiphase systems with phase field models [Text] / V.E. Badalassi, H.D. Ceniceros, S. Banerjee // *Journal of Computational Physics.* — 2003. — No. 190. — Pp. 371–397.
- 19.** Wolf-Gladrow D.A. *Lattice-gas cellular automata and lattice Boltzmann models – an introduction* [Text] / D.A. Wolf-Gladrow. — Berlin: Springer-Verlag, 2005. — 311 p.
- 20.** Succi S. *The Lattice Boltzmann equation for fluid dynamics and beyond* [Text] / S. Succi — Oxford: Oxford Clarendon, 2001. — 304 p.
- 21.** Chen S. Lattice Boltzmann method for fluid flows [Text] / S. Chen, G.D. Doolen // *Annual Review of Fluid Mechanics.* — 1998. — Vol. 30. — Pp. 329–364.
- 22.** Liu H. Lattice Boltzmann simulation of immiscible fluid displacement in porous media: Homogeneous versus heterogeneous pore network [Text] / H. Liu, Y. Zhang, A. J. Valocchi // *Physics of Fluids.* — 2015. — Vol. 27, Issue 5. — 052103.
- 23.** Li H. Pore-Scale Simulations of Gas Displacing Liquid in a Homogeneous Pore Network Using the Lattice Boltzmann Method [Text] / H. Liu, A. J. Valocchi, Q. Kang, C. Werth // *Transport in Porous Media.* — 2013. — Vol. 99. — Pp. 555–580.
- 24.** Huang H. Study of immiscible displacements in porous media using a color-gradient-based multiphase lattice Boltzmann method [Text] / H. Huang, J.-J. Huang, X.-Y. Lu // *Computers & Fluids.* — 2014. — Vol. 93. — Pp. 164–172.
- 25.** Yamabe H. Lattice Boltzmann Simulations of Supercritical CO<sub>2</sub>-Water Drainage Displacement in Porous Media: CO<sub>2</sub> Saturation and Displacement Mechanism [Text] / H. Yamabe, T. Tsuji, Y. Liang, T. Matsuoka // *Environmental Science and Technology.* — 2015. — Vol. 49. — Pp. 537–543.
- 26.** Jiang F. Elucidating the Role of Interfacial Tension for Hydrological Properties of Two-Phase Flow in Natural Sandstone by an Improved Lattice Boltzmann Method [Text] / F. Jiang, T. Tsuji, C. Hu // *Transport in Porous Media.* — 2014. — Vol. 104. — Pp. 205–229.
- 27.** Leclaire S. Generalized three-dimensional lattice Boltzmann color-gradient method for immiscible two-phase pore-scale imbibition and drainage in porous media [Text] / S. Leclaire, A. Parmigiani, O. Malaspina, B. Chopard, J. Latt // *Physical Review E.* — 2017. — Vol. 95. — 033306.
- 28.** Куперштх А. Л. Моделирование тепломассопереноса в среде с фазовыми переходами методом решеточных уравнений Больцмана [Текст] / А. Л. Куперштх, Д. А. Медведев, И. И. Грибанов // *Вычислительные методы и программирование.* — 2014. — Т. 15. — С. 317–328. [Kupershtokh A.L. Modeling of heat and mass transfer in a medium with phase transitions by the method of lattice Boltzmann equations [Text] / A.L. Kupershtokh, D.A. Medvedev, I.I. Gribanov // *Computational methods and programming.* — 2014. — Vol. 15. — Pp. 317–328 (In Russ.)]
- 29.** Mohamad A. A critical evaluation of force term in lattice Boltzmann method, natural convection problem [Text] / A.A. Mohamad, A. Kuzmin // *International Journal of Heat and Mass Transfer.* — 2010. — Vol. 53. — Pp. 990–996.
- 30.** Baa Y. Three-dimensional lattice Boltzmann simulations of microdroplets including contact angle hysteresis on topologically structured surfaces [Text] / Y. Baa, Q. Kang, H. Liua, J. Suna, C. Wang // *Journal of Computational Science.* — 2016. — Vol. 17. — Pp. 418–430.
- 31.** Blunt M. J. Pore-scale imaging and modeling [Text] / M. J. Blunt, B. Bijeljic, H. Dong, O. Gharbi, S. Iglauer, P. Mostaghimi, A. Paluszny, C. Pentland // *Advances in Water Resources.* — 2013. — Vol. 51. — Pp. 197–216.
- 32.** Hazlett R.D. Simulation of capillary-dominated displacements in microtomographic images of reservoir rocks [Text] / R.D. Hazlett // *Transport in Porous Media.* — 1995. — Vol. 20. — Pp. 21–35.
- 33.** Hilpert M. Pore-morphology-based simulation of drainage in totally wetting porous media [Text] / M. Hilpert, C.T. Miller // *Advances in Water Resources.* — 2001. — Vol. 24. — Pp. 243–55.
- 34.** Borujeni A. T. Effects of image resolution and numerical resolution on computed permeability of consolidated packing using LB and FEM pore-scale simulations [Text] / A. T. Borujeni, N.M. Lane, K. Thompson, M. Tyagi // *Computers & Fluids.* — 2013. — Vol. 88. — Pp. 753–763.
- 35.** Aslan E. Investigation of the Lattice Boltzmann SRT and MRT Stability for Lid Driven Cavity Flow [Text] / E. Aslan, I. Taymaz, A. C. Benim // *International Journal of Materials, Mechanics and Manufacturing.* — 2014. — Vol. 2. — №. 4. — Pp. 317–324.
- 36.** Niu X. An investigation of water-gas transport processes in the gas-diffusion-layer of a PEM fuel cell by a multiphase multiple-relaxation-time lattice Boltzmann model [Text] / X. Niu, T. Munekata, Sh. Hyodoa, K. Suga // *Journal of Power Sources.* — 2007. — Vol. 172. — Pp. 542–552.
- 37.** Hua Y. A multiple-relaxation-time lattice Boltzmann model for the flow and heat transfer in a hydrodynamically and thermally anisotropic porous medium [Text] / Y. Hua, D. Li, S. Shu, N. Xiaodong // *International Journal of Heat and Mass Transfer.* — 2017. — Vol. 104. — Pp. 544–558.
- 38.** Luo L.-S. Zhang Numerics of the lattice Boltzmann method: Effects of collision models on the lattice Boltzmann simulations [Text] / L.-S. Luo, W. Liao, X. Chen, Y. Peng, W. Zhang // *Physical Review E* — 2011. — Vol. 83. — 056710.
- 39.** Lallemand P. Theory of the lattice Boltzmann method: Dispersion, dissipation, isotropy, Galilean invariance, and stability [Text] / P. Lallemand, L.-S. Luo // *Physical Review E* — 2000. — Vol. 60. — №. 6. — Pp. 6546–6562.

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**Ю.М. Трушин** — принял участие в организации и координации работ.

**О.Н. Зощенко** — принял участие в организации и координации работ.

**М.С. Арсамаков** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, принял участие в организации и координации работ.

**М.М. Хайруллин** — принял активное участие в организации и координации работ по созданию инструмента «Цифровой керн», проведению расчетов с применением инструмента.

**Yury M. Trushin** — took part in the integrated modeling work.

**Oleg N. Zoshchenko** — took part in the integrated modeling work.

**Mark S. Arsamakov** — developed the article concept, prepared the text, took part in the integrated modeling work.

**Marsel M. Hairullin** — took an active part in the integrated modeling work in creating "Computational Rock Physics" tool, carried out calculations based on the tool.

## **СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS**

**Юрий Михайлович Трушин** — главный геолог, ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ — добыча Харьяга», 115054, Россия, г. Москва, Павелецкая пл., д. 2, стр. 3.  
e-mail: YTrushin@nestro.ru

**Олег Николаевич Зощенко** — начальник управления по разработке месторождений, ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ — добыча Харьяга», 115054, Россия, г. Москва, Павелецкая пл., д. 2, стр. 3.  
e-mail: OZoshchenko@nestro.ru

**Марк Сулейманович Арсамаков\*** — руководитель направления, ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ — добыча Харьяга»  
115054, Россия, г. Москва, Павелецкая пл., д. 2, стр. 3.  
e-mail: MArsamakov@nestro.ru

**Марсель Мансурович Хайруллин** — технический советник, АО «ВНИИнефть»  
127422, Россия, г. Москва, Дмитровский проезд, 10.  
e-mail: MHairullin@vniineft.ru

**Yury M. Trushin** — Chief geologist, LLC “ZARUBEZHNEFT — production Kharyaga”, bldg. 2, block 3, Paveletskaya pl., Moscow, 115054, Russia.  
e-mail: YTrushin@nestro.ru

**Oleg N. Zoshchenko** — Head of field development department, LLC “ZARUBEZHNEFT — production Kharyaga” bldg. 2, block 3, Paveletskaya pl., Moscow, 115054, Russia.  
e-mail: OZoshchenko@nestro.ru

**Mark S. Arsamakov\*** — Reservoir engineer, LLC “ZARUBEZHNEFT — production Kharyaga” bldg. 2, block 3, Paveletskaya pl., Moscow, 115054, Russia.  
e-mail: MArsamakov@nestro.ru

**Marsel M. Hairullin** — Technical advisor, JSC “VNIIneft”  
Dmitrovsky pr. 10, Moscow, 127422, Russia.  
e-mail: MHairullin@vniineft.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

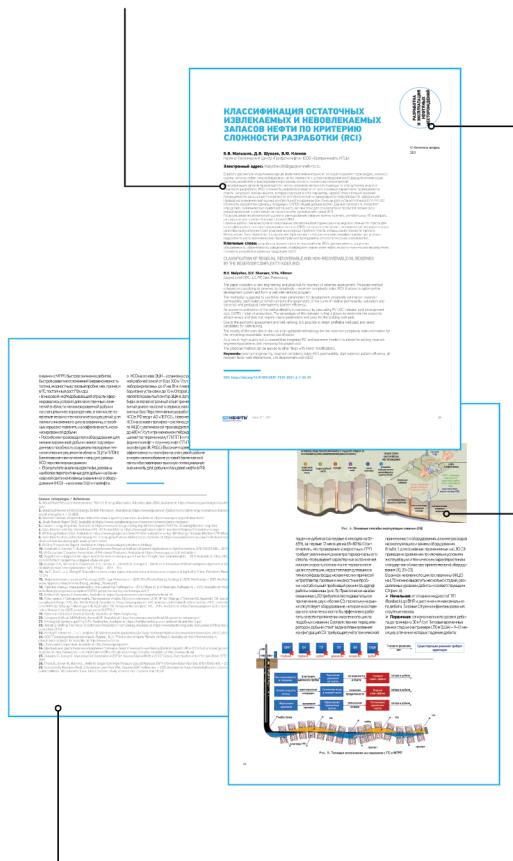
# ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

ПО ВОПРОСАМ ПРИЕМА СТАТЕЙ

**Эльвира Римовна КЕРИМОВА**, ученый секретарь Научно-Технического Центра «Газпром нефти» (ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НТЦ»)

Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru, тел.: +7 (812) 313 6924 доб. 3657

**АВТОРСКИЙ КОЛЛЕКТИВ** должен быть не более шести человек. В сведениях об авторах необходимо указать фамилию, имя, отчество полностью, место работы, занимаемую должность, ученую степень, звание (если есть), рабочий почтовый адрес, рабочий телефон, адрес электронной почты.



**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.** В конце работы, в обязательном порядке, необходимо привести ссылки на все использованные литературные источники. Список литературы должен быть оформлен в соответствии с текущими требованиями к оформлению библиографических записей и ссылок. К статье необходимо приложить аннотацию, тезисы и ключевые слова на русском и английском языках.

## СТАТЬЯ ДОЛЖНА СОДЕРЖАТЬ:

- подробное введение с обоснованием целей, задач и актуальности работы;
- основную часть с описанием самого исследования;
- полноценные выводы или выделенное заключение.

**ОБЪЕМ СТАТЬИ** не более 20 страниц, включая рисунки и таблицы (статья выполняется в Word, 14-м шрифтом с полуторным межстрочным интервалом, без элементов верстки, все символы, параметры и др. – выполнены в Word)

**ТАБЛИЦЫ** выполняются в Word, Excel, не рисунком.

**РИСУНКИ** в CorelDRAW (версии 13 и более ранние), PowerPoint. Разрешение рисунков и фотографий в формате jpg, tif должно быть не менее 300 дп. Рисунки должны быть четкими. Каждый рисунок должен быть снабжен подрисовочной подписью. Все позиции на рисунке должны быть расшифрованы и описаны.

Рисунки и таблицы не должны дублировать друг друга.

Число рисунков не более 5 (а, б, в считаются как отдельные рисунки).

**ДАННЫЕ.** Все данные необходимо приводить в соответствии с ГОСТ 8.417-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин». В случаях, когда применение ГОСТ 8.417-2002 по каким-то причинам невозможно, допускается использование системы единиц измерения СГС.

**ФОРМУЛЫ.** Все входящие в формулу параметры должны быть расшифрованы. Расшифровку достаточно привести 1 раз, когда параметр встречается впервые. Более предпочтительным является использование Списка условных обозначений в конце статьи, тогда расшифровка в самом тексте не нужна. Сложные математические формулы желательно выполнять в формульном редакторе. Простые формулы и параметры в тексте необходимо выполнять в Word.

# ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

Арктика бросает мне вызов. И я принимаю его! Я готов преодолевать преграды, которые ставит на моем пути бескомпромиссный Север. Эффективно добывать нефть в сложнейших условиях Заполярья – вот задача для настоящего лидера.



Реклама



ГАЗПРОМ  
НЕФТЬ

СТРЕМИМСЯ  
К БОЛЬШЕМУ!

GAZPROM-NEFT.RU