

В номере:

- Оценки ресурсов фильтрогенных газовых гидратов и характеристика гидратных резервуаров морей России.....5

Т.В. Матвеева, О.В. Назарова, А.О. Чазов, А.А. Щур

- Подошва криолитозоны и предпосылки существования газогидратов на месторождении Т севера Западной Сибири.....25

С.Е. Агалаков, К.В. Салова, Ю.А. Сизыко



Российская
Газогидратная
Конференция

www.rcgh.ru



Журнал «Георесурсы» – рецензируемое научно-техническое издание. Издается с 1999 года.

Главный редактор

А.В. Соколов, ООО «ПЕТРОГЕКО»
Нижневартовск, Россия

Приглашенный научный редактор

Е.М. Чувилин, Сколковский институт науки и технологий,
Москва, Россия

Индексация журнала

Журнал включен/индексируется в:

- Scopus
- Web of Science (ESCI)
- RSCI
- Белый список (уровень 2)
- Перечень ВАК (категория K1)

Квартиль журнала Q3 по данным SCImago (SJR)
(в 2024 г. по направлениям «Геология» и «Геофизика»)

Редакционная коллегия

Д.Д. Агапитов, ООО «Институт геотехнологий» (Группа ИГТ),
Москва, Россия

С.Г. Кузьменков, Югорский государственный университет,
Ханты-Мансийск, Россия

А.А. Лутфуллин, ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,
Альметьевск, Россия

А.А. Нежданов, Западно-Сибирский научно-исследовательский
институт геологии и геофизики, Тюмень, Россия

В.В. Силантьев, Казанский (Приволжский) Федеральный
университет, Казань, Россия

К.О. Соборнов, ООО «Северо-Запад», Москва, Россия

М.Ю. Спасенных, Сколковский институт науки и технологий,
Москва, Россия

А.В. Ступакова, Московский государственный университет
имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

Р.Ф. Якупов, Уфимский государственный нефтяной технический
университет в г. Октябрьском; ООО «Башнефть-Добыча»

ПАО НК «Роснефть»

Полнотекстовая электронная версия журнала
в открытом доступе: www.geors.ru, elibrary.ru

Редакция

Заместитель Главного редактора – Ответственный секретарь:

Д.А. Христофорова

Редактор: А.В. Николаев; специалист по верстке: И.С. Абросимова;

специалист по переводу: А.В. Муравьев; веб-редактор: А.П. Сабиров

Адрес редакции и издателя

Россия, 420087, Республика Татарстан, Казань, ул. Аметьевская магистраль,
д. 18, корп. 2, к. 3. Тел: +7 927 0390530, e-mail: mail@geors.ru

Учредитель: Д.А. Христофорова

Издатель: ООО «Георесурсы»

Свидетельство о регистрации СМИ: ПИ № ФС77-79665 от 27 ноября 2020 г.,
выдано Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных
технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год

Дата выхода в свет 20.09.2025. Тираж 1000. Цена: бесплатно.
Отпечатано в АО «Издательский Дом «Казанская Недвижимость».
Россия, 420029, Казань, ул. Сибирский тракт, д.34, корп. 4, оф. 324

При цитировании ссылка на журнал «Георесурсы» обязательна

© 2025 Научно-технический журнал «Георесурсы».
Под изданием ООО «Георесурсы»

Материалы журнала доступны под лицензией Creative Commons Attribution 4.0
License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Содержание**Статьи**

Оценки ресурсов фильтрогенных газовых гидратов и характеристика гидратных резервуаров морей России5
Т.В. Матвеева, О.В. Назарова, А.О. Чазов, А.А. Щур

Подошва криолитозоны и предпосылки существования газогидратов на месторождении Т севера Западной Сибири25
С.Е. Агалаков, К.В. Салова, Ю.А. Сизько

Исследование связи микробиологических факторов с распределением аномальных полей метана и наличием залежей газовых гидратов на примере двух акваторий северной части Японского моря36
Н.С. Сырбу, А.И. Еськова, А.О. Холмогоров, А.А. Легкодимов, Т.С. Якимов, А.Л. Пономарева, Е.В. Мальцева

Вероятностная оценка пространственного распределения ресурсов метана в газовых гидратах в российском секторе Черного моря51
И.Г. Чернова, Т.В. Матвеева, А.О. Чазов, Ю.Ю. Смирнов

Криогенные газовые гидраты на арктических шельфах – особенности прогноза и ресурсные оценки64
Ю.Ю. Смирнов, Т.В. Матвеева, А.О. Чазов

Дестабилизация внутримерзлотных газогидратов при их взаимодействии с криопэгмами. Результаты экспериментального моделирования77
Е.М. Чувилин, Е.О. Кривохат, Б.А. Буханов, В.В. Екимова, А.З. Мухаметдинова

Особенности образования гидратов природного газа со структурами КС-I и КС-II в кварцевом песке с водой и растворами полимеров89
А.С. Портнягин, И.К. Иванова, Л.П. Калачева, В.К. Иванов, В.В. Портнягина

Влияние газогидратной компоненты на свойства мерзлых пород101
Е.М. Чувилин, Б.А. Буханов, С.И. Гребенкин, М.В. Жмаев

Исследование диссоциации гидратов метана при отрицательных температурах111
Н.С. Молокитина, П. Жингель, К.А. Плетнева

Оценка параметров закачки диоксида углерода в насыщенный пористый пласт с неоднородной проницаемостью при наличии гидратообразования121
Н.Г. Мусакаев, С.Л. Бородин

НА ОБЛОЖКЕ: Фрагмент рисунка потенциально газогидратоносных акваторий в исключительных экономических зонах РФ и озере Байкал и гистограммы распределения площадей ПГА по акваториям (тыс. км²)

Российский центр научной информации сообщает об утверждении российской части Единого государственного перечня научных изданий (ЕГПНИ) – «Белого списка»

Утверждение российской части ЕПНИ проходило в несколько этапов. РЦНИ был сформирован исходный список научных журналов, который был направлен на экспертизу в профильные и региональные отделения Российской академии наук.

На основании полученных экспертных оценок решением Межведомственной рабочей группы отечественным журналам были присвоены уровни от 1 до 4.

По состоянию на 09.09.2025 г. в российскую часть перечня вошло 3120 журналов:

- первый уровень – 634 журнала,
- второй уровень – 705 журналов,
- третий уровень – 916 журналов,
- четвертый уровень – 865 журналов.

По результатам экспертных оценок журналу «Георесурсы» присвоен 1 (высший) уровень.

Полный список ЕПНИ доступен на сайте «Белого списка»
<https://journalrank.rcsi.science/ru/>.

Содержание

Статьи

- Применение метода отраженных электромагнитных волн для изучения криогидрогеологических условий** 130
О.А. Гулевич, Л.Б. Волкомирская, Е.П. Кайгородов, С.С. Санин
- Структурная позиция Толмачёвского активного магматического центра на юге Камчатки и его происхождение** 139
А.Г. Нурмухамедов, М.Д. Сидоров
- Результаты изучения очагов нефтегазогенерации зоны сочленения Сибирской платформы и тектонических структур южной части моря Лаптевых** 151
Д.А. Павёлкина, Е.А. Лавренова, А.М. Высоколян
- Геохимия фенантронов, дибензотиофенов и ароматических стероидов в битумоидах баженовской свиты юго-востока Западной Сибири (Томская область)** 168
И.С. Сотнич, Е.А. Костырева
- Микрофации и фораминиферы тульских отложений (визейский ярус, нижний карбон) юго-востока Восточно-Европейской платформы и Южного Урала** 179
Е.Ю. Башлыкова, Е.Н. Горожанина, Е.И. Кулагина
- Первые результаты U-Pb (LA-ICP-MS) датирования детритовых цирконов из песчаников старопетровской свиты венда Волго-Уральского осадочного бассейна и потенциальные источники цирконовой кластики** 195
С.А. Дьякова, Н.Д. Сергеева, А.В. Куликова, М.Р. Лукманова, Т.Р. Абдеев, П.А. Красильников
- Новая методика текстурно-структурного анализа имиджей с помощью алгоритмов глубокого обучения** 209
Г.А. Коссов, В.В. Абашкин, С.С. Егоров, Д.О. Макиенко, В.А. Гаева
- Исследование взаимосвязей между фильтрационными и емкостными характеристиками карбонатных коллекторов со сложным строением пустотного пространства** 221
И.Н. Пономарева, В.А. Новиков, Д.А. Мартюшев, А.В. Разницын
- Влияние капиллярного числа на изменение остаточного нефтенасыщения при химическом заводнении** 233
Мо Цзяли, Н.Н. Михайлов
- Экспериментальные исследования фильтрации нефти при давлении ниже давления насыщения** 243
И.И. Ибрагимов, И.М. Индрупский, И.Р. Камалов, М.В. Янайкин
- Особенности применения моделей неравновесного фазового поведения в задачах разработки месторождений углеводородов: критический обзор** 252
О.А. Лобанова, И.М. Индрупский
- Развитие добычи «высокотехнологичного» газа: в основе новые знания, современные технологии и гибкие процедуры индикативного планирования** 267
В.А. Крюков, А.Н. Токарев, Е.А. Дубовицкая



www.geors.ru
e-mail: mail@geors.ru

ISSN 1608-5043 (Print)
ISSN 1608-5078 (Online)

SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL

GEORESURSY

V. 27. Is. 3. 2025

Key title: "Georesursy"
Parallel title: "Georesources"

Editor in Chief: Alexander V. Sokolov
PETROGECO LLC
Nizhnevartovsk, Russian Federation

Guest Editor: E.M. Chuvilin
Skolkovo Institute of Science and Technology,
Moscow, Russian Federation

Editorial Board

Dmitry D. Agapitov, Institute of Geotechnology,
Moscow, Russian Federation

Stanislav G. Kuzmenkov, Yugra State University,
Khanty-Mansiysk, Russian Federation

Azat A. Lutfullin, Tatneft PJSC, Almeteyevsk,
Russian Federation

Alexey A. Nezhdanov, West Siberian Research
Institute of Geology and Geophysics, Tyumen,
Russian Federation

Vladimir V. Silantiev, Kazan (Volga Region)
Federal University, Kazan, Russian Federation

Konstantin O. Sobornov, Nord-West Geophysics
Company, Moscow, Russian Federation

Mikhail Yu. Spasennykh, Skoltech, Moscow,
Russian Federation

Antonina V. Stoupakova, Lomonosov Moscow
State University, Moscow, Russian Federation

Rustem F. Yakupov, Ufa State Petroleum Technical
University in Oktyabrsky; Bashneft-Dobycha LLC,
Rosneft, Ufa, Russian Federation

Georesursy (Georesources) is a peer-reviewed
Scientific and Technical Journal
published since 1999.

The journal is included/indexed in:

- Scopus;
- Web of Science (ESCI);
- DOAJ;
- CAS databases;
- GeoRef database.

The full-text e-versions of the articles are available on:
www.geors.ru

Table of Contents

Assessments of resources of gas hydrates and characteristics of hydrate reservoirs of the seas of Russia	5
<i>T.V. Matveeva, O.V. Nazarova, A.O. Chazov, A.A. Shchur</i>	
The bottom of the cryolithic zone and conditions for the formation of gas hydrates at the T field in the north of West Siberia	25
<i>S.E. Agalakov, K.V. Salova, Yu.A. Sizko</i>	
The research of relationship between microbiological factors with the distribution of anomalous methane fields and the presence of gas hydrate deposits using the example of two water areas in the northern part of Japan Sea	36
<i>N.S. Syrbu, A. I. Eskova, A.A. Kholmogorov, A.A. Legkodimov, T.S. Yakimov, A.L. Ponomareva, E.V. Maltseva</i>	
Probabilistic assessment of spatial distribution of hydrate methane resources within the economic zone of the Russian Federation of the Black Sea	51
<i>I.G. Chernova, T.V. Matveeva, A.O. Chazov, Yu.Yu. Smirnov</i>	
Cryogenic gas hydrates on the Arctic shelves: forecast features and resource assessments	64
<i>Yu.Yu. Smirnov, T.V. Matveeva, A.O. Chazov</i>	
Destabilization of intrapermafrost gas hydrates by salt migration from cryopegs: experimental results	77
<i>E.M. Chuvilin, E.O. Krivokhat, B.A. Bukhanov, V.V. Ekimova, A.Z. Mukhametdinova</i>	
Features of natural gas hydrates formation of structures I and II in quartz sand with water and polymer solutions	89
<i>A.S. Portnyagin, I.K. Ivanova, L.P. Kalacheva, V.K. Ivanov, V.V. Portnyagina</i>	
Effect of gas hydrates on physical properties of permafrost	101
<i>E.M. Chuvilin, B.A. Bukhanov, S.I. Grebenkin, M.V. Zhmaev</i>	
Study of methane hydrate dissociation under subzero temperatures	111
<i>N.S. Molokitina, P. Zhingel, K.A. Pletneva</i>	
Estimation of the parameters of carbon dioxide injection into a saturated porous reservoir with heterogeneous permeability in the presence of hydrate formation	121
<i>N.G. Musakaev, S.L. Borodin</i>	

Editorial office

Deputy Chief Editor: Daria Khristoforova
Editor: Irina Abrosimova
Translator: Alexander Muraviev
Web-editor: Artur Sabirov

Publisher: Georesursy LLC

Editorial and Publisher's address:

Avetievskaya magistral st., 18, build. 2,
ap. 3, Kazan, Republic of Tatarstan, 420087,
Russian Federation
Phone: +7 927 0390530
e-mail: mail@geors.ru

All the materials of the Journal Georesursy are
available under the CC BY license
(<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Registered by the Federal Service for
Supervision of Communications and Mass
Media No. PI FS77-38832

The Journal is issued 4 times a year
Circulation: 1000 copies
Issue date: September 20, 2025

© 2025 Scientific and Technical Journal
Georesursy (Georesources)

Published by Georesursy LLC

Table of Contents

Application of the method of reflected electromagnetic waves to study cryohydrogeological conditions	130
<i>O.A. Gulevich, L.B. Volkomirskaya, E.P. Kaygorodov, S.S. Sanin</i>	
Structural position of the Tolmachova active magmatic center in the south of Kamchatka and its origin.....	139
<i>A.G. Nurmukhamedov*, M.D. Sidorov</i>	
Results of studying the zones of oil and gas generation of the junction zone between tectonic structures of the southern part of the Laptev Sea and the Siberian Platform	151
<i>D.A. Pavelkina, E.A. Lavrenova, A.M. Vysokolyan</i>	
Geochemistry of phenanthrenes, dibenzothiophenes and aromatic steroids in the Bazhenov formation's source rock of the south-east of Western Siberia (Tomsk region).....	168
<i>I.S. Sotnich, E.A. Kostyeva</i>	
Microfacies and foraminifers of the Tullan horizon (the Visian substage, Lower Carboniferous) of the southeast of the East European platform and the Southern Urals	179
<i>E.Yu. Bashlykova, E.N. Gorozhanina, E.I. Kulagina</i>	
The first results of U-Pb (LA-ICP-MS) dating of detrital zircons from sandstones of the Staropetrovo Formation of the Vendian Volga-Uralian sedimentary basin and potential sources of zircon clusters	195
<i>S.A. Dyakova, N.D. Sergeeva, A.V. Kulikova, M.R. Lukmanova, T.R. Abdeev, P.A. Krasilnikov</i>	
A new state-of-the-art technique for textural and structural microimager data analysis using deep learning algorithms.....	209
<i>G.A. Kossov, V.V. Abashkin, S.S. Egorov, D.O. Makienko, V.A. Gaeva</i>	
Study of correlations between filtration and capacitance characteristics of carbonate reservoirs with complex void structure	221
<i>I.N. Ponomareva, V.A. Novikov, D.A. Martyushev, A.V. Raznitsyn</i>	
Effect of capillary number on the residual oil saturation during chemical flooding	233
<i>Mo Jiali, N.N. Mikhailov</i>	
Experimental investigations of oil flow under pressure below bubble point pressure	243
<i>I.I. Ibragimov, I.M. Indrupskiy, I.R. Kamalov, M.V. Yanaykin</i>	
Application specifics of nonequilibrium phase behavior models in the development of hydrocarbon deposits: a critical review	252
<i>O.A. Lobanova, I.M. Indrupskiy</i>	
Development of high-tech gas production: new knowledge, modern technologies and flexible procedures for indicative planning	267
<i>V.A. Kryukov, A.N. Tokarev, E.A. Dubovitskaya</i>	

Оценки ресурсов фильтрогенных газовых гидратов и характеристика гидратных резервуаров морей России

Т.В. Матвеева*, О.В. Назарова, А.О. Чазов, А.А. Щур

¹Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И. С. Грамберга, Санкт-Петербург, Россия

В статье представлены результаты количественной оценки прогнозируемых ресурсов субаквальных газовых гидратов в пределах исключительной экономической зоны России и на озере Байкал по состоянию на 01.01.2024 г. на трех различных уровнях: общем – для всех акваторий России, региональном – в пределах отдельных акваторий, и локальном – в конкретных скоплениях. Оценки выполнялись по методу удельных плотностей на основе численного моделирования зоны стабильности газовых гидратов, ее картирования и выявления газовых гидратов на основе интерпретации большого объема данных цифровой сейсморазведки МОВ ОГТ и результатов грунтового опробования морских отложений. В исключительной экономической зоне Российской Федерации выявлено и учтено 203 скопления газовых гидратов в морях Баренцевом, Лаптевых, Восточно-Сибирском, Беринговом, Охотском, Японском и Черном. Обосновано понятие «газогидратный резервуар». Суммарный объем газогидратных резервуаров российских морей и озера Байкал оценен величиной 520 трлн км³, доля метана газовых гидратов в объеме газогидратного резервуара в среднем превышает 10% и оценивается величиной глобальных ресурсов газовых гидратов 147,6 трлн м³. Наибольшим ресурсным потенциалом газовых гидратов характеризуются моря Берингово, Лаптевых, Охотское. Высокий газогидратный потенциал характеризует и российский сектор Черного моря. Газогидратные резервуары в морях приурочены к интервалу поддонных глубин от морского дна до 1200 м в стратиграфическом интервале от голоцена до олигоцена. Наибольшее количество скоплений приурочено к плиоценовым отложениям. Ресурсы газа в скоплениях газовых гидратов варьируют от 0,05 до 3719 млрд м³, соответствуя по рангу традиционным газовым месторождениям от очень мелких (с запасами менее 1 млрд м³) до уникальных (с запасами более 300 млрд м³).

Ключевые слова: субмаринные газовые гидраты, газогидратные резервуары, скопления газовых гидратов, исключительная экономическая зона России, Байкал, газогидратоносные провинции, оценки ресурсов газовых гидратов, метод удельных плотностей, количество метана, локальные, региональные, глобальные оценки газовых гидратов

Для цитирования: Матвеева Т.В., Назарова О.В., Чазов А.О., Щур А.А. (2025). Оценки ресурсов фильтрогенных газовых гидратов и характеристика гидратных резервуаров морей России. *Георесурсы*, 27(3), с. 5–24. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.1>

Введение

Прошло более полувека с момента обнаружения углеводородных газов в гидратном состоянии в природных условиях, но интерес к этому феномену продолжает возрастать. Об этом свидетельствует как выдвижение различных гипотез о глобальном влиянии природных газовых гидратов на экосистему Земли, так и учреждение многочисленных зарубежных программ, в том числе национальных, по их изучению и возрастающая публикационная и патентная активность по данной тематике.

К 2030–2035 гг. Китаем и США планируется коммерческая добыча гидратного газа¹.

Природные газовые гидраты относятся к нетрадиционным видам углеводородов ввиду особенностей их физического состояния и особенностей залегания. Горючие газы в газовых гидратах находятся в недрах в связанном с водой твердом состоянии, следовательно, относятся к нетрадиционным видам, в отличие от нетрадиционных источников (сланцевые газы, высоковязкие нефти и пр.), в которых углеводородное сырье находится в традиционном состоянии, но в необычных геологических условиях. Газовые гидраты в России нормативно пока не включены в перечень полезных ископаемых углеводородного ряда, хотя геологические ресурсы горючего газа в форме твердых

* Ответственный автор: Татьяна Валерьевна Матвеева
e-mail: t.matveeva@vniio.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

¹ <https://www.precedenceresearch.com/top-companies/gas-hydrates>; www.energy.gov/sites/prod/files/2019/07/f65/Gas%20Hydrates%20Roadmap_MHAC.pdf

газовых гидратов по самым скромным оценкам удваивают ресурсы газа традиционных газовых месторождений (Pang et al., 2021). Нормативными актами утверждены следующие виды полезных ископаемых углеводородного ряда: (1) полезные ископаемые – нефть, свободный газ, газ газовых шапок, и (2) попутные полезные компоненты первой группы – растворенный газ и газовый конденсат. Все указанные виды в отличие от газовых гидратов добываются эксплуатационными скважинами с использованием различных технологий разработки месторождений. Таким образом, для того чтобы отнести газовые гидраты к категории полезных ископаемых, их ресурсная база должна быть обоснована, и они должны добываться. Интересен в этом отношении опыт США, где освоение природных газовых гидратов узаконено на уровне таких государственных документов, как закон Конгресса США об изучении и разработке газовых гидратов 2000 г. (Methane Hydrate Research and Development Act of 2000, 2000), предусматривавший начало программы исследований и разработок по изучению газовых гидратов с целью их коммерческой разработки. В августе 2005 года закон был пересмотрен и продлен в рамках Energy Policy Act of 2005. Основным заказчиком работ является департамент энергетики США (Department of Energy – DOE), а цель всей программы – достичь мирового лидерства в освоении этого нетрадиционного вида углеводородного сырья. В настоящее время реализация этих законодательных актов происходит на Северном склоне Аляски и Мексиканском заливе, где проходят добычные испытания².

Кроме технологических аспектов разработки газовых гидратов очень важным является определение количества газа, находящегося в недрах в форме газовых гидратов в пределах перспективных гидратоносных площадей и структур. Таким образом, одна из основных целей изучения природных газовых гидратов – определить их место в ряду прочих полезных ископаемых углеводородного ряда и обосновать их ресурсную базу. Следует отметить, что задача по оценке ресурсов нетрадиционных видов углеводородного сырья на акваториях относится к ряду стратегических на среднесрочную перспективу, как отмечается в Морской доктрине Российской Федерации (Морская доктрина Российской Федерации, 2022).

В России работами по количественной оценке прогнозируемых ресурсов субаквальных газовых гидратов традиционно занимается ФГБУ «ВНИИОкеангеология». Этому были посвящены тематические работы института еще в начале 2000-х гг. (Soloviev et al., 2000; Соловьев, 2002), позднее по результатам экспедиций были выполнены работы по оценкам ресурсов отдельных гидратных скоплений (Matveeva et al., 2007; 2008; 2010). Ресурсная база нетрадиционных источников углеводородов, включая газогидраты, освещалась также в работах специалистов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Перлова, 2011; Скоробогатов, Перлова, 2014). Методическим аспектам ресурсных оценок и ресурсной базе газогидратов арктических акваторий посвящена статья (Матвеева и др., 2024). Однако, масштабная работа по количественной оценке прогнозируемых ресурсов газовых гидратов в пределах

исключительных экономических зон (ИЭЗ) всех морей Российской Федерации и озера Байкал впервые выполнена в рамках настоящего исследования под эгидой Роснедра. Впервые за более чем 25-летний период выполнены работы, которые позволили обосновать на основе сейсморазведочных данных и моделирования условий стабильности ресурсную базу подводных газовых гидратов – нетрадиционного вида углеводородного сырья, являющегося неотъемлемой составляющей минерально-сырьевой базы России.

Степень изученности морей Российской Федерации в отношении газовых гидратов до начала наших работ по количественной оценке была весьма низкая. Специальных экспедиционных исследований газовых гидратов в ИЭЗ РФ практически не выполнялось, хотя некоторые акватории характеризовались довольно хорошей изученностью методами цифровой сейсморазведки, но материалы этих работ требовали переинтерпретации с акцентом на верхнюю часть разреза (ВЧР), попадающую в зону стабильности газовых гидратов (ЗСГГ). Исключение составляли Черное и Охотское моря, где изучение газовых гидратов в российских водах проводилось в ходе специализированных международных экспедиций (Ivanov et al., 1996; Kenyon et al., 2001; Shoji et al., 2003; Matveeva et al., 2005 и др.). Газовые гидраты в кернах, а также отдельные гидратообусловленные аномалии выявлялись на сеймопрофилях в Охотском, Черном, Восточно-Сибирском, Лаптевых и Беринговом морях в основном в ходе регионального геологического или нефтегазогеологического изучения недр акваторий. Однако систематического изучения, анализа и обобщения геолого-геофизических данных по газовым гидратам ранее не проводилось. Расчетам зоны условий стабильности по термобарическому признаку отдельных акваторий и арктической зоны также был посвящен ряд работ (Матвеева Соловьев, 2003; Klitzke et al., 2016; Матвеева и др., 2017; Богоявленский и др., 2018; Bogoyavlensky et al., 2021; Щур и др., 2021). Еще до применения цифровых технологий в конце 90-х гг. прошлого века ЗСГГ на все акватории России была рассчитана с помощью номограмм коллективом ВНИИОкеангеология, а результаты были изданы в виде серии карт в составе атласа (Геология и полезные ископаемые..., 2004). Характеристика условий образования гидратов, связанных с криолитозоной в арктических морях России, и их ресурсные оценки представлены в работе (Смирнов и др., 2025).

Цель настоящего исследования – оценить геологические ресурсы морских газовых гидратов, находящиеся в недрах всех акваторий морей России и озера Байкал, а также в отдельных акваториях и скоплениях и обосновать их ресурсную базу с использованием методов и подходов, приближенных к традиционной нефтегазовой геологии на основе геолого-геофизических исследований и характеристики газогидратных резервуаров.

Методика работ и использованные материалы

Методически работы по количественной оценке метана газовых гидратов включали четыре этапа исследований: (1) расчет и картирование зоны стабильности субаквальных газовых гидратов; (2) сбор и интерпретация

² <https://www.energy.gov/fecm/articles/doe-and-international-partners-complete-gas-hydrates-production-testing-alaska-north>

сейсморазведочных и геологических материалов для выявления скоплений газовых гидратов и их картирования в ГИС среде; (3) региональные (аналог категорий Д1+Д2) и локальные (аналог категорий Дл) оценки ресурсов субаквальных газовых гидратов с использованием метода удельных плотностей; (4) анализ данных по газогидратным резервуарам и общая оценка геологических ресурсов субаквальных газовых гидратов Российских акваторий.

Расчет и картирование зоны стабильности гидратов фильтрационного генезиса

Любые прогнозные построения условий стабильности гидратов основываются на сопоставлении температурных кривых и выбранной равновесной кривой гидратообразования. Зона стабильности газовых гидратов определяется параметрами давления (газа-гидратообразователя) и температуры. При этом давление газа определяется гидростатическим давлением, а температурная кривая строится на основе геотермических данных и данных о придонных температурах. Солевой состав придонных вод приравнивается к таковому в придонных отложениях и учитывается в качестве ингибитора гидратообразования.

Прогнозное картирование условий газогидратоносности включало создание цифровой картографической основы, цифровых массивов океанологических данных (батиметрических и данных по температуре и солености придонных вод), анализ геотермической изученности и подготовку массива геотермических данных и расчетных сеток с разрешением $0,083 \times 0,083$ градуса для картирования в каждой акватории, и наконец, расчеты мощности ЗСГГ.

Вследствие неоднородной и часто слабой изученности акваторий арктических морей геотермическими методами, тепловой поток определялся на основании имеющихся сведений о геологическом строении и возрасте различных структурно-тектонических единиц. Для этих акваторий значения теплового потока были приняты согласно геотермическому районированию на основе установленных закономерностей между возрастом последней тектономагматической активизации и величиной теплового потока, как описано в (Bochkarev et al., 2023). Аналогично на структурно-тектонической основе (Международная тектоническая карта..., 2001) выполнено геотермическое районирование для Каспийского моря, что с учетом возраста тектоно-магматической активизации позволило получить величину термоградиента $43,7$ мК/м на Скифско-Туранской плите, к которой приурочен район работ в Дербентской впадине Каспийского моря. В тех случаях, когда геотермические данные были доступны, геотермическое районирование проводилось методом интерполяции (акватории Берингова, Охотского, Японского и Черного морей и Байкала) по фактическим данным глобальной базы данных теплового потока (Глобальная база данных теплового потока: <http://heatflow.org/>). С помощью инструментов ПО ArcGIS значения термоградиента присваивались соответствующим узлам сетки океанологического цифрового массива данных (глубина моря и придонная солёность) для проведения дальнейшего расчета мощности ЗСГГ в каждом узле массива. Мощности ЗСГГ рассчитывались с помощью специализированного ПО VNIO_GHSZ (Щур и др., 2024),

а затем усовершенствованной версии MAGAS (MARine GAS hydrate), написанных на языке программирования Python (Матвеева и др., 2024). Равновесные температуры и давления, рассчитанные с помощью ПО Hydoff (Sloan, 1998) по значениям придонной солености и температуры из объединенного массива океанологических данных, созданного на основе архива GLORYS12V1 (Lellouche et al., 2021) с добавлениями. MAGAS запускает расчет равновесной кривой гидратообразования посредством Hydoff, строит геотермический профиль, выполняет расчет ЗСГГ в каждом узле заданной расчетной сетки. Для расчета мощностей ЗСГГ и ее картирования изучаемые акватории были покрыты сетью точек, для каждой из которых посредством программ VNIO_GHSZ и MAGAS производилось сопоставление температурной кривой и равновесной кривой гидратообразования для 100% метана с заданной соленостью. Температурные кривые рассчитывались из цифровых массивов данных по глубине моря, придонных температур и значений геотермического градиента. Давление определялось глубиной моря согласно модели батиметрии GEBCO 2020 (<http://www.gebco.net/>).

В результате расчета создавался выходной массив данных, содержащий значения мощности ЗСГГ и поддонной глубины залегания ее нижней границы в каждой точке заданной расчетной сетки. Полученные данные использованы для построения карт двумерного (мощность) или трехмерного (положение кровли и подошвы) распространения ЗСГГ в ArcGIS 10.4.

Полученные значения мощности ЗСГГ интерполированы на акватории с помощью инструмента Spatial Analyst геоинформационной среды ArcGIS 10.4. В качестве метода интерполяции выбрана естественная окрестность с увеличением разрешения раstra до $0,005 \times 0,005$ пикселей. Площадь распространения условий стабильности гидрата метана была оконтурена посредством инструментов ArcGIS 10.4. и дальнейшее картирование выполнено аналогично процедуре, описанной в работе (Щур и др., 2021).

Расчеты и картирование ЗСГГ производились в пределах исключительной экономической зоны России в морях Баренцевом, Карском, Лаптевых, Восточно-Сибирском, Чукотском, Беринговом Охотском, Японском, Черном, Каспийском. На озере Байкал картирование ЗСГГ выполнено согласно методике, изложенной в работе (Щур и др., 2024).

Мощность осадочного чехла в пределах потенциально газогидратоносных акваторий и источники газа

Необходимым условием газообразования в недрах является значительное содержание органического вещества в отложениях при относительно высокой скорости седиментации, что обеспечивает генерацию биохимического метана в верхней части разреза, а при большой мощности осадочных толщ обуславливает возможность образования катагенетического газа (Троцюк, 1982). Исходя из этого, к потенциально негидратоносным следует отнести акватории, где нет достаточного для образования гидратов количества газа, то есть отсутствуют условия для его генерации и сохранения. Это акватории, в пределах которых мощность осадочных отложений не превышает 500 м, поскольку примерно до такой поддонной глубины

может простираться зона сульфат-редукции, препятствующая метаногенерации. Все остальные акватории, где существующие термобарические условия благоприятны для гидратообразования, должны рассматриваться как потенциально газогидратоносные. По нашим наблюдениям скопления газовых гидратов фильтрогенного типа не локализируются в районах с мощностью осадочного чехла менее 500 м. Следует также отметить, что при расчетах генезис гидратообразующих газов не рассматривался, а расчеты выполнялись исходя из предположения, что газовые гидраты могут образоваться из газа любого генезиса (биохимического, катагенетического или их смеси), фильтрующегося в сторону морского дна в зону гидратообразования или генерирующегося в пределах этой зоны *in situ*. Основным фактор условий газогенерации – достаточная мощность осадочного чехла, обуславливающая значительное количество органического вещества.

Для определения площадей потенциально газогидратоносных акваторий (ПГА) из общей площади ЗСГГ исключались площади с мощностью осадочного чехла 500 м и менее. Районирование по мощности осадочного чехла акваторий арктических морей выполнено согласно (Поселов и др., 2012), дальневосточных морей – согласно (Маргулис и др., 2012), Японского моря – по картам мощностей осадочного чехла из (Карнаух, Карп, 2002), Черного моря – на основе карт мощности осадочного чехла (Глумов и др., 2004; Глумов и др., 2014), районирование остальных акваторий проведено по картам условий потенциальной газогидратоносности (Геология и полезные ископаемые..., 2004). Для районирования ПГА Байкала использованы данные общей мощности осадочного чехла согласно (Геоморфология Байкала, карта..., 1993). Растровые данные о мощности отложений были оцифрованы и присвоены каждой точке расчетной сети с помощью ArcGIS для пространственного анализа и картографирования.

Геолого-геофизические данные по скоплениям газовых гидратов

В связи с различными условиями образования, морские скопления газовых гидратов делятся на криогенетические (локализующиеся в пределах разрезов с реликтами подводной мерзлоты) и фильтрогенные (образующиеся за счет восходящей фильтрации газа в сторону морского дна в ЗСГГ) (Гинсбург, Соловьев, 1990). Скопления фильтрогенных гидратов по способу образования подразделяются на два типа.

Непридонные скопления формируются в условиях расщепленной фильтрации флюидов, находятся на значительной поддонной глубине (десятки – первые сотни метров) и занимают большие площади. Целевым объектом при выявлении таких скоплений является гидратообусловленный аномальный сейсмический горизонт BSR (англ. Bottom Simulating Reflector – отражающий горизонт, имитирующий дно) (Hyndman, Spence, 1992). BSR – фазовая граница, причиной появления которой на сейсмических записях является контраст акустических импедансов между отложениями, содержащими гидраты, и подстилающими их газонасыщенными отложениями. Таким образом, BSR с одной стороны является признаком скоплений фильтрогенных газовых гидратов, а с другой – совпадает

с подошвой ЗСГГ, маркируя границу изменения фазового состояния газа (свободный газ – газ в твердой гидратной фазе), находящегося в недрах. Кроме BSR в ЗСГГ возникают обусловленные газовыми гидратами амплитудно-скоростные аномалии типа VAMP's (англ. Velocity-AMplitude features) (Гинсбург, Соловьев, 1994; Barth et al., 2004).

Придонные скопления газовых гидратов, образующиеся в условиях концентрированных потоков газа, формируются вблизи дна или на дне в очагах разгрузки углеводородов. В первую очередь, это очаги разгрузки свободного газа, газосодержащей воды (покмарки) или грязевые вулканы, выявляемые по сейсмическим аномалиям, свидетельствующим о наличии значительных количеств газа в отложениях, при условии нахождения этих аномалий в пределах ЗСГГ. Данные, использованные для количественной оценки по этому типу скоплений, включали оригинальные авторские материалы по грунтовому опробованию скоплений газовых гидратов в очагах разгрузки газа Охотского моря, материалы по грязевулканическим скоплениям Черного моря и сведения из литературных источников.

Суммарно для количественной оценки собрано и переинтерпретировано 240 812 пог. км ретроспективных цифровых сейсмических разрезов МОВ ОГТ, в основном, выполненных за счет средств федерального бюджета. Целью переинтерпретации сейсморазведочных данных было выявление аномалий типа BSR и VAMP's на сейсморазведочных записях, которые являются прямыми сейсморазведочными признаками скоплений газовых гидратов, так как вызваны наличием твердого гидрата в отложениях и свободного газа ниже. Ранее таких систематических работ на всей акватории России практически не проводилось. Исключение составляли случайные обнаружения в ходе интерпретации данных МОВ ОГТ для других геологических целей. В ходе работ также было проанализировано более 200 публикаций по акваториям морей Черного, Японского, Охотского, Берингова и Лаптевых. Из них было отобрано около 90 публикаций, содержащих информацию об отражающем горизонте BSR (более 100 фрагментов сейсмических разрезов). По Черному морю из публикаций найдено 28 участков с BSR по 26 сейсморазведочным профилям и данным отбора проб газовых гидратов, из них 8 находятся в пределах ИЭЗ России (палеодельта Днестра и Туапсинский прогиб).

Методика ресурсных оценок

Количественные оценки прогнозируемых ресурсов газовых гидратов выполнялась по методу удельных плотностей, подробно описанному в статье (Матвеева и др., 2024). Метод основан на эмпирически выявленных закономерностях возрастания плотностей запасов «нормального» газа в структурных элементах нефтегазогеологического районирования следующих рангов: мегапровинция – провинция – область – район – месторождение, с определенными диапазонами удельной плотности запасов для каждого ранга по (Назаров, 1989). Так, средние значения плотности запасов газа в месторождениях превышают их среднее значение в мегапровинциях в 124 раза.

Применимость метода основана на том, что газовые гидраты, как и другие углеводороды, локализируются в скоплениях, могут подвергаться нефтегазогеологическому

районированию, а также исходя из допущения, что удельные количества газа в гидратах на единицу площади распределены по тому же закону, что и плотности запасов свободного газа. В основе метода лежит анализ наиболее достоверных определений величин удельного содержания газа на единицу площади в наиболее хорошо изученных скоплениях газовых гидратов Мирового океана. Величина среднего содержания гидратного газа на единицу площади (q_d) из 30 определений составила $1,2 \cdot 10^9 \text{ м}^3/\text{км}^2$ при диапазоне $0,01\text{--}7,4 \cdot 10^9 \text{ м}^3/\text{км}^2$ (Матвеева и др., 2024). Среднее значение q_d использовано в дальнейшем для региональных количественных оценок.

По сравнению с работой (Матвеева и др., 2024), в настоящее исследование внесён ряд изменений. Проведено районирование, и выделены перспективные и установленные газогидратоносные провинции и области. Площади выделенных элементов районирования умножались на коэффициенты разубоживания из работы (Матвеева и др., 2024). Умножение величины среднего удельного содержания газа (q_d) в выделенных элементах районирования на площадь ПГА с учетом коэффициента «разубоживания» в пересчете на области и провинции даёт искомую региональную величину содержания метана в газовых гидратах ($Q_{\text{рег}}$), аналогичную ресурсным оценкам категории Д1+Д2, и суммарную величину ресурсов гидратного газа всех акваторий Российской Федерации в целом ($Q_{\text{глоб}}$).

Для локальных оценок удельные величины плотностей гидратного газа в скоплениях также получены вычислением их средних значений по фактическим данным о гидратосодержании (% от объема осадков в кернах) в придонных скоплениях (q_{d1} , табл. 1) и о гидратонасыщении (% от объема порового пространства) в неприводных скоплениях (q_{d2} , табл. 2). Величины Q_d (аналогичные ресурсам категории Д1) получены умножением площади скоплений соответствующего типа на средние значения q_{d1} или q_{d2} .

Газогидратные резервуары российских акваторий охарактеризованы на основе всего комплекса данных: от модельных расчетов ЗСГГ до районирования по мощности осадочного чехла и перспективам газогидратоносности до геолого-геофизических данных по газовым гидратам и сведениям по сейсмостратиграфии.

Результаты и обсуждение

Прогнозное картирование условий газогидратоносности

Океанологические и геотермические данные легли в основу моделирования ЗСГГ, что наряду с данными по мощностям осадочного чехла позволило оконтурить ПГА морей России в пределах ИЭЗ Российской Федерации и озера Байкал для газовых гидратов фильтрационного генезиса (рис. 1). Суммарная площадь ИЭЗ составляет 7136,7 тыс. кв. км, суммарная площадь ПГА – 2394 тыс. кв. км. Таким образом, 34% или 1/3 от площади ИЭЗ Российской Федерации характеризуется благоприятными термобарическими условиями и условиями для генерации УВ газов для субаквального гидратообразования по фильтрационной модели. Наибольшими площадями ПГА характеризуются Охотское и Берингово моря (рис. 1А, Б), ввиду их больших площадей и обширных континентальных склонов, а также три арктических акватории – Баренцево, Карское и Лаптевых, где условия

стабильности фильтрогенных гидратов приурочены к бровке континентального шельфа и подножию континентального склона. Особое место занимает озеро Байкал – единственный в мире пресноводный водоем с термобарическими, геологическими (мощный осадочный чехол) и флюидо-динамическими (повышенная сейсмичность в рифтовой зоне) условиями для образования гидратов (Matveeva et al., 2003; Khlystov et al., 2022).

Площадь ПГА для газовых гидратов фильтрационного генезиса на арктическом шельфе России оценивается величиной 920 тыс. км² и составляет 21,5% общей площади изученных акваторий в пределах ИЭЗ Российской Федерации. Дальневосточные моря характеризуются наиболее значительными площадями ПГА: доля ПГА от площади ИЭЗ в этих морях варьирует от 47% в Охотском до 63% в Японском. Наибольшие площади ПГА закартированы в Охотском море и достигают 740 тыс. км². Площадью 418 тыс. км² характеризуются ПГА в Берингово море, что немногим меньше, чем в 2 раза по сравнению с Охотским морем. Значительная доля площадей с неблагоприятными для образования газовых гидратов термобарическими условиями в Охотском море связана с обширными шельфами. Кроме того, для всех дальневосточных морей заметна доля акваторий с вероятным отсутствием необходимого для гидратообразования количества газа (6,5–8,9%).

Региональные оценки газогидратоносности субаквальных газовых гидратов (аналог категорий Д1+Д2)

Результаты расчетов количества метана в газовых гидратах акваторий в пределах ИЭЗ морей Российской Федерации и озера Байкал по состоянию изученности на 01.01.2024 г. по методу удельных плотностей приведены на рис. 2 и в табл. 3.

Наибольшим ресурсным потенциалом характеризуется Берингово море (41,8 трлн м³), превышая ресурсы морей Лаптевых и Охотского (27,2 и 28,6 трлн м³) в 1,5 раза. Такие оценки связаны с большими площадями ПГА и значительным объемом газогидратных резервуаров. Интересно, что высокий ресурсный потенциал этих акваторий подтверждается также и обнаружением многочисленных скоплений газовых гидратов (см. ниже). Региональные оценки двух акваторий – российского сектора Черного моря и озера Байкал (10,2 и 1,6 трлн м³) – при таком методическом подходе представляются несколько заниженными, поскольку обе эти области характеризуются многочисленными обнаружениями газовых гидратов.

По приуроченности ПГА к крупным геоструктурам и к определённым элементам нефтегазогеологического районирования континентального шельфа, Черного и Каспийского морей, а также по перспективам обнаружения скоплений газовых гидратов выделены следующие элементы районирования (табл. 3): Охотоморская и Японская газогидратоносные провинции; Баренцевоморская и Карская перспективные газогидратоносные провинции; газогидратоносные области – Беринговоморская, Лаптевоморская, Восточно-Арктическая, Черноморская; перспективные газогидратоносные области – Чукотоморская, Центрально-Каспийская.

№ п.п.	Район	Гидратопроявление Примечание	Удельное содержание газа на ед. площади $q_{п1}$, млрд $\text{м}^3/\text{км}^2$	Ссылка
1	Южный Каспий	грязевой вулкан Буздаг; в пределах грязевулканической (ГВ) структуры	0,4	(Соловьев, 2002)
2	Норвежское море	грязевой вулкан Хаакон Мосби; в пределах ГВ структуры	0,3	(Ginsburg et al., 1999)
3	Средиземное море	грязевой вулкан Милано в пределах ГВ структуры	0,4	Оценка авторов по данным (De Lange, Brumsack, 1998)
4	Прибрежье Сахалина, Охотское море	очаг разгрузки газа в пределах структуры	0,8	(Соловьев, 2002)
5	Кадисский залив	грязевой вулкан капитана Арутюнова; в пределах ГВ структуры	0,5	(Matveeva et al., 2008)
6	Кадисский залив	грязевой вулкан Гинсбурга в пределах ГВ структуры	0,01	(Matveeva et al., 2008)
7	Кадисский залив	грязевой вулкан Бонджардим в пределах ГВ структуры	$1,8 \cdot 10^9$	(Matveeva et al., 2008)
8	Прибрежье Сахалина, Охотское море	очаг разгрузки Обжирова в пределах структуры	0,5	оценка авторов
9	Прибрежье Сахалина, Охотское море	очаг разгрузки CHAOS; в пределах структуры	0,8	оценка авторов
10	Прогиб Сорокина, Черное море	Грязевой вулкан Двуреченского в пределах структуры	7,4	оценка авторов по данным: (Bohrmann et al., 2003; Bohrmann, 2011; Feseker et al., 2009; Wagner-Friedrichs et al., 2007; Geological Processes in the Mediterranean..., 2001)
11	Прогиб Сорокина, Черное море	Грязевой вулкан Севастополь в пределах структуры	4,6	оценка авторов по данным: (Bohrmann et al., 2003; Bohrmann, 2011; Feseker et al., 2009; Wagner-Friedrichs et al., 2007; Geological Processes in the Mediterranean..., 2001)
По 11 достоверным определениям удельного содержания газа на единицу площади		Среднее	$1,6 \text{ м}^3/\text{км}^2$	
		Максимальное	$7,4 \text{ м}^3/\text{км}^2$	
		Минимальное	$0,01 \text{ м}^3/\text{км}^2$	

Табл. 1. Результаты оценки удельного газосодержания в скоплениях газовых гидратов, образованных в условиях фокусированной флюидной разгрузки

Озеро Байкал выделено в отдельную Байкальскую газогидратоносную область. Среди них Охотоморская и Япономорская провинции, а также Берингоморская, Лаптевоморская, Черноморская и Байкальская газогидратоносные области характеризуются многочисленными скоплениями газовых гидратов. Япономорская и Восточно-Арктическая области, хотя и характеризуются обнаружениями скоплений газовых гидратов, все еще изучены недостаточно, чтобы обоснованно судить об их потенциале. Остальные провинции и области отнесены

к перспективным, где прямые признаки газовых гидратов либо не установлены, либо единичны.

Газовые гидраты морей России – фактические данные

Суммарно в результате переинтерпретации цифровых сейсмических разрезов, на них были обнаружены BSR общей протяженностью 14540 км. Все выявленные BSR являются гидратообусловленными, так как находятся в пределах расчетной зоны стабильности гидрата метана,

№ п.п.	Район	Гидратопроявление/Примечание	Удельное содержание газа на ед. площади $q_{л2}, \text{млрд м}^3/\text{км}^2$	Ссылка
1	Перуанский желоб	станция 685, 112 рейс ODP	0,4	Оценка авторов по данным (Suess et al., 1988)
2	Центрально-американский желоб	станция 570, 84 рейс DSDP	1,4	(Mathews, von Huene, 1985) с изменениями
3	Прибрежье о. Ванкувер	станция 889, 146 рейс ODP	0,5	(Collett, 1995)
4	Берингово море	в пределах VAMPs	0,7	(Scholl, Hart, 1993)
5	Хребет Блейк Аутер, СЗ Атлантика	станция 994, 164 рейс ODP; по данным каротажа	0,7	(Collett, Ladd, 2000)
6	Хребет Блейк Аутер, СЗ Атлантика	станция 995, 164 рейс ODP; по данным каротажа	1,3	(Collett, Ladd, 2000)
7	Хребет Блейк Аутер, СЗ Атлантика	станция 997, 164 рейс ODP; по данным каротажа	1,4	(Collett, Ladd, 2000)
8	Хребет Блейк Аутер, СЗ Атлантика	площадь - 26000 км ² ; в границах BSR	0,4	оценка авторов
9	Желоб Нанкай, Японское море	в границах BSR; площадь 324 км ² по данным каротажа и бассейнового моделирования	1,3	оценка авторов по данным (Taladay et al., 2017)
10	Ниегга, плато Воринг	в границах BSR, площадь 2254 км ² по данным сейсморазведки, бурения и бассейнового моделирования	0,3	(Senger et al., 2010)
11	Бассейн Террибон, Мексиканский залив	скопление гидратов в нижнеплейстоценовой ловушке ($Q_{л}=4,4 \cdot 10^9 \text{м}$)	1,2 (в песчаных коллекторах) 0,3 (в глинистых коллекторах)	(Frye et al., 2012)
12	Андаманское море	в границах BSR на площади 25 км ² по данным каротажа, сейсморазведки; мощность гидратного слоя 30 м; гидратонасыщенность по данным каротажа 30%; $Q_{л} = 1,4 \cdot 10^{10} \text{м}^3$	0,6	оценка авторов по данным (Prakash, 2017)
13	Японское море	Бассейн Уллын в границах BSR на площади 7629 км ²	1,4	оценка авторов по данным (Ryu et al., 2013)
14	Берингово море	по сейсмоскоростям в границах VAMPs аномалии	0,6	оценка авторов по данным: (Scholl, Hart, 1993; Barth et al., 2004)
По 14 достоверным определениям удельного содержания газа на единицу площади		Среднее Максимальное Минимальное	0,83 м ³ /км ² 1,4 м ³ /км ² 0,3 м ³ /км ²	

Табл. 2. Результаты оценки удельного газосодержания в скоплениях газовых гидратов, образованных в условиях рас-средоточенной фильтрации флюидов

имеют полярность, обратную отражениям от дна, пересекают осадочную слоистость и характеризуются зоной осветления над BSR. В кернах грунтовых станций газовые гидраты вскрыты в отложениях очагов разгрузки газа и грязевулканических брекчий в ИЭЗ России в Охотском, Японском и Черном морях.

На основании собранных данных по геологическим и геофизическим признакам газовых гидратов создан банк фильтрогенных скоплений газовых гидратов

(по состоянию изученности на 01.01.2024 г.), в который занесена информация по 203 скоплениям.

Помимо многочисленных наблюдений BSR, в Беринговом море часто отмечаются аномалии сейсмической записи типа VAMP's, также свидетельствующие о скоплениях газовых гидратов. Такие аномалии обнаружены и в Баренцевом, и в Черном морях.

Арктические моря. Наиболее перспективным в отношении газовых гидратов среди арктических морей является

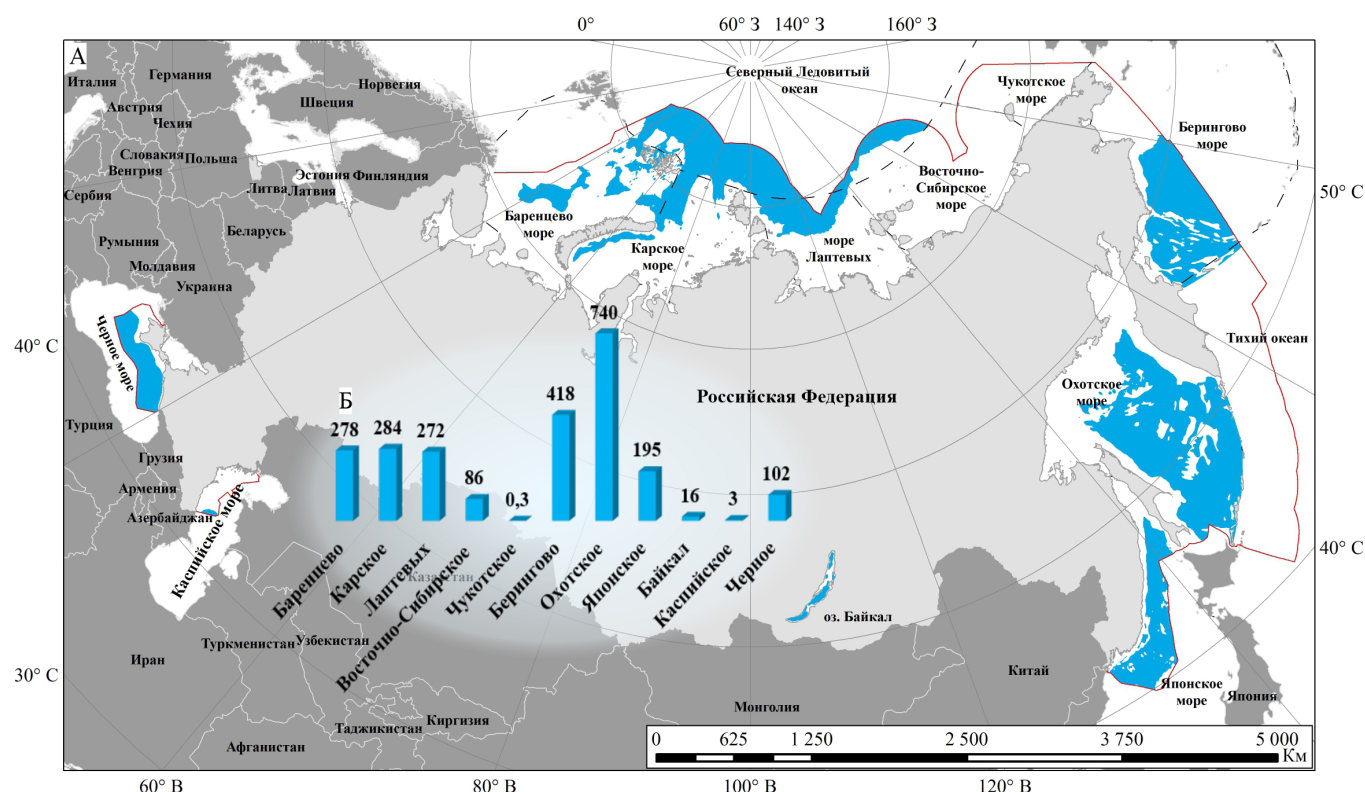


Рис. 1. (А) Потенциально газогидратоносные акватории в ИЭЗ РФ и озере Байкал в пределах ЗСГГ фильтрационного происхождения с мощностью осадочного чехла более 500 м – голубая заливка; граница ИЭЗ – красная сплошная линия, географические границы морей – черный пунктир; (Б) гистограмма распределения площадей ПГА по акваториям (тыс. км²)

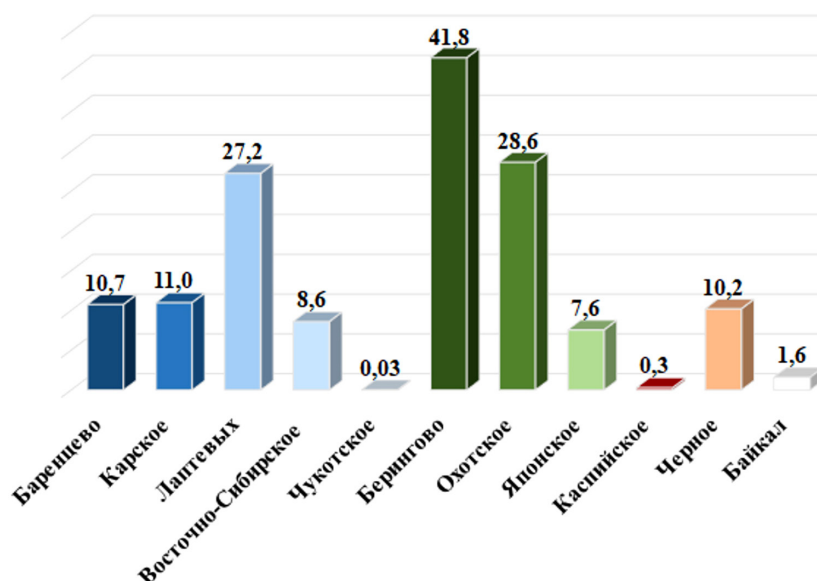


Рис. 2. Региональные оценки (аналог категорий Д1+Д2) прогнозируемого количества метана в газовых гидратах фильтрационного происхождения российских акваторий, трлн м³

море Лаптевых, где на целом ряде сейсмических разрезов прослежены BSR, что позволило оконтурить одно крупное и несколько сопутствующих мелких скопления газовых гидратов (рис. 3). На рисунке 3 (фрагмент сейсмического разреза номер 2) представлен характерный фрагмент сейсмического разреза с прерывистым BSR, переходящим в сплошной с ярко выраженной вышележащей зоной осветления (blanking), маркирующей гидратосодержащие отложения.

В Баренцевом море изучались материалы по прогибу Святой Анны, а также участки, расположенные севернее Новой Земли и Южнее Земли Франца-Иосифа, характеризующиеся наибольшей плотностью кондиционных данных сейсморазведки. В прогибе Святой Анны выявлено единственное в Баренцевом море скопление газовых гидратов на основании обнаружения аномалии типа VAMP's (рис. 3, фрагмент сейсмического разреза номер 1). Ширина аномалии и приуроченного к ней

Акватория	Элемент районирования	Кэф- фициент разубо- живания	Площадь ПГА, тыс. км ²	Объем газо- гидратного резервуара, трлн м ³	Количество метана в газовых гидратах (Q _{пер}), трлн м ³	Доля гидратного метана в объеме гидратного резервуара, %
Баренцево море	Баренцевоморская перспективная газогидратоносная провинция	31 ⁻¹	278	64	10,7	6,8
Карское море	Карская перспективная газогидратоносная провинция	31 ⁻¹	284	79	11,0	8,7
Море Лаптевых	Лаптевоморская газогидратоносная область	12 ⁻¹	272	91	27,2	24,8
Восточно- Сибирское море	Восточно-Арктическая газогидратоносная область	12 ⁻¹	86	27	8,6	2,3
Чукотское море	Чукотоморская перспективная газогидратоносная область	12 ⁻¹	0,3	0,02	0,03	0,0
Берингово море	Берингоморская газогидратоносная область	12 ⁻¹	418	114	41,8	47,7
Охотское море	Охотоморская газогидратоносная провинция	31 ⁻¹	740	85	28,6	24,3
Японское море	Япономорская газогидратоносная провинция	31 ⁻¹	195	31	7,6	2,4
Каспийское море	Центрально-Каспийская перспективная газогидратоносная область	12 ⁻¹	3	0,2	0,3	0,001
Черное море	Черноморская газогидратоносная область	12 ⁻¹	102	27	10,2	2,8
Озеро Байкал	Байкальская газогидратоносная область	12 ⁻¹	16	2	1,6	0,03

Табл. 3. Результаты региональных оценок количества метана в фильтрогенных газовых гидратах российских акваторий

скопления газовых гидратов составляет 2 км, поддонная глубина варьирует в пределах 115–105 м в краевых частях аномалии до 65 м в центральной части газовой трубы. Над аномалией расположен покмарк, свидетельствующий об активной разгрузке газонасыщенных флюидов над скоплением. Акватория Карского моря в большей степени характеризуется наличием субмаринной криолитозоны, а однозначных сейсморазведочных признаков газовых гидратов здесь обнаружено не было, но в целом ЗСГГ в акватории Карского моря характеризуется многочисленными очагами разгрузки углеводородов и соответствующими аномалиями на сейсмограммах.

В акватории Восточно-Сибирского моря выявлен один гидратообусловленный BSR в прогибе Вилькицкого с яркой зоной осветления, нарушаемый очагами разгрузки газа, выделяемыми по аномалии типа «газовая труба» (рис. 3, фрагмент сейсмического разреза номер 3). Аномалия выделена на континентальном склоне на глубинах моря 1800–2100 м. Поддонная глубина BSR варьирует от 370 до 395 м. На разрезе выделяются основные признаки BSR – обратная относительно дна полярность,

субпараллельность морскому дну и пересечение осадочной слоистости. На врезках в кружках показана полярность сигнала, отраженного от морского дна и от BSR.

Протяжённость аномалии составляет 18 км.

Дальневосточные моря. Берингово море характеризуется широким распространением сейсморазведочных признаков газовых гидратов. Закартированы многочисленные наблюдения BSR – 79 участков по 76 профилям, из которых 64 расположены в российском секторе моря, в областях континентального склона, Алеутской котловины и на склоне хребта Ширшова (рис. 4А). BSR «прорываются» газовыми трубами в ослабленных зонах (рис. 4А, фрагменты сейсмических разрезов с номерами 1 и 2); также встречаются двойные BSR (DBSR). Особенностью Берингова моря являются многочисленные амплитудно-скоростные аномалии типа VAMP's (рис. 4, фрагмент сейсмического разреза 3). Данный вид гидратообусловленных аномалий отличает повышение частотности сигнала над аномалией и понижение под ней, а также прогибание осей синфазности и характерная форма перевернутого блюдца (рис. 3, фрагмент 1; рис. 4, фрагмент 3).

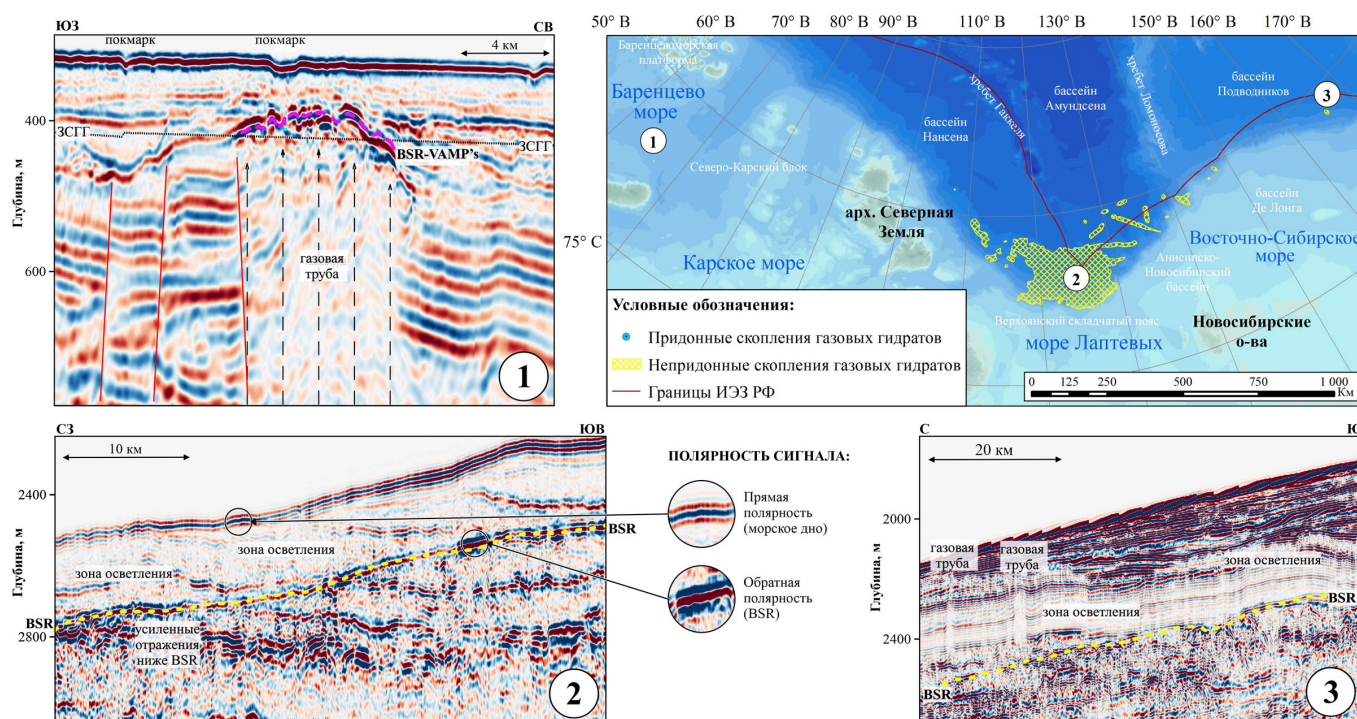


Рис. 3. Скопления фильтрогенных газовых гидратов в морях российской Арктики. Цифры в кружках – положение гидратобусловленных аномалий, представленных на фрагментах сейсмических разрезов.

Область их распространения приурочена к центральной части акватории. Закартировано 10 участков с VAMP's на сейсмических разрезах, находящихся вне границ ИЭЗ (рис. 4А). Пространственное распределение VAMP's определяется топографией фундамента – они приурочены к его поднятиям. Подводящие каналы в виде прогибающихся горизонтов (осей синфазности) прослеживаются на сотни метров вниз вплоть до пород фундамента. Диаметры верхних частей структур достигают 4 км. На основании сейсморазведочных данных оконтурен целый ряд скоплений газовых гидратов (рис. 4А).

В Охотском море BSR обнаружены на северо-восточном склоне о. Сахалин, к западу от о. Парамушир, во впадинах Дерюгина и Тинро, на южном склоне поднятия Академии Наук, в заливе Терпения (рис. 4Б, фрагмент сейсмического разреза 4). Наиболее явно BSR выделяется на континентальном склоне в Присахалинской флекуре, где он представлен ярким с инверсированной полярностью горизонтом, пересекающим осадочную слоистость. Поддонная глубина BSR увеличивается с глубиной моря. На разрезе также наблюдаются усиленные отражения ниже BSR, а сам осадочный чехол осложнён большим числом тектонических нарушений. Волновая картина во впадине Дерюгина имеет хаотичный характер, что может быть связано с высокой газонасыщенностью отложений. Редко на локальных участках BSR загибается кверху, что является маркером концентрированной миграции углеводородов.

Многочисленные скопления газовых гидратов в Охотском море связаны с очагами разгрузки газа (рис. 4Б, голубые точки). Прямые свидетельства газогидратоносности в Охотском море приурочены к очагам разгрузки газа на дне в четырех хорошо изученных районах: в прибрежье острова Парамушир (глубина воды

около 800 м); на западном склоне впадины Дерюгина к северо-востоку от острова Сахалин при глубине моря 390–700 м; в прибрежье ЮВ склона о. Сахалин вблизи залива Терпения. На карте отображены 23 пункта, где газовые гидраты были вскрыты в кернах грунтовых станций. Многочисленные гидратоносные очаги разгрузки газа выявлены на континентальном склоне в прибрежье Сахалина на глубинах от 390 до 1500 м. Они надежно фиксируются по эхолотным данным. Одной из особенностей гидратопоявлений, связанных с разгрузкой свободного газа, является линзовидно-слоистая гидратобусловленная текстура отложений, обязанная своим формированием сегрегации воды диффундирующим газом.

В Японском море известны многочисленные наблюдения BSR за пределами ИЭЗ России: 52 в прибрежье Кореи, 58 в бассейне Джоетсу и пять в районе подводного хребта Окусири (прибрежье Японии). В российском секторе выявлен единственный BSR в южной части Татарского пролива в интервале поддонных глубин 100–260 м при глубинах моря 1200–1500 м (рис. 4В). Газовые гидраты в российском секторе моря наблюдались в очагах разгрузки газа в Татарском проливе и на восточном склоне Татарского желоба.

Южные моря. Осадочные бассейны Черного моря характеризуются наличием мощного молодого осадочного чехла, для них характерны глиняный диапиризм и активная грязевулканическая деятельность, разгрузка флюидов (воды и газа) по разломным зонам, наличие крупных конусов выноса и оползневых структур. В Черном море газовые гидраты, связанные с глиняными диапирами, грязевыми вулканами и очагами разгрузки газа, широко распространены на глубинах моря от 700 до 2000 м. Они наблюдались как в самой глиняной брекчии в виде включений от мелких рассеянных до крупных массивных,

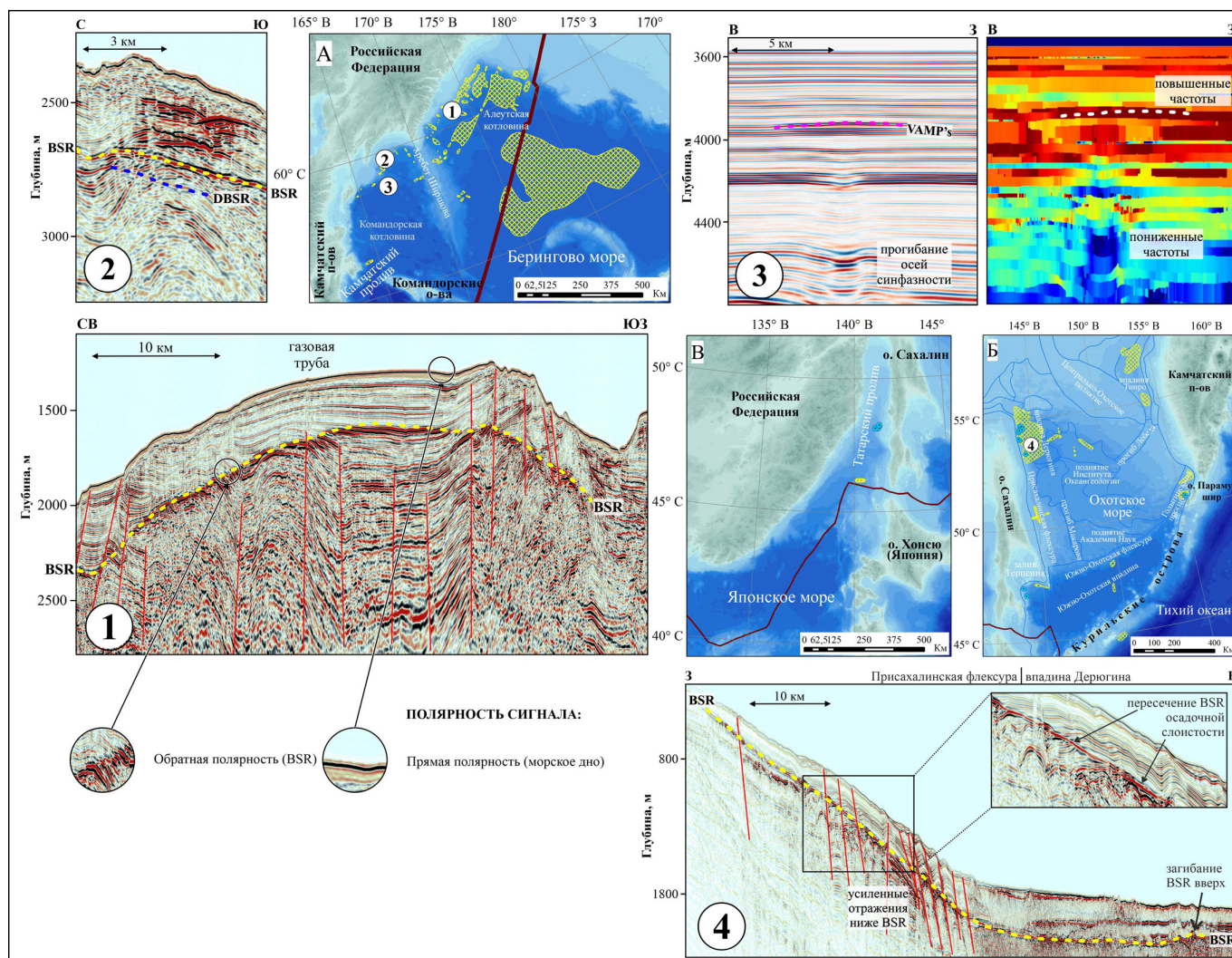


Рис. 4. Скопления фильтрогенных газовых гидратов в Дальневосточных морях России; цифры в кружках – положение гидратобусловленных аномалий, представленных на фрагментах сейсмических разрезов. Условные обозначения см. на рис. 3.

так и в деформированных алевроито-глинистых отложениях на периферии диапировых структур в виде отдельных пластинок. Всего в акватории Черного моря имеется информация о 64 грунтовых станциях, где газовые гидраты наблюдались в кернах при геологическом пробоотборе, часть из них расположена в ИЭЗ (рис. 5А).

В акватории Черного моря выявлены и закартированы многочисленные газогидратообусловленные аномалии: BSR (рис. 5А, фрагменты сейсмических разрезов 1 и 3), DBSR и VAMP's (рис. 5А, фрагмент сейсмического разреза 2). Под VAMP's наблюдается аномалия типа «просадка» – оси синфазности прогибаются из-за высокого газонасыщения. На всём протяжении вала Шатского наблюдается большое число разрывных нарушений, являющихся флюидопроводниками, доходящими до ЗСГГ. К этим разрывным нарушениям приурочено множество ярких пятен и аномалии типа «просадка». Общая протяжённость всех идентифицированных аномалий составила 1483 км, гидратообусловленные аномалии наблюдаются при глубинах моря 800–2100 м, а их поддонные глубины меняются от 130 до 600 м.

В глубоководной части южной впадины Каспийского моря (глубина воды около 490 м) известны скопления газовых гидратов, приуроченные к грязевым вулканам.

Однако в пределах ИЭЗ России признаков газовых гидратов не выявлено. Российский сектор характеризуется слабой изученностью и небольшой площадью ПГА (рис. 5Б).

**Локальные оценки количества метана
в субаквальных скоплениях газовых гидратов
(аналог категории Дл)**

Начиная с первых детальных исследований отдельных скоплений газовых гидратов, их ресурсные оценки, основанные на данных прямых наблюдений гидратов в кернах и их признаков, представляли наибольший интерес, поскольку именно на данных о содержании газовых гидратов в керне (или гидратонасыщении отложений) и геометрии скоплений газовых гидратов и продуктивных горизонтов в их пределах должны быть основаны оценки ресурсов газовых гидратов. Для выполнения локальных оценок количества метана в скоплениях газовых гидратов, кроме данных по гидратосодержанию (гидратонасыщению) необходима следующая информация: термобарические условия в пределах скопления, данные о тепловом потоке из недр, форма и размер скопления (в основном, по данным сейсморазведки или гидроакустических съемок), тип скопления (придонные, непридонные, фильтрогенные или криогенетические). Таким образом, методика

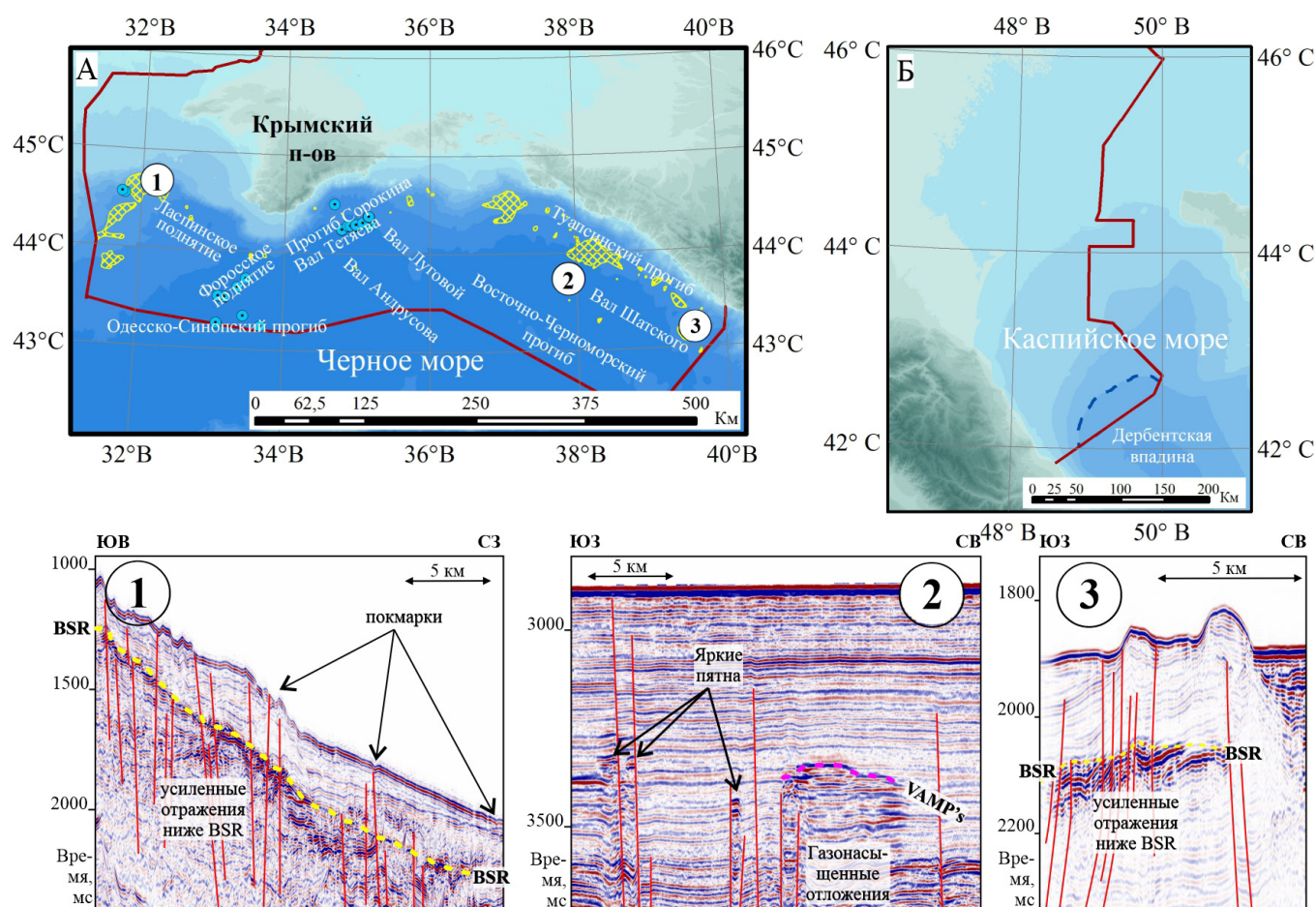


Рис. 5. Скопления фильтрогенных газовых гидратов в российском секторе Черного моря (А) и граница ПГА в ИЭЗ России в Каспийском море (Б); цифры в кружках – положение гидратобусловленных аномалий, представленных на фрагментах сейсмических разрезов. Условные обозначения см. на рис. 3.

локальных оценок определяется типом скопления и имеющейся геологической информацией по тому или иному газогидратоносному объекту. В первую очередь, это сейсморазведочные данные и материалы грунтового проботбора или бурения, а также данные геотермических измерений в скважинах или зондирований. Скопления газовых гидратов, обеспеченных полным набором требуемых данных, в пределах российских акваторий практически нет; относительно хорошо изученных около десятка, и все они приурочены к очагам разгрузки газа (придонные скопления). Данный тип фильтрогенных скоплений отлично локализуется по данным гидроакустических исследований (гидролокация бокового обзора, многолучевой эхолот, гидроакустика и CTD-зондирования водной толщи), контролируется морфологией самого очага разгрузки УВ, легкодоступен для отбора кернов и может быть охарактеризован данными геотермии зондовым методом. При современной степени изученности метод удельных плотностей представляется вполне адекватным для локальных оценок. Скопления этого типа закартированы и оценены в акваториях Черного и Охотского морей.

Всего в ходе количественной оценки были учтены 26 придонных скопления газовых гидратов в Черном и Охотском морях, для которых установлены форма и размер контролируемых их структур. Анализ удельных содержаний газа в 11 хорошо изученных придонных скоплениях показал, что они варьируют в пределах от 0,01

до 7,4 млрд $\text{м}^3/\text{км}^2$ (табл. 2) при среднем $q_{\text{пл}}$ 1,6 млрд $\text{м}^3/\text{км}^2$. Величина $q_{\text{пл}}$ умножалась на площадь придонных скоплений для получения $Q_{\text{пл}}$. Ресурсы газа, находящиеся в форме фильтрогенных газовых гидратов в придонных скоплениях, варьируют в диапазоне 0,1–13 млрд м^3 . Суммарное количество метана в 26 изученных придонных скоплениях оценено величиной 69 млрд м^3 .

Оценки прогнозируемого количества газа в выявленных скоплениях варьируют в пределах 0,05–14 млрд куб. м.

Скопления фильтрационного генезиса в условиях расщепленной фильтрации (непридонные) на российских акваториях на 01.01.2024 г. бурением не вскрывались. Исключение составляет сообщение (Петровская и др., 1989) об обнаружении газовых гидратов в глубоководной части Берингова моря (при глубине моря 2110 м) на поддонной глубине 610 м в миоценовых терригенных отложениях, где был выявлен 10–15-метровый газогидратоносный горизонт. Подтверждающих фактических материалов о размерах структуры и данных о величине гидратосодержания не приводится.

Для количественной оценки выполнен анализ опубликованных работ по наиболее хорошо изученным скоплениям субаквальных газовых гидратов Мирового океана с установленными величинами плотности ресурсов газогидратов на основании данных бурения или сейсмостратиграфического анализа (табл. 3). Результаты 14 определений гидратонасыщения в непридонных скоплениях и площадях

гидратоносных структур позволили получить значения удельного содержания гидратного газа на единицу площади, варьирующие от 0,3 до 1,4 млрд м³/км² при среднем значении $q_{г2}$ 0,83 млрд м³/км², которое и было использовано в расчетах. Площадь скоплений определялась на основе сейсморазведочных данных о площади распространения BSR (143 скопления) и VAMP's (31 скопление). В целом, скопления, приуроченные к VAMP's аномалиям, характеризуются как меньшими размерами, так и меньшими ресурсами – максимальная оценка 6012 млрд м³ рассчитана для крупного скопления, приуроченного к целому полю VAMP's структур в центральной части Алеутской котловины (рис. 4А). Общее количество метана в газовых гидратах непридонных скоплений ($Q_{г1}$) варьирует в очень широком диапазоне, изменяясь от 0,03 до 6829 млрд м³. Это обусловлено как размером локальных газогидратоносных структур, так и кондиционностью имеющихся сейсмических данных для оконтуривания скоплений, так как некоторые из них пересекаются всего одним сейсмопрофилем. Можно полагать, что при сгущении сети сейсмических профилей, размеры таких скоплений могут быть пересмотрены в сторону увеличения.

Результатом исследований, включающих интерпретацию цифровых материалов сейсморазведки, грунтового проботбора и анализа данных опубликованных работ по скоплениям субаквальных газовых гидратов, явилось создание банка субаквальных скоплений газогидратов российских морей, для которых выполнены локальные оценки количества метана в газовых гидратах. Прогнозируемые ресурсы $Q_{г1}$ (аналог категории Дл) оценены в 203 скоплениях газовых гидратов фильтрогенного типа, выявленных в ИЭЗ Российской Федерации. Суммарный объем газа, находящийся в форме метановых гидратов в изученных скоплениях, относимых к категории, аналогичной Дл, оценен величиной около 120 трлн м³. Распределение прогнозируемых ресурсов метана газовых гидратов этой категории по акваториям представлено диаграммой (рис. 6А). На диаграмме для каждой акватории показано количество выявленных скоплений (цветные цифры) и прогнозируемое в этих скоплениях суммарное количество гидратного метана (черные цифры). Ресурсы метана в самых крупных непридонных скоплениях (более 40 скоплений) по рангу

сопоставимы с запасами газа в крупных и уникальных (более 30 скоплений) месторождениях традиционного газа (рис. 6Б). Уникальные и крупные скопления выявлены в акваториях морей Лаптевых, Берингова и Охотского. Ресурсы газа в скоплениях газовых гидратов фильтрогенного типа в очагах разгрузки флюидов сопоставимы с ресурсами газа в очень мелких, мелких и средних месторождениях традиционного газа (рис. 6Б).

Газогидратные резервуары российских морей

Поскольку ключевым условием существования гидратов в морских отложениях является наличие зоны их стабильности – части литосферы, в которой ранее образованные гидраты могут находиться в стабильном состоянии, практически задача надрегионального прогноза условий газогидратоносности сводилась к картированию распространения зоны стабильности газовых гидратов и вычислению ее мощности и площадного распространения. Мощность ЗСГГ фильтрационного происхождения, наряду со сведениями о мощности осадочных отложений в ее пределах, а также данными по BSR и сейсмостратиграфии позволяет охарактеризовать газогидратные резервуары – т.е. получить сведения об их вертикальной изменчивости, приуроченности к определенным морфоструктурам на шельфе, континентальном склоне и подножии, а также возрасте слагающих газогидратный резервуар отложений (рис. 7).

Остановимся на понятии «газогидратный резервуар», используемом в нашей работе, которое отличает газогидратоносные объекты от традиционных газоносных. «Газогидратный резервуар» рассмотрен ранее в работе (Матвеева, 2018) в сравнении с термином «природный резервуар», введенным И.О. Бродом (1951) как «естественным вместилищем для нефти, газа и воды (внутри которого может происходить циркуляция подвижных веществ), форма которого обуславливается соотношением коллектора с вмещающими его (коллектор) плохо проницаемыми породами».

Гидратные резервуары имеют ряд отличий от резервуаров традиционных углеводородов: они не только не подразумевают наличие непроницаемых покрышек, но и напротив должны характеризоваться наличием

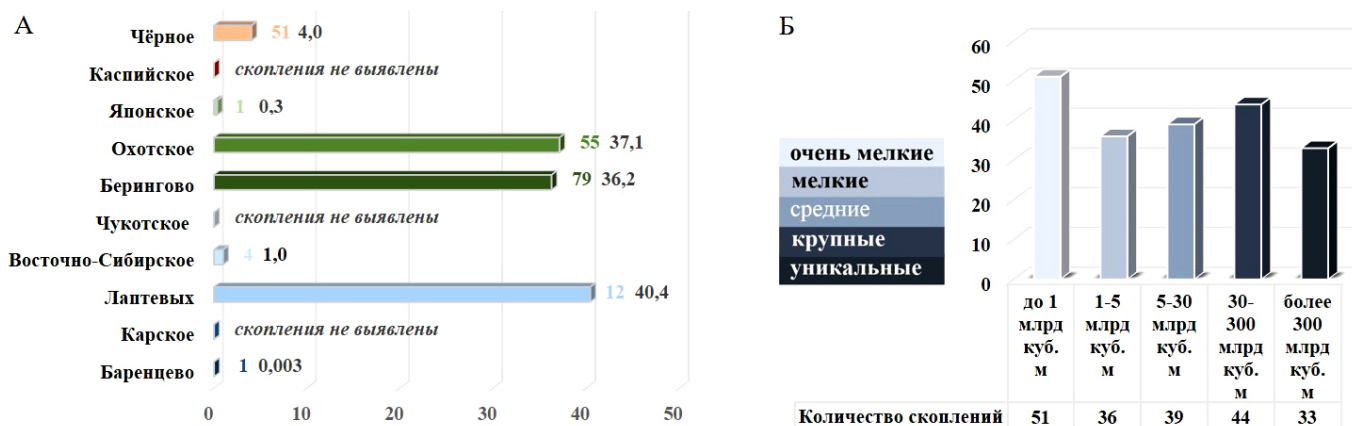


Рис. 6. Гистограммы распределения (А) суммарных локальных оценок (аналог категории Дл) прогнозируемого количества метана в скоплениях газовых гидратов фильтрогенного происхождения российских акваторий (черные цифры, трлн м³); цветные цифры напротив столбиков – количество выявленных скоплений; (Б) ранжирование скоплений газовых гидратов по величине ресурсов по аналогии с запасами месторождений «традиционного» газа



Рис. 7. Разрез по профилю СВ Сахалин – Камчатка через газогидратный резервуар в Охотском море; зеленым показана ЗСГГ, красная линия – скопление гидратов, маркируемое BSR; белые ромбики представляют положение придонных скоплений газовых гидратов в очагах разгрузки газа

флюдопроводящих зон. Роль «флюидоупора» применительно к резервуару газовых гидратов играет зона гидратообразования – тот интервал разреза, где растворимость метана соответствует и превышает предел его растворимости при данных температуре и давлении. В упрощенном варианте газогидратный резервуар – пространственно ограниченный интервал осадочного разреза, где существуют условия для аккумуляции природных газов в количестве, достаточном для пересыщения поровых вод газом в равновесии с гидратом, а также для образования и длительного сохранения гидратов газа (рис. 7). Гидратный резервуар ограничивается не вещественными (или материальными) границами, в качестве которых в традиционном нефтегазовом резервуаре или по терминологии И.О. Брода «природном резервуаре» выступают покрывки, а физическими, температурными и химическими полями, которые в совокупности определяют геометрию ЗСГГ, а также условиями проницаемости, обеспечивающими восходящую фильтрацию гидратообразующих газа и воды в эту зону (Матвеева, 2018).

Напротив, при наличии плохо проницаемых горизонтов ниже зоны стабильности, образования гидратов в недрах происходить не будет из-за отсутствия количества газа, достаточного для пересыщения поровых растворов. Кроме этого, образование гидратов, хотя и контролируется гранулометрическим составом вмещающих их отложений, т.е. наиболее благоприятно в отложениях с хорошими коллекторскими свойствами, может иметь место и в тонкозернистых глинистых отложениях, не являющихся коллекторами в традиционном понимании этого термина.

Газогидратный резервуар характеризуется типом вмещающих гидраты отложений и их возрастом и условиями их накопления; условиями фильтрации (например, восходящая, рассредоточенная, концентрированная), типом гидратовыделения; емкостью; условиями залегания и гидродинамическими условиями, и, наконец, термобарическими условиями.

Исходя из данных о положении BSR и грунтового прободоотбора, газогидратные резервуары российских морей в общем случае локализованы в кайнозойских отложениях и подразделяются на верхний (голоценовый) и нижний (плейстоцен-олигоценный) интервалы. В верхнем интервале, от морского дна до приблизительно 50 м поддонных глубин локализуются придонные скопления газовых гидратов (рис. 8).

Здесь в условиях очаговой разгрузки углеводородов достигается максимальное переохлаждение и фильтрационный напор, что приводит к максимальному пересыщению поровых вод газом и выпадению его избытка в виде гидратов. Скопления гидратов, формирующиеся в верхнем интервале, отличаются мелкими размерами и приурочены к голоценовым отложениям.

Анализ данных по хорошо изученным скоплениям Мирового океана показал, что при значительно меньшей площади газогидратоносных структур, максимальные удельные плотности гидратного метана в придонных скоплениях в 5 раз превышают эту величину в непридонных скоплениях (табл. 2 и 3). При этом минимальные удельные плотности в непридонных скоплениях в 30 раз больше таковых в скоплениях, формирующихся в очагах разгрузки флюидов. Все это, по-видимому, связано с особенностями газогидратных резервуаров в придонных скоплениях, где из-за максимального переохлаждения и пересыщения поровых вод метаном возникает максимальное давление гидратообразования, что и выражается в значительных величинах удельных плотностей ресурсов.

В газогидратных резервуарах нижнего интервала в диапазоне поддонных глубин 250–1200 м формируются скопления гидратов непридонного типа. Большая часть изученных скоплений приурочена к терригенным отложениям плиоцена, почти вдвое реже распространены они в равной степени в миоценовых и плейстоценовых отложениях.

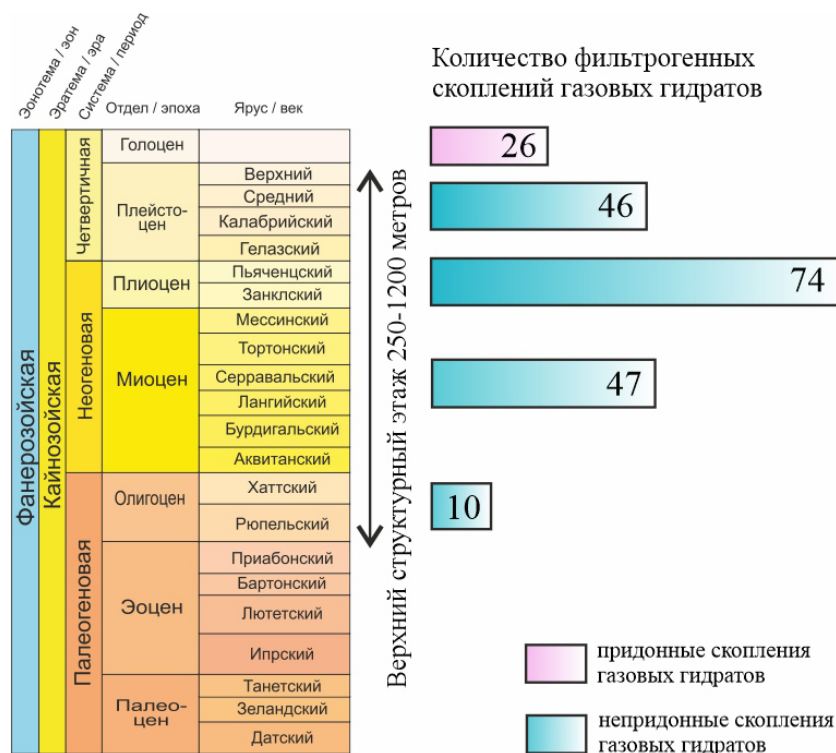


Рис. 8. Стратиграфическая приуроченность газогидратных резервуаров фильтрационного происхождения. Стрелками показан нижний интервал газогидратного резервуара, к которому приурочены непридонные скопления.

Под газогидратным резервуаром в данной работе мы подразумеваем объем осадочного выполнения ЗСГГ, характеризующийся мощностью отложений более 500 м, вмещающих скопления газовых гидратов. Элементами газогидратного резервуара являются ЗСГГ, зона гидратообразования, вмещающие гидраты отложения с присущими им литологическими свойствами и собственно скопления, характеризующиеся определенной геометрией и гидратонасыщением (рис. 7).

Объемы газогидратных резервуаров в изученных акваториях варьируют в широких пределах (0,02–114 трлн м³). Наибольшими объемами газогидратных резервуаров отличаются моря Берингово, Лаптевых и Охотское (114, 91 и 85 трлн м³ соответственно (табл. 3, рис. 2)). При этом объем газогидратного резервуара в Беринговом море в 3,7 раза больше, чем в Японском, и в 1,3 раза больше, чем в Охотском море, что обусловлено как большей площадью самого Берингова моря, так и большей средней мощностью зоны стабильности газовых гидратов в его пределах. Общий объем газогидратных резервуаров российских акваторий оценен величиной более 520 трлн м³ (исключая криогенные газовые гидраты на арктических шельфах).

Рассчитана доля метана газовых гидратов, на которую приходится объем газогидратных резервуаров каждого элемента районирования. Наибольшее количество газовых гидратов и их доля в объеме осадочного выполнения резервуаров прогнозируется в резервуарах морей Берингова, Охотского и Лаптевых, составляя 47,7, 24,8 и 27,3% соответственно.

Заключение

В статье представлены результаты количественной оценки прогнозируемых ресурсов субаквальных газовых

гидратов фильтрационного генезиса в пределах исключительной экономической зоны морей России и на озере Байкал по состоянию на 01.01.2024 г. на трех различных уровнях – общероссийском, региональном (в отдельных акваториях) и локальном – в изученных скоплениях.

Выполненные работы позволили впервые с достаточной степенью достоверности и детальности охарактеризовать ресурсный потенциал подводных газовых гидратов российских акваторий. Работы по выявлению и картированию скоплений газовых гидратов по данным сейсморазведки многократно повысили изученность российских морей в отношении газовых гидратов и позволили обособить их ресурсную базу.

Еще одним важным итогом количественной оценки стало районирование по перспективности на газовые гидраты и выделение новых перспективных газогидратных областей – Баренцевоморской и Лаптевоморской (наряду с известной ранее Охотоморской провинцией), потенциал которых ранее оценивался лишь на качественном уровне и был недооценен.

Выявлен целый ряд уникальных по величине ресурсов скоплений газовых гидратов в Беринговом, Охотском морях и море Лаптевых, которые требуют дальнейшего детального изучения.

Введено определение «газогидратного резервуара», рассчитаны вариации его мощностей в российских морях и определена стратиграфическая привязка скоплений к плейстоцен-олигоценным отложениям. Впервые оценены объем газогидратных резервуаров всех российских акваторий, достигающий 520 трлн м³, и доля ресурсов газовых гидратов в нем, составляющая в среднем 10%.

Количество метана в газовых гидратах фильтрационного генезиса акваторий России на региональном уровне

(аналог Д1+Д2) оценено величиной 147 трлн м³, а суммарные ресурсы локальных объектов (аналог категории Дл) составили около 120 трлн м³. Наибольший вклад в ресурсную базу локальных объектов вносят крупные непридонные скопления. Несмотря на то, что количество учтенных придонных скоплений намного меньше, чем на самом деле, даже увеличение их числа на порядок не внесет существенных изменений в ресурсную базу из-за их значительно меньшего ресурсного потенциала.

Полученные результаты оказались величиной того же порядка, что и в оценке (Walsh et al., 2009), в которой на долю территорий бывшего СССР отводится 112 трлн м³ метана гидратов, аккумулированных в коллекторах с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (по-видимому, не дифференцировано на морские и континентальные).

Финансирование

Публикация статьи поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-10-2022-011 в рамках программы развития НЦМУ.

Литература

- Богоявленский В.И., Янчевская А.С., Богоявленский И.В., Кишанков А.В. (2018). Газовые гидраты на акваториях циркум-арктического региона. *Арктика: экология и экономика*, 3(31). DOI: 10.25283/2223-4594-2018-3-42-55
- Брод И.О. (1951). Залежи нефти и газа (Формирование и классификация). М.-Л.: Гостоптехиздат.
- Геология и полезные ископаемые шельфов России (атлас). (2004). М.: Научный мир, 108 с.
- Геоморфология Байкала, карта. Осадочные образования. (1993). Часть 2. Байкал. Атлас. http://irkipedia.ru/content/geomorfologiya_baykala_karta_osadochnye_obrazovaniya_chast_2_baykal_atlas_1993_g?ysclid=lgvj2v2aq723805276
- Гинсбург Г.Д., Соловьев В.А. (1990). Геологические модели газогидратообразования. *Литология и полезные ископаемые*, 2, с. 76–87. EDN: BEZURY
- Гинсбург Г.Д., Соловьев В.А. (1994). Субмаринные газовые гидраты. СПб.: ВНИИОкеангеология.
- Глумов И.Ф., Гулев В.Л., Карнаухов С.М., Сенин Б.В. (2014). Региональная геология и перспективы нефтегазоносности Черноморской глубоководной впадины и прилегающих шельфовых зон. Части 1 и 2. М.: Недра, 460 с.
- Глумов И.Ф., Маловичкий Я.П., Новиков А.А., Сенин Б.В. (2004). Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 342 с. EDN: QKEKXV
- Карнаух В.Н., Карп Б.Я. (2002). Японское море. Мощность осадочного чехла (1) и поверхностного акустического фундамента (2). Карта масштаба 1:7 500 000. Лист 3-24. В атласе Геология и полезные ископаемые шельфов России. М.: ГЕОС, 425 с.
- Маргулис Л.С., Ведров И.А., Боровиков И.С. (2012). Карта перспектив нефтегазоносности по плотности извлекаемых ресурсов УВ категории C₃ + D территории и шельфов морей Дальнего Востока м-ба 2:2 500 000. ФГУП ВНИГРИ.
- Матвеева Т.В. (2018). Образование гидратов углеводородных газов в субаквальных обстановках. Сб.: Мировой океан. Т. 3: Твердые полезные ископаемые и газовые гидраты в океане. М.: Научный мир, с. 586–697.
- Матвеева Т.В., А.А. Семёнова, Н.А. Щур, Е.А. Логвина, О.В. Назарова (2017). Перспективы газогидратоносности Чукотского моря. *Записки Горного института*, 226, с. 387–396. DOI: 10.25515/PMI.2017.4.387
- Матвеева Т.В., Логвина Е.А., Назарова О.В. (2024). Газовые гидраты акваторий: методы и результаты ресурсных оценок. *Геология нефти и газа*, (3), с. 81–96. DOI 10.47148/0016-7894-2024-3-81-96
- Матвеева Т.В., Соловьев В.А. (2003). Газовые гидраты Охотского моря: закономерности формирования и распространения. *Российский химический журнал*, 47(3), с. 101–111. EDN: VRJWON

Матвеева Т.В., Щур Н.А., Щур А.А., Смирнов Ю.Ю. (2024). Программный комплекс для расчета параметров зоны стабильности субаквальных газовых гидратов «MAGine GAs hydrate Stability forecast» (MAGAS). Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №RU2024680251 Российская Федерация. Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И.С. Грамберга

Международная тектоническая карта Каспийского моря и его обрамления (2001). Под ред. Хаин В.Е., Богданов Н.А. М.: Институт литосферы окраинных и внутренних морей РАН.

Морская доктрина Российской Федерации (2022). Утверждена Указом Президента Российской Федерации 2022 г. от 31.07. № 512.

Назаров В. И. (1989). Экономические проблемы освоения ресурсов нефти и газа. М., Недра, с. 165.

Перлова Е.В. (2011). Нетрадиционные газовые ресурсы (гидратные, угольные и сланцевые газы) – мировой опыт и перспективы освоения для России. *Научно-технический сборник Вести газовой науки*, 3(8), с. 32–38. EDN: RTWZCT

Петровская Н.А., Грецкая Е.В. (2009). Новое открытие газогидратов в Беринговоморском регионе. *Материалы XVIII Международной научной конференции (Школы) по морской геологии*. Москва.

Скоробогатов В.А., Перлова Е.В. (2014). Потенциальные ресурсы нетрадиционного газа недр России (суша и шельф) и перспективы их промышленного освоения до 2050 г. *Геология нефти и газа*, (5), с. 48–57. EDN: SXTGZX

Смирнов Ю.Ю., Матвеева Т.В., Чазов А.О. (2025). Криогенные газовые гидраты на арктических шельфах – особенности прогноза и ресурсные оценки. *Георесурсы*, 27(3). <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.25>

Соловьев В.А. (2002). Глобальная оценка количества газа в субмаринных скоплениях газовых гидратов. *Геология и геофизика*, 43(7), с. 648–661. EDN: NFVDLA

Троцкий В.Я. (1982). Прогноз нефтегазоносности акваторий. М.: Недра, 201 с.

Щур А.А., Матвеева Т.В., Щур Н.А., Ахманов Г.Г., Соловьева М.А. (2024). Оценка количества метана в газовых гидратах озера Байкал методом Монте-Карло. *Газовые гидраты – энергия будущего: материалы Первой Российской газогидратной конференции (РГК I)*. СПб.: ВНИИОкеангеология, с. 376–371, DOI 10.24412/cl-37274-2024-1-366-371

Щур А.А., Матвеева Т.В., Бочкарев А.В. (2021). Использование ГИС-технологий при картировании потенциально газогидратоносных акваторий. *Геология нефти и газа*, (3). DOI: 10.31087/0016-7894-2021-3-0-0

Щур Н.А., Щур А.А., Матвеева Т.В., Смирнов Ю.Ю. (2024). Программа для расчета условий стабильности газовых гидратов в морских отложениях «VNIIO_GHSZ». Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №RU2024680173 Российская Федерация. Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И.С. Грамберга.

Barth G.A., Scholl D.W., Childs J.R. (2004). Quantifying the Methane Content of Natural Gas and Gas Hydrate Accumulations in the Deep-Water Basins of the Bering Sea. *AAPG Hedberg Conference “Gas Hydrates: Energy Resource Potential and Associated Geologic Hazards”*. September 12–16, Vancouver, BC, Canada, pp. 1–4.

Bochkarev A.V., Smirnov Yu.Yu. and Matveeva T.V. (2023). Heat Flow at the Eurasian Margin: A Case Study for Estimation of Gas Hydrate Stability. *Geotectonics*, 57(1), p. 136. DOI: 10.1134/s0016852123070026

Bogoyavlensky V., Yanchevskaya A., Kishankov A. (2021). Forecast of Distribution and Thickness of Gas Hydrate Stability Zone at the Bottom of the Caspian Sea. *Energies*, 14, 6019. <https://doi.org/10.3390/en14196019>

Bohrmann G., Ivanov M., Foucher J.-P., Spiess V., Bialas J., Greinert J., Weinreb W., Abegg F., Aloisi G., Artemov Y., Blinova V., Drews M., Heidensdorf F., Krabbenhoft A., Klauke I., Krastel, Leder T., Polikarpov I., Saburova M., Schmale O., Seifert R., Volkonskaya A., Zillmer M. (2003). Mud volcanoes and gas hydrates in the Black Sea: new data from Dvurechenskii and Odessa mud volcanoes. *Geo-Marine Letters*, 23, pp. 239–249. DOI: 10.1007/s00367-003-0157-7

Bohrmann G. (2011). Origin and structure of methane, gas hydrates and fluid flows in the Black Sea. Report and preliminary results of RV MARIA S. MERIAN Cruise MSM 15/2, Istanbul (Turkey) – Piraeus (Greece), 10 May – 2 June 2010. Berichte, Fachbereich Geowissenschaften, Universität Bremen, Bremen, No. 278, 130 p.

Collett T.S. (1995). Gas hydrate resources of the United States. Gautier D.L. et al. (eds), National assessment of United States oil and gas resources on CD-ROM. U.S. Geological Survey Digital Data Series 30.

Collett T.S., Ladd J. (2000). Detection of gas hydrate with downhole logs and assessment of gas hydrate concentrations (saturations) and gas volumes on

the Blake Ridge with electrical resistivity log data. In: Paull, C.K., Matsumoto, R., Wallace, P.J., and Dillon, W.P. (eds.). *Proceeding ODP, Scientific Results*, 2000, 164: College Station, TX (Ocean Drilling Program).

De Lange G.J., Brumsack H.-J. (1998). The occurrence of gas hydrates in Eastern Mediterranean mud dome structures as indicated by pore-water composition. *Gas Hydrates: Relevance to World Margin Stability and Climate Change*. Geological Society, London, Special Publications. <https://doi.org/10.1144/gsl.sp.1998.137.01.14>

Feseker T., Pape T., Wallmann K., Klapp S.A., Schmidt-Schierhorn F., Bohrmann G. (2009). The thermal structure of the Dvurechenskii mud volcano and its implications for gas hydrate stability and eruption dynamics. *Marine and Petroleum Geology*, 26, pp. 1812–1823. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2009.01.021>

Frye M. (2008). Preliminary evaluation of in-place gas hydrate resources: Gulf of Mexico outer continental shelf, OCS Report MMS, 4, 94.

Geological Processes in the Mediterranean and Black Seas and North East Atlantic (2001). Kenyon N.H., Ivanov M.K., Akhmetzhanov A.M., Akhmanov G.G. (eds). Preliminary results of investigations during the TTR-11 cruise of RV Professor Logachev, July–September, IOC Technical Series No. 62, UNESCO 2002, 123 p.

Ginsburg G.D., Milkov A.V., Soloviev V.A. et al. (1999). Gas hydrate accumulation at the Håkon Mosby Mud Volcano. *Geo-Marine Letters*, 19, pp. 57–67. <https://doi.org/10.1007/s003670050093>

Hyndman R.D., Spence G.D. (1992). A seismic study of methane hydrate marine bottom simulating reflectors. *Journal of Geophysical Research – Solid Earth*, 97, pp. 6683–6698. <https://doi.org/10.1029/92JB00234>

Ivanov M.K., Limonov A.F., Tj. van Weering (1996). Comparative characteristics of the Black Sea and Mediterranean Ridge mud volcanoes. *Marine Geology*, 132, pp. 253–271. [https://doi.org/10.1016/0025-3227\(96\)00165-X](https://doi.org/10.1016/0025-3227(96)00165-X)

Khlystov, O.M., De Batist, M., Minami, H., Hachikubo, A., Khabuev, A.V., Kazakov, A.V. (2022). The Position of Gas Hydrates in the Sedimentary Strata and in the Geological Structure of Lake Baikal. In: Mienert, J., Berndt, C., Tréhu, A.M., Camerlenghi, A., Liu, C.S. (eds) *World Atlas of Submarine Gas Hydrates in Continental Margins*. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-030-81186-0_39

Klitzke P., Luzi-Helbing M., Schicks J.M. Cacace M, et al. (2016). Gas Hydrate Stability Zone of the Barents Sea and Kara Sea Region. *Energy Procedia*, 97, pp. 302–309. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.005>

Lellouche J.-M., Greiner E., Romain B.-D. et al. (2021). The Copernicus Global 1/12° oceanic and sea ice GLORYS12 reanalysis. *Front. Earth Sci.*, (9), 698876. <https://doi.org/10.3389/feart.2021.698876>

Mathews M.A., von Huene R. (1985). Site 570 methane hydrate zone, in von Huene, R., Aubouin, J., and others, *Initial Reports of the Deep Sea Drilling Project*: U.S. Government Printing Office, Washington, D.C., 84, pp. 773–790.

Matveeva T., Mazurenko L., Kulikova M., Beketov E., Blinova V., Ivanov M., Stadnitskaya A., T.C.E. van Weering (2007). Resource potential of gas hydrate-bearing mud volcanoes in the Gulf of Cadiz. EGU General Assembly Abstracts. Vienna, Austria. EGU2007-A-07142.

Matveeva T., Soloviev V., Shoji H., Obzhairov A. (eds) (2005). Hydro-Carbon Hydrate Accumulations in the Okhotsk Sea (CHAOS Project Leg I and Leg II). Report of R/V Akademik M. A. Lavrentyev Cruise 31 and 32, VNIIOkeangeologia, St. Petersburg, 164 p.

Matveeva T.V., Mazurenko L.L., Soloviev V.A., Klerkx J., Kaulio V.V., Prasolov E.M. (2003). Gas hydrate accumulation in the subsurface sediments of Lake Baikal (Eastern Siberia). *Geo-Marine Letters*, 23, pp. 289–299. <https://doi.org/10.1007/s00367-003-0144-z>

Matveeva T.V., Mazurenko L.L. (2008). Gas budget in shallow-sediment gas hydrate accumulations based on the field evidences. *The International Conference “Minerals of the ocean-4”*. St. Petersburg, VNIIOkeangeologia, pp. 129–130.

Matveeva T., Suprunenko O., Krylov A. (2010). Conventional and unconventional hydrocarbon resources of the Russian Arctic. *Abstracts and Proceedings of the Geological Society of Norway*. Arctic Days 2010. Tromsø, Norway, May 31–June 4.

Methane Hydrate Research and Development Act of 2000 (2000). Public Law No: 106-193.

Pang XQ., Chen ZH., Jia CZ. et al. (2021). Evaluation and re-understanding of the global natural gas hydrate resources. *Pet. Sci.* 18, pp. 323–338. <https://doi.org/10.1007/s12182-021-00568-9>

Prakash A. (2017). Gas hydrate occurrences in the Andaman deep water basin. SPG, India, Jaipur 2017: 25 Years of Energizing Exploration. *Conference & Exposition at JECC Jaipur*, 17th–19th November, 2017.

Ryu B.J., Collett T.S., Riedel M., Kim G.Y., Chun J.-H., Bahk J.-J., Lee J.Y., Kim J.-H., Yoo D.-G. (2013). Scientific Results of the Second Gas Hydrate Drilling Expedition in the Ulleung Basin (UBGH2). *Marine and Petroleum Geology*, 47, pp. 1–20. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.07.007>

Scholl D.W., Hart P.E. (1993). Velocity and amplitude structures on seismic-reflection profiles – possible massive gas-hydrate deposits and underlying gas accumulations in the Bering Sea basin. In Howell, D.G., ed., *The Future of Energy Gases*: U.S. Geological Survey Prof. Paper 1570, pp. 331–351.

Senger K., Bünz S., Mienert J. (2010). First-Order Estimation of In-Place Gas Resources at the Nyegga Gas Hydrate Prospect, Norwegian Sea. *Energies*, 3(12), pp. 2001–2026. <https://doi.org/10.3390/en3122001>

Shoji H., Soloviev V., Matveeva T., Mazurenko L., Minami H., Hachikubo A., Sakagami H., Hyakutake K., Kaulio V., Gladysch V., Logvina E., Obzhairov A., Baranov B., Khlystov O., Biebow N., Poort J., Jin Y., Kim T. (2005). Hydrate-bearing structures in the Sea of Okhotsk. *Eos*, 86(2), pp. 13–24. <http://dx.doi.org/10.1029/2005EO020001>

Sloan E.D. (1998). *Clathrate Hydrates of Natural Gases*. New-York, Dekker.

Soloviev V.A., Matveeva T.V., Kaulio V.V., Mazurenko L.L. (2000). Gas Hydrate Accumulations and Global Estimation of Methane Content in Submarine Gas Hydrates. 2000 *Western Pacific Geophysics Meeting*. June 27–30, Tokyo, Japan. Published as a supplement to Eos, Transactions American Geophysical Union, American Geophysical Union, Washington, DC, USA, 81(22), pp. 67–68.

Suess E., von Huene R., et al. (1988). *Proc. ODP, Init.Repts*, 112. College Station, TX (Ocean Drilling Program)

Taladay K., Boston B., Moore G. (2017). Gas-In-Place Estimate for Potential Gas Hydrate Concentrated Zone in the Kumano Basin, Nankai Trough Forearc, Japan. *Energies*, 20(10). <https://doi.org/10.3390/en10101552>

Wagner-Friedrichs M., Bulgay E., Keil H., Krastel S., Bohrmann G., Ivanov M., Spiess V. (2007). Gas seepage and gas/fluid migration associated with the canyon-ridge system offshore Batumi (Georgia, south-eastern Black Sea) inferred from multichannel seismic data. Chapter 4 from the Dissertation, Bremen.

Walsh M.R., Hancock S.H., Wilson S.J., Patil S.L., Moridis G.J., Boswell R., Collett T.S., Koh C.A., Sloan E.D. (2009). Preliminary report on the commercial viability of gas production from natural gas hydrates. *Energy Economics*, 31(5), pp. 815–823. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2009.03.006>

Сведения об авторах

Татьяна Валерьевна Матвеева – кандидат геол.-минерал. наук, ученый секретарь, Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И. С. Грамберга
Россия, 190121, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 124
e-mail: t.matveeva@vniio.ru

Ольга Викторовна Назарова – ведущий инженер, Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И. С. Грамберга
Россия, 190121, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 124
e-mail: o.nazarova@vniio.ru

Артем Олегович Чазов – ведущий инженер, Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И. С. Грамберга
Россия, 190121, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 124
e-mail: a.chazov@vniio.ru

Анастасия Андреевна Щур – научный сотрудник, Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И. С. Грамберга
Россия, 190121, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 124
e-mail: a.shchur@vniio.ru

Статья поступила в редакцию 20.12.2024;
Принята к публикации 11.04.2025;
Опубликована 20.09.2025

Assessments of resources of gas hydrates and characteristics of hydrate reservoirs of the seas of Russia

T.V. Matveeva*, O.V. Nazarova, A.O. Chazov, A.A. Shchur

All-Russia Research Institute for Geology and Mineral Resources of the World Ocean, Saint Petersburg, Russian Federation

*Corresponding author: Tatiana V. Matveeva, e-mail: t.matveeva@vniio.ru

Abstract. The article presents the results of a quantitative assessment of the predicted resources of subaqueous gas hydrates within the exclusive economic zone of Russia and Lake Baikal as of 01.01.2024 at three different levels – global, regional and local. The assessments were carried out using the specific density method based on numerical modeling of the gas hydrate stability zone, its mapping and identification of gas hydrates based on the interpretation of a large volume of digital seismic CDP data and the results of marine sediment sampling. A total of 203 gas hydrate accumulations were identified and taken into account in the exclusive economic zone of the Russian Federation within the Barents, Laptev, East Siberian, Bering, Okhotsk, Japan and Black seas. The total volume of gas hydrate reservoirs in the Russian seas and Lake Baikal is estimated at 520 trillion km³, where the share of methane in gas hydrates averages just over 10% and the estimated global gas hydrate resource value is more than 147 trillion m³. Gas hydrate reservoirs in the seas are confined to the interval of subbottom depths from the seabed to 1250 m in the stratigraphic interval from the Holocene to the Oligocene. The largest number of accumulations are confined to the Pliocene sediments. Gas resources in gas hydrate accumulations vary from 0.1 to 6830 billion m³, corresponding in terms of resource size to traditional gas fields from very small (with reserves of less than 1 billion m³) to unique (with reserves of more than 300 billion m³).

Keywords: submarine gas hydrates, gas hydrate reservoirs, gas hydrate accumulations, exclusive economic zone of Russia, Baikal, gas hydrate-bearing provinces, gas hydrate resource assessments, specific density method, local, regional, global gas hydrate estimations

Recommended citation: Matveeva T.V., Nazarova O.V., Chazov A.O., Shchur A.A. (2025). Assessments of resources of gas hydrates and characteristics of hydrate reservoirs of the seas of Russia. *Georesursy = Georesources*, 27(3), pp. 5–24. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.1>

Acknowledgements

The publication of the article was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-10-2022-011 within the framework of the development program for a world-class Research Center.

References

Barth G.A., Scholl D.W., Childs J.R. (2004). Quantifying the Methane Content of Natural Gas and Gas Hydrate Accumulations in the Deep-Water Basins of the Bering Sea. *AAPG Hedberg Conference "Gas Hydrates: Energy Resource Potential and Associated Geologic Hazards"*. September 12–16, Vancouver, BC, Canada, pp. 1–4.

Bochkarev A.V., Smirnov Yu.Yu. and Matveeva T.V. (2023). Heat Flow at the Eurasian Margin: A Case Study for Estimation of Gas Hydrate Stability. *Geotectonics*, 57(1), p. 136. DOI: 10.1134/s0016852123070026

Bogoyavlensky V., Yanchevskaya A., Kishankov A. (2021). Forecast of Distribution and Thickness of Gas Hydrate Stability Zone at the Bottom of the Caspian Sea. *Energies*, 14, 6019. <https://doi.org/10.3390/en14196019>

Bogoyavlensky, V.I., Yanchevskaya, A.S., Bogoyavlensky, I.V., Kishankov, A.V. (2018). Gas Hydrates in the Circum-Arctic Region aquatories. *Arctic: Ecology and Economy*, 3(31), pp. 42–55. (In Russ.) DOI: 10.25283/2223-4594-2018-3-42-55

Bohrmann G. (2011). Origin and structure of methane, gas hydrates and fluid flows in the Black Sea. Report and preliminary results of RV MARIA S. MERIAN Cruise MSM 15/2, Istanbul (Turkey) – Piraeus (Greece), 10 May – 2 June 2010. Berichte, Fachbereich Geowissenschaften, Universität Bremen, Bremen, No. 278, 130 p.

Bohrmann G., Ivanov M., Foucher J.-P., Spiess V., Bialas J., Greinert J., Weinrebe W., Abegg F., Aloisi G., Artemov Y., Blinova V., Drews M., Heidersdorf F., Krabbenhoft A., Klauke I., Krastel, Leder T., Polikarpov I., Saburova M., Schmale O., Seifert R., Volkonskaya A., Zillmer M. (2003). Mud volcanoes and gas hydrates in the Black Sea: new data from Dvurechenskii and Odessa mud volcanoes. *Geo-Marine Letters*, 23, pp. 239–249. DOI: 10.1007/s00367-003-0157-7

Brod I. O. (1951) Oil and gas deposits (Formation and classification), Moscow-Leningrad: Gostoptekhizdat. (In Russ.)

Collett T.S. (1995). Gas hydrate resources of the United States. Gautier D.L. et al. (eds), National assessment of United States oil and gas resources on CD-ROM. U.S. Geological Survey Digital Data Series 30.

Collett T.S., Ladd J. (2000). Detection of gas hydrate with downhole logs and assessment of gas hydrate concentrations (saturations) and gas volumes on the Blake Ridge with electrical resistivity log data. In: Paull, C.K., Matsumoto, R., Wallace, P.J., and Dillon, W.P. (eds.). *Proceeding ODP, Scientific Results*, 2000, 164: College Station, TX (Ocean Drilling Program).

De Lange G.J., Brumsack H.-J. (1998). The occurrence of gas hydrates in Eastern Mediterranean mud dome structures as indicated by pore-water composition. *Gas Hydrates: Relevance to World Margin Stability and Climate Change*. Geological Society, London, Special Publications. <https://doi.org/10.1144/gsl.sp.1998.137.01.14>

Feseker T., Pape T., Wallmann K., Klapp S.A., Schmidt-Schierhorn F., Bohrmann G. (2009). The thermal structure of the Dvurechenskii mud volcano and its implications for gas hydrate stability and eruption dynamics. *Marine and Petroleum Geology*, 26, pp. 1812–1823. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2009.01.021>

Frye M. (2008). Preliminary evaluation of in-place gas hydrate resources: Gulf of Mexico outer continental shelf, OCS Report MMS, 4, 94.

Geological Processes in the Mediterranean and Black Seas and North East Atlantic (2001). Kenyon N.H., Ivanov M.K., Akhmetzhanov A.M., Akhmanov G.G. (eds). Preliminary results of investigations during the TTR-11 cruise of RV Professor Logachev, July–September, IOC Technical Series No. 62, UNESCO 2002, 123 p.

Geology and Mineral Resources of the Shelves of Russia (Atlas) (2004). Moscow: Nauchnyi Mir, 108 p. (In Russ.)

Geomorphology of Baikal, map. Sedimentary formations. (1993). Part 2. Baikal. Atlas. (In Russ.) http://irkipedia.ru/content/geomorfologiya_baykala_karta_osadochnye_obrazovaniya_chast_2_baykal_atlas_1993_g?ysclid=lgvj2vaq723805276

Ginsburg G.D., Soloviev V.A. (1994). Submarine gas hydrates. St. Petersburg: VNIIOkeangeologiya, 199 p. (In Russ.)

Ginsburg, G.D., Soloviev, V.A. (1990). Geological Models of Gas Hydrate Formation. *Lithology and Mineral Resources*, 2, pp. 76–87. (In Russ.)

Glumov I.F., Gulev V.L., Senin B.V., Karnaukhov S.M. (2014). Regional geology and oil and gas potential of the Black Sea deep-sea basin and adjacent shelf zones. Moscow: Nedra, 457 p. (In Russ.)

- Glumov I.F., Malovichky Ya.P., Novikov A.A., Senin B.V. (2004). Regional geology and oil and gas potential of the Caspian Sea. Moscow: Nedra-Businesscenter LLC, 342 p. (In Russ.)
- Hyndman R.D., Spence G.D. (1992). A seismic study of methane hydrate marine bottom simulating reflectors. *Journal of Geophysical Research – Solid Earth*, 97, pp. 6683–6698. <https://doi.org/10.1029/92JB00234>
- Ivanov M.K., Limonov A.F., Tj. van Weering (1996). Comparative characteristics of the Black Sea and Mediterranean Ridge mud volcanoes. *Marine Geology*, 132, pp. 253–271. [https://doi.org/10.1016/0025-3227\(96\)00165-X](https://doi.org/10.1016/0025-3227(96)00165-X)
- Karnaukh V.N., Karp B.Ya. (2002). The Sea of Japan. The thickness of the sedimentary cover (1) and the surface of the acoustic foundation (2). Map scale 1:7,500,000. Sheet 3-24. In the Atlas of Geology and minerals of the Russian shelves. Moscow: GEOS, 425 p. (In Russ.)
- Khlystov, O.M., De Batist, M., Minami, H., Hachikubo, A., Khabuev, A.V., Kazakov, A.V. (2022). The Position of Gas Hydrates in the Sedimentary Strata and in the Geological Structure of Lake Baikal. In: Mienert, J., Berndt, C., Tréhu, A.M., Camerlenghi, A., Liu, C.S. (eds) World Atlas of Submarine Gas Hydrates in Continental Margins. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-030-81186-0_39
- Klitzke P., Luzi-Helbing M., Schicks J.M. Cacace M, et al. (2016). Gas Hydrate Stability Zone of the Barents Sea and Kara Sea Region. *Energy Procedia*, 97, pp. 302–309. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.005>
- Lellouche J.-M., Greiner E., Romain B.-D. et al. (2021). The Copernicus Global 1/12° oceanic and sea ice GLORYS12 reanalysis. *Front. Earth Sci.*, (9), 698876. <https://doi.org/10.3389/feart.2021.698876>
- Margulis L.S., Vedrov I.A., Borovikov I.S. (2012). Map of oil and gas potential by density of recoverable hydrocarbon resources of category C3 + D of the territory and offshore seas of the Far East. Scale 2:2 500 000. VNIGRI. (In Russ.)
- Mathews M.A., von Huene R. (1985). Site 570 methane hydrate zone, in von Huene, R., Aubouin, J., and others, Initial Reports of the Deep Sea Drilling Project: U.S. Government Printing Office, Washington, D.C., 84, pp. 773–790.
- Matveeva T., Mazurenko L., Kulikova M., Beketov E., Blinova V., Ivanov M., Stadnitskaya A., T.C.E. van Weering (2007). Resource potential of gas hydrate-bearing mud volcanoes in the Gulf of Cadiz. EGU General Assembly Abstracts. Vienna, Austria. EGU2007-A-07142.
- Matveeva T., Soloviev V., Shoji H., Obzhirov A. (eds) (2005). Hydro-Carbon Hydrate Accumulations in the Okhotsk Sea (CHAOS Project Leg I and Leg II). Report of R/V Akademik M. A. Lavrentyev Cruise 31 and 32, VNIOkeangeologia, St. Petersburg, 164 p.
- Matveeva T.V., Logvina E.A., Nazarova O.V. (2024). Submarine gas hydrates: methods and results of resource assessment. *Geologiya nefi i gaza*, (3), pp. 81–96. (In Russ.) DOI 10.47148/0016-7894-2024-3-81-96
- Matveeva T.V. (2018). Formation of hydrates of hydrocarbon gases in subaqueous environments. Coll. papers: World Ocean. Vol. 3: Solid minerals and gas hydrates in the ocean. Moscow: Naychny mir, pp. 586–697. (In Russ.)
- Matveeva T.V., Mazurenko L.L., Soloviev V.A., Klerkx J., Kaulio V.V., Prasolov E.M. (2003). Gas hydrate accumulation in the subsurface sediments of Lake Baikal (Eastern Siberia). *Geo-Marine Letters*, 23, pp. 289–299. <https://doi.org/10.1007/s00367-003-0144-z>
- Matveeva T.V., Mazurenko L.L. (2008). Gas budget in shallow-sediment gas hydrate accumulations based on the field evidences. *The International Conference “Minerals of the ocean-4”*. St. Petersburg, VNIOkeangeologia, pp. 129–130.
- Matveeva T.V., Semenova A.A., Shchur N.A., Logvina E.A., Nazarova O.V. (2017). Prospects of gas hydrate presence in the Chukchi sea. *Journal of Mining Institute*, 226, pp. 387–396. <https://doi.org/10.25515/pmi.2017.4.387>
- Matveeva T., Suprunenko O., Krylov A. (2010). Conventional and unconventional hydrocarbon resources of the Russian Arctic. *Abstracts and Proceedings of the Geological Society of Norway*. Arctic Days 2010. Tromsø, Norway, May 31–June 4.
- Matveeva, T.V., Soloviev, V.A. (2003). Gas Hydrates of the Sea of Okhotsk: patterns of formation and distribution. *Rossiiskii Khimicheskii Zhurnal (Russian Chemistry Journal)*, 47(3), pp. 101–111 (In Russ.)
- Matveeva T.V., Shchur N.A., Shchur A.A., Smirnov Yu.Yu. (2024). Program Complex for Calculation of Subaqueous Gas Hydrate Stability Zone Parameters «MARINE GAS hydrate stability forecast» (MAGAS). Certificate of State Registration of Computer Program No. RU2024680251 Russian Federation. All-Russia Scientific Research Institute for Geology and Mineral Resources of the Ocean. (In Russ.)
- Methane Hydrate Research and Development Act of 2000 (2000). Public Law No: 106-193.
- Nazarov V. I. (1989). Economic problems of oil and gas resources development. Moscow, Nedra, 165 p. (In Russ.)
- Pang XQ., Chen ZH., Jia CZ. et al. (2021). Evaluation and re-understanding of the global natural gas hydrate resources. *Pet. Sci.* 18, pp. 323–338. <https://doi.org/10.1007/s12182-021-00568-9>
- Perlova E.V. (2011). Unconventional gas resources (hydrate, coal and shale gases) – world experience and development prospects for Russia. *Nauchno-tehnicheskij sbornik Vesti gazovoj nauki*, 3(8), pp. 32–38. (In Russ.)
- Petrovskaya N.A., Gretskeya E.V. (2009). A new discovery of gas hydrates in the Bering Sea region. *Proc. XVIII International Scientific Conference (School) on Marine Geology*. Moscow. (In Russ.)
- Prakash A. (2017). Gas hydrate occurrences in the Andaman deep water basin. SPG, India, Jaipur 2017: 25 Years of Energizing Exploration. *Conference & Exposition at JECC Jaipur*, 17th–19th November, 2017.
- Ryu B.J., Collett T.S., Riedel M., Kim G.-Y., Chun J.-H., Bahk J.-J., Lee J.-Y., Kim J.-H., Yoo D.-G. (2013). Scientific Results of the Second Gas Hydrate Drilling Expedition in the Ulleung Basin (UBGH2). *Marine and Petroleum Geology*, 47, pp. 1–20. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.07.007>
- Scholl D.W., Hart P.E. (1993). Velocity and amplitude structures on seismic-reflection profiles – possible massive gas-hydrate deposits and underlying gas accumulations in the Bering Sea basin. In Howell, D.G., ed., *The Future of Energy Gases: U.S. Geological Survey Prof. Paper 1570*, pp. 331–351.
- Senger K., Bünz S., Mienert J. (2010). First-Order Estimation of In-Place Gas Resources at the Nyegga Gas Hydrate Prospect, Norwegian Sea. *Energies*, 3(12), pp. 2001–2026. <https://doi.org/10.3390/en3122001>
- Shchur A.A., Matveeva T.V., Bochkarev A.V. (2021). Geographic Information System (GIS) for the forecast mapping of hydrate-bearing water areas. *Geologiya nefi i gaza*, (3). (In Russ) DOI: 10.31087/0016-7894-2021-3-0-0
- Shchur A.A., Matveeva T.V., Shchur N.A., Akhmanov G.G., Solovyova M.A. (2024). Methane in the gas hydrate of Lake Baikal Monte Carlo assessment. Gas hydrates – energy of the future. *Proc. First Russian Gas Hydrate Conference (RCGH I)*. St. Petersburg: VNIOkeangeologia, pp. 376–371. (In Russ) DOI 10.24412/cl-37274-2024-1-366-371
- Shchur N.A., Shchur A.A., Matveeva T.V., Smirnov Yu.Yu. (2024). Program for calculating the stability conditions of gas hydrates in marine sediments “VNIO_GHSZ”. Certificate of state registration of Computer Program No. RU2024680173 Russian Federation. All-Russia Scientific Research Institute for Geology and Mineral Resources of the Ocean. (In Russ.)
- Shoji H., Soloviev V., Matveeva T., Mazurenko L., Minami H., Hachikubo A., Sakagami H., Hyakutake K., Kaulio V., Gladysch V., Logvina E., Obzhirov A., Baranov B., Khlystov O., Biebow N., Poort J., Jin Y., Kim T. (2005). Hydrate-bearing structures in the Sea of Okhotsk. *Eos*, 86(2), pp. 13–24. <https://dx.doi.org/10.1029/2005EO020001>
- Skorobogatov V.A., Perlova E.V. (2014). Potential unconventional gas resources of the Russian interior (land and shelf) and prospects for their industrial development until 2050. *Geologiya nefi i gaza*, (5), pp. 48–57. (In Russ.)
- Sloan E.D. (1998). *Clathrate Hydrates of Natural Gases*. New-York, Dekker.
- Smirnov Yu.Yu., Matveeva T.V., Chazov A.O. (2025). Cryogenic gas hydrates on the Arctic shelves: forecast features and resource assessments. *Georesursy = Georesources*, 27(3). <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.25>
- Soloviev V.A. (2002). Global estimation of gas content in submarine gas hydrate accumulations. *Russian Geology and Geophysics*, 43(7), pp. 648–661.
- Soloviev V.A., Matveeva T.V., Kaulio V.V., Mazurenko L.L. (2000). Gas Hydrate Accumulations and Global Estimation of Methane Content in Submarine Gas Hydrates. *2000 Western Pacific Geophysics Meeting*. June 27–30, Tokyo, Japan. Published as a supplement to Eos, Transactions American Geophysical Union, American Geophysical Union, Washington, DC, USA, 81(22), pp. 67–68.
- Suess E., von Huene R., et al. (1988). *Proc. ODP, Init.Repts*, 112. College Station, TX (Ocean Drilling Program)
- Taladay K., Boston B., Moore G. (2017). Gas-In-Place Estimate for Potential Gas Hydrate Concentrated Zone in the Kumano Basin, Nankai Trough Forearc, Japan. *Energies*, 20(10). <https://doi.org/10.3390/en10101552>
- The International Tectonic map of the Caspian Sea and its borders (2001). Ed. Khain V.E., Bogdanov N.A. Institute of Lithosphere of Marginal and Inland Seas of the Russian Academy of Sciences, Moscow. (In Russ.)
- The Maritime Doctrine of the Russian Federation (2022). Approved by the Decree of the President of the Russian Federation dated July 31, 2022 No. 512. (In Russ.)
- Trotskyuk V.Ya. (1982). Forecast of oil and gas potential of water areas. Moscow: Nedra, 201 p. (In Russ.)

Wagner-Friedrichs M., Bulgay E., Keil H., Krastel S., Bohrmann G., Ivanov M., Spiess V. (2007). Gas seepage and gas/fluid migration associated with the canyon-ridge system offshore Batumi (Georgia, south-eastern Black Sea) inferred from multichannel seismic data. Chapter 4 from the Dissertation, Bremen.

Walsh M.R., Hancock S.H., Wilson S.J., Patil S.L., Moridis G.J., Boswell R., Collett T.S., Koh C.A., Sloan E.D. (2009). Preliminary report on the commercial viability of gas production from natural gas hydrates. *Energy Economics*, 31(5), pp. 815–823. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2009.03.006>

About the Authors

Tatiana V. Matveeva – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Academic Secretary, All-Russia Research Institute for Geology and Mineral Resources of the World Ocean

124 Moika River Embankment, Saint Petersburg, 190121, Russian Federation

e-mail: t.matveeva@vniio.ru

Olga V. Nazarova – Lead Engineer, All-Russia Research Institute for Geology and Mineral Resources of the World Ocean

124 Moika River Embankment, Saint Petersburg, 190121, Russian Federation

e-mail: o.nazarova@vniio.ru

Artem O. Chazov – Lead Engineer, All-Russia Research Institute for Geology and Mineral Resources of the World Ocean

124 Moika River Embankment, Saint Petersburg, 190121, Russian Federation

e-mail: a.chazov@vniio.ru

Anastasiia A. Shchur – Researcher, All-Russia Research Institute for Geology and Mineral Resources of the World Ocean

124 Moika River Embankment, Saint Petersburg, 190121, Russian Federation

e-mail: a.shchur@vniio.ru

Manuscript received 20 December 2024;

Accepted 11 April 2025;

Published 20 September 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Подошва криолитозоны и предпосылки существования газогидратов на месторождении Т севера Западной Сибири

С.Е. Агалаков*, К.В. Салова, Ю.А. Сизько
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Обобщены исходные данные для расчета интервала стабильности газовых гидратов на месторождении Т Западной Сибири – температура разреза, пластовое давление, плотность газа по воздуху, минерализация пластовых вод. Определение положения подошвы криолитозоны моделировалось комплексированием термоградиента, рассчитанного при испытаниях скважин и положения подошвы многолетнемерзлых пород (ММП) по данным каротажа удельного электрического сопротивления.

В связи с неоднозначностью определения положения подошвы ММП и криолитозоны построены два варианта карт подошвы криолитозоны – минимальный и максимальный. Соответственно, было построено два варианта карт подошвы зоны стабильности газогидратов – минимальный и максимальный. Показано, что верхние газонасыщенные пласты месторождения Т находятся в зоне стабильности газогидратов.

Ключевые слова: криолитозона, многолетнемерзлые породы, газовые гидраты, Западная Сибирь

Для цитирования: Агалаков С.Е., Салова К.В., Сизько Ю.А. (2025). Подошва криолитозоны и предпосылки существования газогидратов на месторождении Т севера Западной Сибири. *Георесурсы*, 27(3), с. 25–35. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.2>

Введение

Газовые гидраты представляют собой особую форму существования природного газа и являются потенциальным и стратегически важным сырьем. За 2015–2020 гг. в России защищено не менее 25 научных диссертаций по темам, связанным с газогидратами, подано более 50 заявок на получение патентов РФ (Шиц и др., 2021). За последние несколько лет количество публикаций, посвященных газогидратам, еще более возросло. Одним из важных направлений исследования газовых гидратов является их изучение в естественном природном залегании.

Подход к газогидратам как ресурсному потенциалу Западной Сибири в конце 70-х, начале 80-х годов прошлого века развивался усилиями Васильева В.Г., Трофимука А.А., Макогона Ю.Ф. (Васильев и др., 1970; Макогон, 1985; Трофимук и др., 1983), якутских ученых Никитина С.П., Царева В.П., Черского Н.В. (Никитин и др., 1982; Царев, 1976; Черский и др., 1983, 1987). В 80-х годах оценки ресурсов выполнялись в Ленинграде Барканом Е.С., Гинсбургом Г.Д., Вороновым А.Н., Якуцени В.П. (Баркан и др., 1983, 1989; Гинсбург и др., 1990). В Тюмени особенности газогидратных процессов в недрах Западной Сибири исследовались Агалаковым С.Е., Ненаховым В.А., Курчиковым А.Р., Царевым В.П. (Агалаков и др.,

1990, 1996, 2003, 2019; Агалаков, 2010; Курчиков, 1984; Ненахов, 1982). В XXI веке активно занимаются оценками ресурсов и методами разработки газогидратов Басниев К.С., Истомин В.А., Леонов С.А., Перлова Е.В., Сухоносенко А.Л., Якушев В.С. (Басниев и др., 2010; Леонов, 2010; Якушев и др., 2007, 2014; Перлова и др., 2017; Перлова, 2018; Сухоносенко, 2013). В литературе появляются обзоры по проблематике газовых гидратов (Якуцени, 2015; Гудзенко и др., 2016; Шиц и др., 2021).

Хотя основные ресурсы газогидратов приурочены к отложениям морских шельфов, газогидраты в отложениях континентальной части также обладают значимым потенциалом. В Западной Сибири в этом отношении выделяется надсеноманские отложения. Достигнутая к настоящему времени изученность их строения и свойств позволяет анализировать и моделировать характеристики, являющиеся ключевыми для оценки ресурсов газогидратов.

Методика определения положения подошвы стабильности газовых гидратов

Основные характеристики, определяющие равновесные термобарические условия существования газогидратов в поровом пространстве (Макогон, 1985) – температура разреза, пластовое давление, плотность газа по воздуху, минерализация пластовых вод.

Для расчета подошвы стабильности газогидратов в толще горных пород использована усовершенствованная формула, предложенная в работе (Пономарев, 1960). Формула получена на основе обработки экспериментальных данных по условиям гидратообразования природных газов различного состава.

* Ответственный автор:

e-mail: SEAgalakov@TNNC.rosneft.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

Методика и необходимые для расчета региональной карты подошвы интервала стабильности газогидратов данные для условий Западной Сибири по температуре разреза, характеристике пластового давления, минерализации пластовых вод и составу газа были собраны и обобщены в работе (Агалаков и др., 2023).

Методика изучения температурного режима разреза

Ключевым фактором существования газогидратов является охлажденность разреза, вызванная наличием многолетнемерзлых пород (ММП). Для определения глубины подошвы криолитозоны применены следующие подходы (Володько, 1989; Ирбэ, 1974; Острый, 1969; Агалаков, Ненахов, 1990; Курчиков, Агалаков, 2004).

1. Прямым и наиболее надежным методом определения температурного режима разреза является термометрия в выстоявшихся скважинах – метод определения геотемпературного градиента (ОГГ).

2. Положение подошвы криолитозоны и значение градиента температуры в подмерзлотных отложениях определяется также и по результатам интерпретации данных температурных измерений при опробовании отдельных интервалов в скважинах.

3. Используются материалы ГИС. По ГИС определяется положение подошвы ММП:

- термометрия в невыстоявшихся скважинах по изгибу термограммы отбивки цементного кольца (ОЦК),
- каротаж электрического сопротивления (физической основой является эффект повышения сопротивления породы при замещении поровой воды диэлектриком – льдом),
- кавернометрия – для льдосодержащих пород характерны каверны.

При построении карт подошвы криолитозоны учитывается, что высокая минерализация пластовых вод и высокая глинистость разреза приводит к тому, что подошва криолитозоны может проходить существенно ниже подошвы ММП. Поэтому для каждого района и площади проводится изучение возможности корректного перехода от подошвы ММП к подошве криолитозоны.

Результаты региональных исследований

Построение региональных карт подошвы криолитозоны Западной Сибири выполнено с привлечением материалов ГИС по 735 скважинам. При построении также использованы литературные данные (Балобаев, Левченко, 1988; Девяткин, 1993), данные каталога ММП (Ан и др., 2002) и Геотермического Атласа (Геотермический атлас Сибири..., 2012). Карта (рис. 1) построена исключительно с учетом комплекса имеющихся данных по скважинам в исследуемом районе (Агалаков и др., 2023). Наземные геофизические методы, а также другие подходы, связанные с модельными представлениями о формировании-расформировании многолетнемерзлых пород, при построении не использованы.

Следует отметить обширную меридионально вытянутую зону повышенной мощности криолитозоны на запад от реки Енисей. Здесь по сравнению с западными и центральными областями в интервале ММП располагаются породы с более высокой песчанистостью и льдистостью, которые характеризуются медленным подъемом подошвы

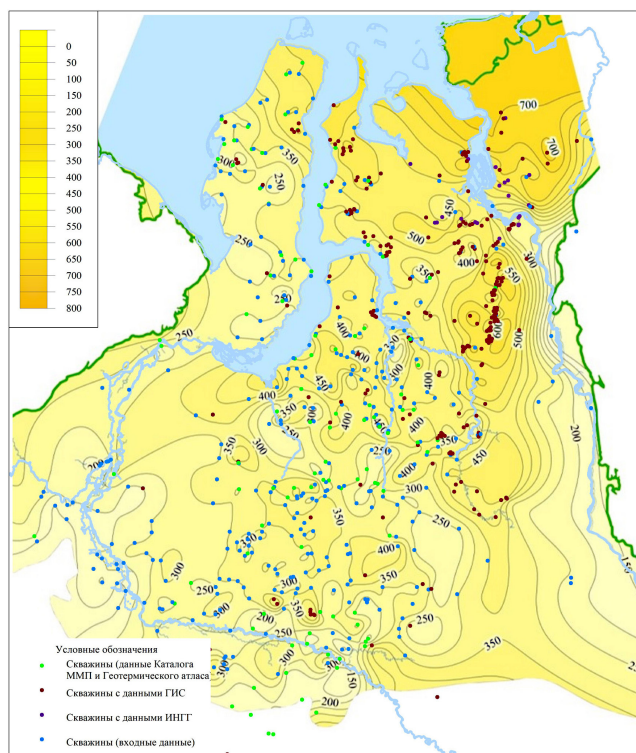


Рис. 1. Карты глубин подошвы криолитозоны Западной Сибири (Агалаков и др., 2023)

криолитозоны вследствие потепления климата. В целом, построенная карта согласуется с опубликованными ранее картами (Баулин, 1985; Геокриология СССР..., 1989) и, по мнению авторов, является надежной актуализированной основой для определения интервала стабильности газогидратов Западной Сибири.

Полученная авторами итоговая карта температурного градиента по территории Западно-Сибирского бассейна представлена на рис. 2 (Агалаков и др., 2023). На представленной карте по изолинии 3,5 град/100 м локализуются области пониженного геотемпературного градиента – северо-восточная область восточной части Гыданского полуострова, Енисей-Хатангского регионального прогиба и Большехетской впадины, а также область Обь-Надымского междуречья. К области повышенных геотемпературных градиентов относятся запад региона и Надым-ПУР-Тазовское междуречье.

Результаты исследований на месторождении Т

На северо-востоке Западной Сибири, наряду с повышенной мощностью ММП, выявлен ряд месторождений с относительно неглубоко залегающими газовыми залежами. Одним из них является месторождение Т (рис. 3). Авторы работы решили более детально изучить месторождение и определить возможность существования газовых гидратов в выявленных залежах долганской и дорожковской свиты.

Геологическое строение

В мерзлом состоянии на месторождении Т находятся (сверху вниз) четвертичные отложения, а также отложения танамской (маастрихт – датский ярус) и салпадинской (кампанский ярус) свит (рис. 4).

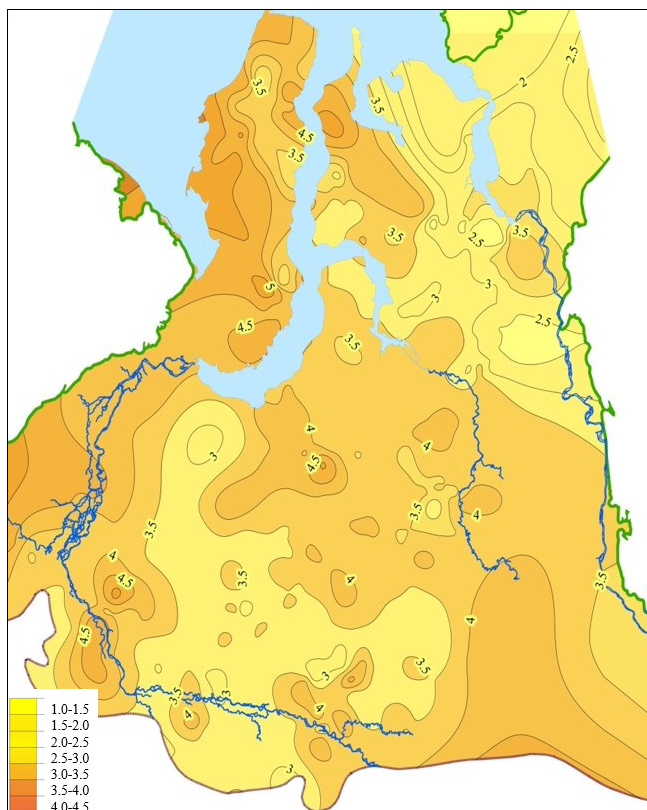


Рис. 2. Карта температурного градиента подмерзлотных толщ Западной Сибири (Агалаков и др., 2023)



Рис. 3. Обзорная карта с расположением месторождения Т. Х, Z – ближайшие скважины с термометрией в выстоявшихся скважинах.

Разрез сложен песчано-глинистыми отложениями, причем глинистость возрастает вниз по разрезу. На месторождении мерзлые породы не изучены. Литология дана по описанию стратиграфических подразделений на стратиграфических схемах. Физические свойства пород изучены на соседнем месторождении Х до глубины 380 м. До этой глубины суммарная естественная влажность в зависимости от гранулометрического состава пород изменяется от 0,17 до 0,33 д.е. и от глубины не зависит.

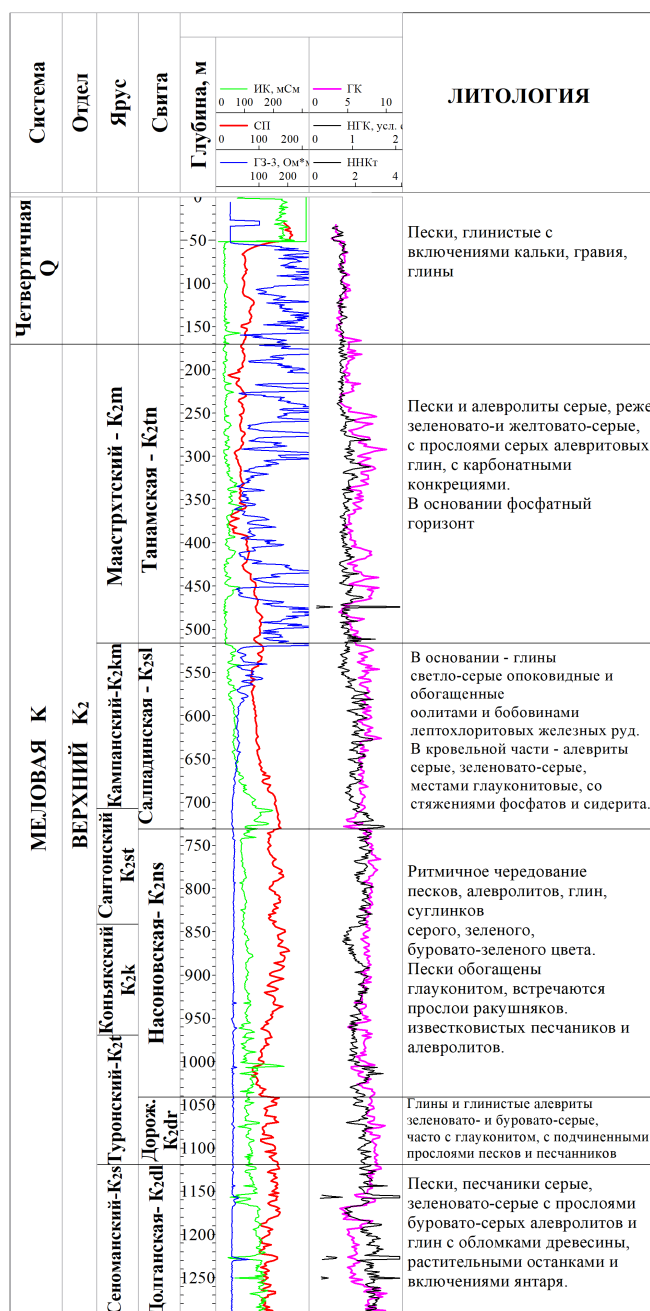


Рис. 4. Верхняя часть сводного геологического разреза месторождения Т

Коэффициент пористости изменяется от 0,18 до 0,54. Содержание солей не превосходит 0,13%.

Подшоша ММП проходит в глинистых отложениях салпадинской свиты, что по сравнению с песчаными отложениями затрудняет определение ее положения по ГИС вследствие постепенного перехода от льдистых пород к породам, не содержащим льда.

Продуктивные газонасыщенные отложения представлены пластами Др и Дл дорожковской и долганской свит.

Отложения долганской свиты имеют прибрежно-континентальный генезис – неравномерное переслаивание песчаников мелкозернистых с прослоями углито-слюдистого материала и аргиллитоподобных глин, аргиллитов и алевролитов с прослоями и линзами углей.

Коллекторы пластов Дл имеют повсеместное распространение. Коллекторские свойства высокие. По керну

в коллекторе пористость изменяется от 3 до 41%, в среднем – 31%.

Пласты прибрежно-морской дорожковской свиты (Др) сложены зеленовато-буровато-серыми глинами и алевролитами, нередко с глауконитом и конкрециями сидерита с редкими прослоями песков и песчаников серых, мелкозернистых. Коллекторские свойства хуже, чем в пластах Дл. По керну в коллекторе пористость изменяется от 1,6 до 38,5%, в среднем – 30%.

Температурный режим

На месторождении Т в выстоявшихся скважинах термометрия не проводилась.

Ближайшая термометрия в выстоявшихся скважинах проведена на месторождениях Х и Z, при этом на месторождении Z температура измерена только до глубины 380 м.

Месторождение Х находится в 300 км от исследуемого месторождения Т. По термометрии на месторождении Х подошва криолитозоны 550 м (рис. 5). По градиенту испытаний термометрии подошва криолитозоны – 570 м. По каротажу удельного электрического сопротивления (КС) подошва ММП на глубине 550 м соответствует выработанному переходу от 25 Ом к 15 Ом.

По данным лабораторных исследований на соседнем месторождении Z снижение температуры начала замерзания пород вследствие незначительной засоленности и высокой влажности разреза находится в диапазоне от $-0,17$ до $0,23$ °C, что при среднем термоградиенте 3 °C на 100 м разреза дает разницу в положении подошвы ММП и криолитозоны не более 8 м, то есть менее погрешности определения другими методами. Этот факт был учтен при прогнозировании положения подошвы криолитозоны по данным о подошве ММП.

Таким образом, тремя различными методами получен сопоставимый результат, что дает основание

для использования двух косвенных методов для восстановления температурного режима разреза для месторождения Т.

На месторождении Т определение положения подошвы криолитозоны моделировалось комплексированием термоградиента, рассчитанного при испытаниях скважин и положения подошвы ММП по данным каротажа удельного электрического сопротивления.

В результате по термоградиенту удалось рассчитать положение нулевой изотермы по 8 скважинам (рис. 6), относительно равномерно расположенным в купольной части структуры. При этом диапазон значений составил 626–687 м, со средним значением 649 м. Среднеквадратическое отклонение (СКО) определения глубины нулевой изотермы для разных скважин находится в диапазоне 6–47 м. Среднее значение СКО составило 28 м.

Одну скважину с минимальным количеством определений (3) не приняли в расчет, поскольку в ней глубина подошвы криолитозоны отличается от общей выборки на 70 м, что в 3,5 раза больше отклонения от среднего по остальным скважинам.

По ГИС на месторождении подошва ММП в связи с неопределенностью показаний каротажа сопротивлений определена для двух вариантов – по снижению сопротивления пород от 25 и от 15 Ом. Всего удалось использовать каротажные диаграммы по 17 скважинам для определения положения подошвы ММП.

Сопоставление определения положения подошвы ММП по данным ГИС и нулевой изотермы по термоградиенту оказалось возможным по трем скважинам Т_А, Т_Б и Т_З (рис. 7).

Неопределенность определения подошвы ММП по ГИС составила ± 20 м. Отличие положения подошвы ММП от подошвы криолитозоны за счет минерализации пластовых вод, как отмечалось выше, не превосходит 8 метров.

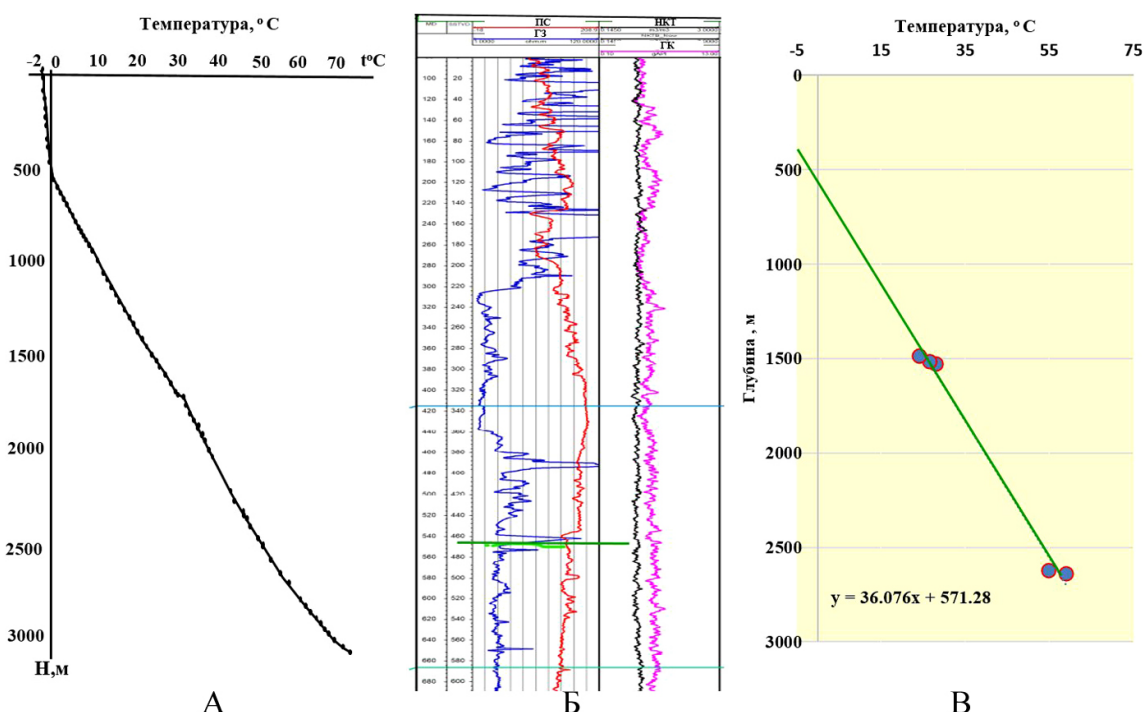


Рис. 5. Определение положения подошвы криолитозоны по данным термометрии (А), ГИС (Б) и термоградиента (В) на месторождении Х

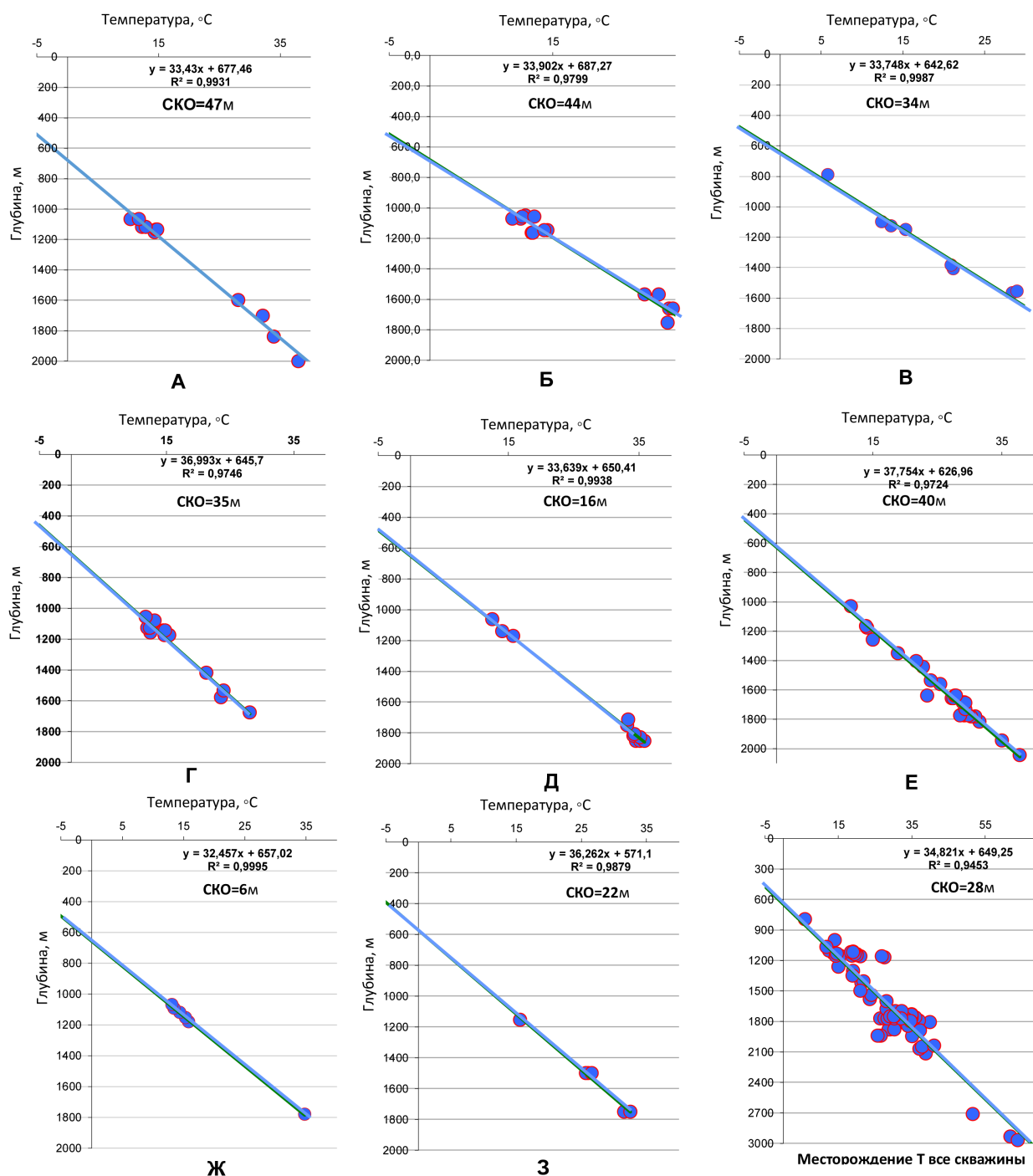


Рис. 6. Определение положения подошвы криолитозоны для исследуемого района по термоградиенту результатов испытаний скважин А-З

В итоге, неопределенности определения подошвы криолитозоны по данным ГИС и испытаний (28 м) сопоставимы. При этом есть хорошее соответствие этих методов в среднем по скважинам: среднее значение по термоградиенту – 649 м, среднее значение по ГИС – 652 м.

В связи с неоднозначностью определения положения подошвы ММП и криолитозоны принято решение построить два возможных варианта карты подошвы криолитозоны – минимальный и максимальный (рис. 8).

Выполнена работа по определению других необходимых параметров для расчета положения подошвы

зоны стабильности газогидратов – пластового давления, минерализации пластовых вод и состава природного газа.

Пластовое давление

По данным испытаний в пластах Др и Дл аномально-высокого давления не зафиксировано. Коэффициент аномальности при расчетах принят равным 1.

Минерализация пластовых вод и состав газа

В таблице 1 приведены данные по минерализации пластовых вод и составу газа.

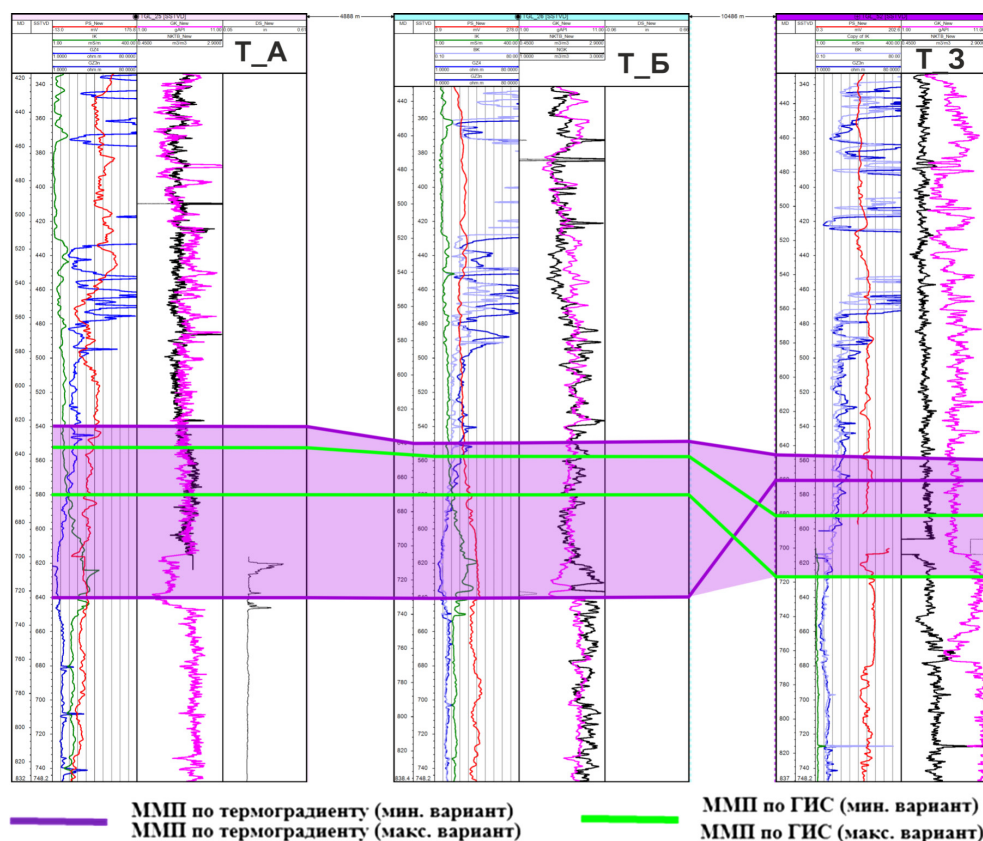


Рис. 7. Скважины с наличием ГИС и испытаний в пластах дорожковской и долганской свит. Диапазон неопределенности положения подошвы криолитозоны показан сиреневым фоном.

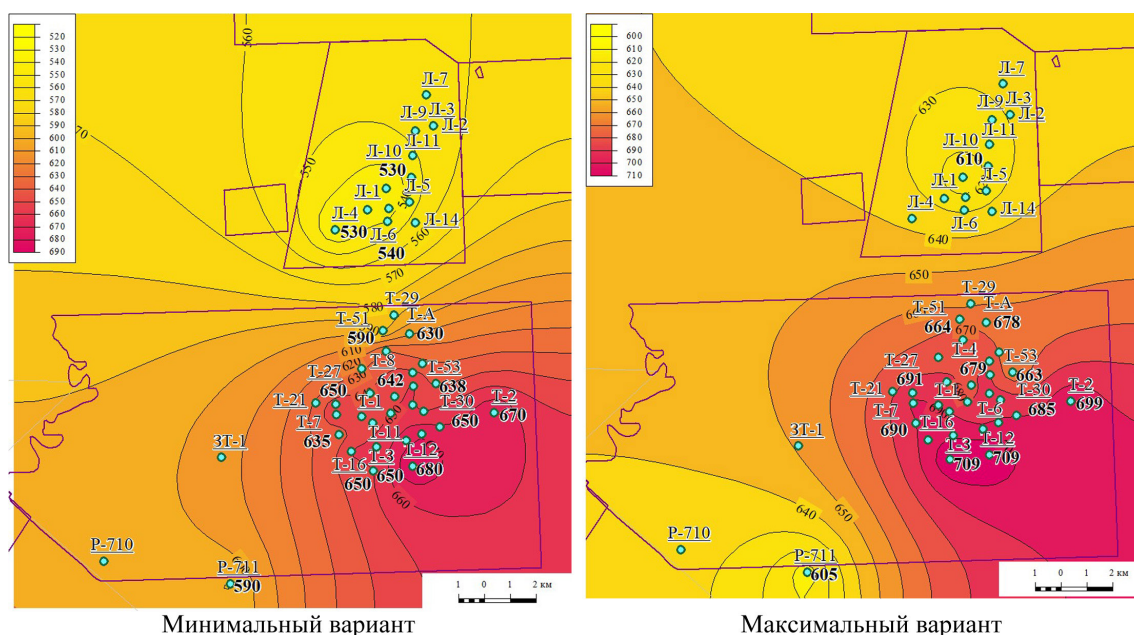


Рис. 8. Карты положения подошвы криолитозоны исследуемого района в минимальном и максимальном вариантах

Диапазон изменения минерализации пластовых вод составил 7600–8900 мг/л. Для расчетов принято среднее значение минерализации $M = 8395$ мг/л.

Природный газ метанового состава (метана около 99%); плотность газа по воздуху изменяется в диапазоне 0,559–0,563 при среднем значении $P = 0,561$.

В соответствии с двумя вариантами карты подошвы криолитозоны построено 2 варианта карты подошвы зоны

стабильности газогидратов – минимальный и максимальный (рис. 9).

В максимальном варианте подошва зоны стабильности газогидратов залегает в интервале глубин 1100–1180 м, в минимальном – 1005–1140 м.

Согласно полученным построениям, в зоне стабильности газогидратов находится как минимум верхняя часть залежи пласта Др-1, как максимум – залежи пластов Др-1, Др-2 и верхняя часть залежи пласта Др-3 (рис. 10).

Минерализация
пластовых вод

Пласт	Общая минерализация, мг/л
Др-I	8850
Др-I	8120
Др-I	8900
Др-I	8740
Др-II	7659
Др-II	8371
Др-II	7961
Др-II	8140
Др-II	8590
Др-II	8110
Др-II	8900
среднее	8395

Состав газа

пласт, залежь	глубина отбора м	Содержание, % моль.													Плот- ность газа, д.ед.
		CO ₂	N ₂	He	Ar	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	iC ₅ H ₁₂	nC ₅ H ₁₂	C ₆₊	
Др-3	1082.0	0.025	1.019	0.011	н/о	0	98.728	0.147	0.011	0.004	0.005	0.004	0.002	0.044	0.562
среднее по залежи		0.025	1.019	-	-	-	98.728	0.147	0.011	0.004	0.005	0.004	0.002	0.044	0.562
Дл-1	1130.6	0.043	1.018	0.01	н/о	0.001	98.667	0.161	0.002	0.004	0.001	0.002	0	0.091	0.563
	1186.0	0.024	0.861	0.01	н/о	0	98.94	0.143	0.002	0	0	0.003	0	0.017	0.559
среднее по залежи		0.034	0.94	0.01	-	0.001	98.804	0.152	0.002	0.002	0.001	0.003	0	0.054	0.561
Дл-2	1155.3	0.016	0.739	0.013	н/о	0	98.997	0.183	0.005	0.001	0.001	0.004	0.001	0.04	0.56
среднее по залежи		0.016	0.739	-	-	0	98.997	0.183	0.005	0.001	0.001	0.004	0.001	0.04	0.56
Дл-3	1156	0.065	1.344	0.021	н/о	0	98.429	0.104	0.005	0.001	0.002	0.003	0	0.026	0.562
	1216.0	0.026	0.945	0.014	н/о	0	98.845	0.139	0.01	0.002	0.005	0.002	0.002	0.01	0.56
	1160.0	0.015	0.693	0.013	н/о	0	99.084	0.173	0.003	0.001	0.001	0.004	0.001	0.012	0.559
среднее по залежи		0.035	0.994	0.016	-	0	98.786	0.139	0.006	0.001	0.003	0.003	0.001	0.016	0.56
Принято в расчетах															0.561

Табл. 1. Минерализация пластовых вод и состав газа

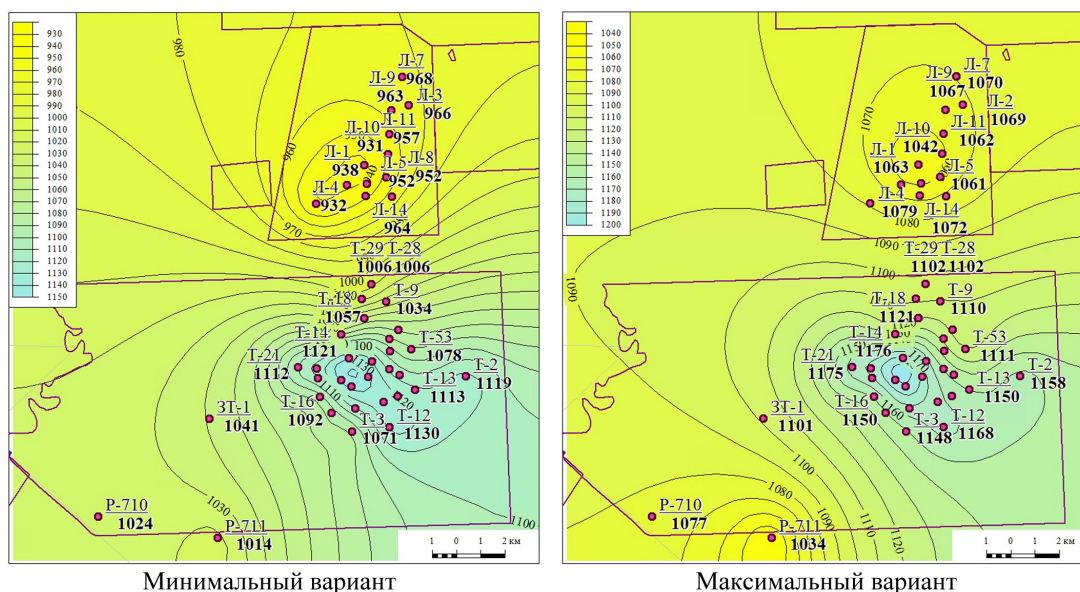


Рис. 9. Два варианта положения подошвы стабильности газогидратов на месторождении Т

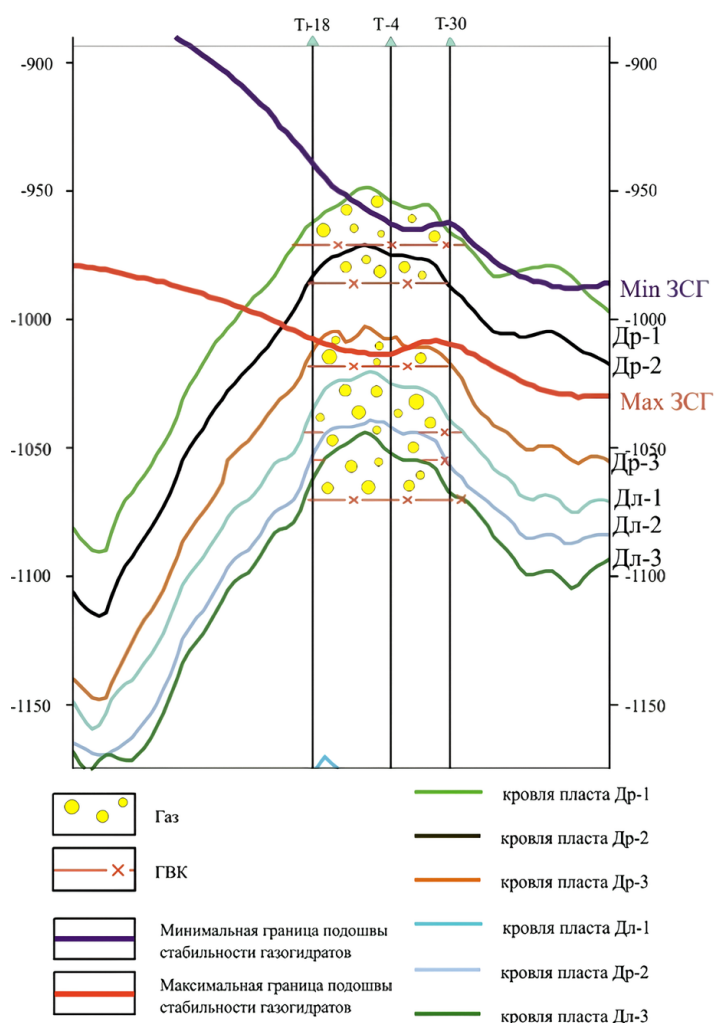


Рис. 10. Положение подошвы зоны стабильности газогидратов на геологическом разрезе месторождения Т. 3СГ – зона стабильности газогидратов.

Выводы

В научной литературе, касающейся газогидратов Западной Сибири, в основном обсуждалось наличие газогидратов на Мессояхском месторождении. Настоящая работа предлагает еще один перспективный на наличие природных газовых гидратов объект изучения – месторождение Т.

Обобщены данные по температурному режиму разреза, составу природного газа, пластовым давлениям и минерализации пластовых вод месторождения Т.

В связи с имеющимися неопределенностями в температурном режиме разреза расчеты подошвы криолитозоны и, соответственно, подошвы стабильности газогидратов для месторождения Т выполнены в максимальном и минимальном вариантах.

Впервые показано, что верхние газонасыщенные пласты месторождения Т находятся в зоне стабильности газогидратов.

Дальнейшие исследования должны быть связаны с:

- выполнением температурных измерений в существующих скважинах;
- анализом результатов испытаний в газовых и газогидратных интервалах разреза;
- проведением специальных исследований ГИС в потенциально гидратосодержащих интервалах разреза;
- проведением газогидратных лабораторных исследований на керне продуктивных пластов;
- выполнением работ по извлечению герметизированного керна с неразложившимися газогидратами, его изучению как на скважине, так и в специализированной лаборатории;
- оценкой запасов газа, адаптация технологии разработки газовых залежей с учетом их гидратонасыщенности.

Финансирование

Публикация статьи поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-10-2022-011 в рамках программы развития НЦМУ.

Литература

- Агалаков С.Е., Ненахов В.А. (1990). Промыслово-геофизические характеристики геологического разреза криолитогидратозоны Западной Сибири. *Сб. тр.: Ресурсы нетрадиционного газового сырья и проблемы его освоения*. Ленинград: ВНИГРИ, с. 228–236.
- Агалаков С.Е., Бочкарёв В.С., Царев В.П. (1996). Особенности строения криолитозоны полуострова Ямал. *Сб. тр.: Биоразнообразие Западной Сибири — результаты исследований*. Тюмень: ИПОС СО РАН, с. 103–118.
- Агалаков С.Е., Курчиков А.Р., Бабуринов А.Н. (2003). Геолого-геофизические предпосылки существования газогидратов в турон-коньякских отложениях Восточно-Мессояхского месторождения. *Тезисы конф.: ГАЗОВЫЕ ГИДРАТЫ В ЭКОСИСТЕМЕ ЗЕМЛИ — 2003*. Новосибирск, с. 15.
- Агалаков С.Е. (2010). Ресурсы газа в зонах стабильности газогидратов на севере Западной Сибири. Доклад на Международной конференции «К новым открытиям через интеграцию геонаук». Санкт-Петербург.
- Агалаков С.Е., Новосёлова М.Ю. (2019). Газоносность надсеноманских отложений Западной Сибири. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*, (4), с. 10–23. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2019-4-10-23>
- Агалаков С.Е., Кузовков А.А., Озирная Е.Т., Плавник А.Г. (2023). Региональные построения карт мощности криолитозоны и подошвы интервала стабильности газогидратов Западной Сибири. *Экспозиция Нефть Газ*, 8, с. 46–55. DOI 10.24412/2076-6785-2023-8-46-55
- Ан В.Н., Девяткин В.Н., Курчиков А.Р. (2002). Каталог мерзлотно-геотермической информации Западно-Сибирского региона.
- Балобаев В.Т., Левченко А.И. (1988). Глубокое промерзание и динамика теплового поля верхней части земной коры Западной Сибири. Нефтегеологические интерпретации теплового режима недр Западной Сибири. Тюмень, с. 31–41.
- Баркан Е.С., Воронов А.Н. (1983). Оценка ресурсов газа в зонах возможного гидратообразования. *Советская геология*, 8, с. 26–29.
- Баркан Е.С., Безруков В.М., Гинзбург Г.Д. и др. (1989). Нетрадиционные источники углеводородного сырья, под ред. В.П. Якуцени. Москва: Недра, Министерство геологии СССР, Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геолого-разведочный институт, 223 с.
- Басниев К.С., Сухоносенко А.Л. (2010). Перспективы освоения ресурсов газогидратных месторождений. *Газовая промышленность*, 1(641), с. 22–23. EDN: KZDXOJ
- Баулин В.В. (1985). Многолетнемерзлые породы нефтегазоносных районов СССР. Москва: Недра, 176 с.
- Васильев В.Г., Макогон Ю.Ф., Требин Ф.А., Трофимук А.А., Черский Н.В. (1970). Свойства природных газов, находящихся в земной коре в твёрдом состоянии, образующих газогидратные залежи. *Открытия, изобретения и товарные знаки*, 10, с. 3–5.
- Володько Б.В. (1979). О возможности определения по данным метода самопроизвольной поляризации мощности мерзлых терригенных толщ. *Инженерное мерзлотоведение*. Новосибирск: Наука, 208 с.
- Геокриология СССР. Западная Сибирь (1989). Под ред. Э.Д. Ершова. Москва: Недра, 454 с.
- Геотермический атлас Сибири и Дальнего Востока (2012). ИНГТ СО РАН.
- Гинсбург Г.Д., Соловьев В.А. (1990). Геологические модели газогидратообразования. *Литология и полезные ископаемые*, 2, с. 76–87. EDN: BEZURY
- Гудзенко В.Т., Вареничев А.А., Громова М.П. (2016). Газогидраты. Информационно-аналитический обзор. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 5, с. 39–68. EDN: VWNVKN
- Девяткин В.Н. (1993). Тепловой поток криолитозоны Сибири. Новосибирск: Наука, 165 с.
- Дучков А.Д., Курчиков А.Р., Лысак С.В., Балобаев В.Т. и др. (1987). Тепловое поле недр Сибири. Новосибирск: Наука, 196 с.
- Ирбэ Н.А. (1974). Особенности интерпретации промыслово-геофизических материалов в низкотемпературном разрезе Западной Сибири на этапе поисково-разведочных работ. *Вопросы геологии и бурения скважин в зоне мерзлых пород на нефтяных и газовых месторождениях Западной Сибири*, вып. 65, с. 98–120.
- Истомин В.А., Якушев В.С. (1992). Газовые гидраты в природных условиях. Москва: Недра, 236 с. EDN: YSOMOR
- Курчиков А.Р. (1984). Оценка возможности поиска залежей гидратов природного газа по геотермическим данным. *ЗапСибНИГНИ*, вып. 191, с. 65–76.
- Курчиков А.Р., Агалаков С.Е. (2004). Мощность многолетнемерзлых пород (ММП) и геотермический режим верхней части разреза Севера Западной Сибири. *Горные ведомости*, 4, с. 21–37.
- Леонов С.А. (2010). Перспективы гидратоносности надсеноманских отложений севера Западной Сибири. *Автореферат канд. дисс.* Москва, 24 с. EDN: QEPXHN
- Макогон Ю.Ф. (1985). Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. Москва: Недра, 231 с.
- Ненахов В.А. (1982). Исследование особенностей разработки газогидратных месторождений с целью повышения газоотдачи пласта. *Автореферат канд. дисс.* Москва, 20 с.
- Никитин С.П., Царев В.П., Черский Н.В. (1982). Рекомендации по учету влияния газогидратного процесса на оценку перспектив газоносности Западной Сибири. Якутск, 30 с.
- Острый Г.Б. (1969). Методика выделения мерзлых пород в разрезе. *Вопросы геологии и бурения и добычи в зоне мерзлых пород на нефтяных и газовых месторождениях Западной Сибири*, вып. 18.
- Перлова Е.В., Леонов С.А., Хабибуллин Д.Я. (2017). Приоритетные направления освоения газогидратных залежей России. *Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России*. Москва: Газпром ВНИИГАЗ, с. 224–228. EDN: ZIWNED
- Перлова Е.В. (2018). Подготовка ресурсов гидратного газа для развития минерально-сырьевой базы газодобычи ПАО «Газпром». *Научно-технический сборник Вести газовой науки*, 3(35), с. 256–263. EDN: MUVKAI
- Пономарев Г.В. (1960). Условия образования гидратов природных и попутных газов. Выпуск 2. Куйбышев: НИИП, с. 49–55.
- Сухоносенко А.Л. (2013). Термогидродинамическое моделирование процессов разработки газогидратных месторождений. *Автореферат дисс. канд. тех. наук*. Москва, 28 с.
- Трофимук А.А., Макогон Ю.Ф., Толкачев М.В. (1983). О роли газогидратов в процессах аккумуляции углеводородов и формировании их залежей. *Геология и геофизика*, 6, с. 3–15. EDN: PNJVIA
- Царев В.П. (1976). Особенности формирования, методы поиска и разработки скоплений углеводородов в условиях вечной мерзлоты. Якутск: Якутское книжное издательство, 216 с.
- Черский Н.В. и др. (1983). Исследование и прогнозирование условий накопления ресурсов газа в газогидратных залежах. Якутск: Якутский филиал СО АН СССР, 156 с.
- Черский Н.В., Никитин С.П. (1987). Изучение газоносности зон гидратообразования СССР. Якутск, 176 с.
- Шиц Ю.А. и др. (2021). Газовые гидраты: краткий обзор современных российских исследований в 2015–2020 гг. *Газовая промышленность*, 2(812), с. 46–56. EDN: VLUUKQ
- Якуцени В.П. (2015). Газогидраты — нетрадиционное газовое сырье, их образование, свойства, распространение и геологические ресурсы. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 10(4). https://doi.org/10.17353/2070-5379/45_2015
- Якушев В.С. и др. (2014). Газовые гидраты в Арктике и мировом океане: особенности залегания и перспективы освоения. Москва: Недра, 251 с. EDN: VNKPSF
- Якушев В.С., Истомин В.А., Перлова Е.В. (2007). Ресурсы и перспективы освоения нетрадиционных источников газа в России. Москва: ВНИИГАЗ, 86 с. EDN: QKGWFP

Сведения об авторах

Сергей Евгеньевич Агалаков — доктор геол.-минерал. наук, старший эксперт экспертно-аналитического управления, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
e-mail: SEAgalakov@tnnc.rosneft.ru

Ксения Владимировна Салова — главный специалист управления геолого-разведочных работ Север Западной Сибири, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
e-mail: kvsalova@tnnc.rosneft.ru

Юлия Андреевна Сизько – ведущий специалист управления геолого-разведочных работ Север Западной Сибири, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
e-mail: yasizko@tnnc.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 01.11.2024;
Принята к публикации 26.05.2025;
Опубликована 20.09.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

The bottom of the cryolithic zone and conditions for the formation of gas hydrates at the T field in the north of West Siberia

S.E. Agalakov*, K.V. Salova, Yu.A. Sizko

Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russian Federation

*Corresponding author: Sergey E. Agalakov, e-mail: SEAgalakov@TNNC.rosneft.ru

Abstract. The initial data to estimate the gas hydrate stability interval at the T field in West Siberia has been summarized, i.e. the cross-section temperature, reservoir pressure, gas-to-air density, and formation water salinity. The position of the cryolithic zone bottom was modeled by combining the thermal gradient estimated during well testing and the permafrost bottom position based on resistivity logging data.

Due to the ambiguity in interpreting the position of the bottom of the permafrost and cryolithic zone, two options of the cryolithic zone bottom maps were built: the minimum and maximum. Thus, two options of the gas hydrate stability zone bottom maps were built: the minimum and maximum. It is shown that the upper gas-saturated reservoirs of the T field are located in the gas hydrate stability zone.

Keywords: cryolithic zone, permafrost, gas hydrates, West Siberia.

Recommended citation: Agalakov S.E., Salova K.V., Sizko Yu.A. (2025). The bottom of the cryolithic zone and conditions for the formation of gas hydrates at the T field in the north of West Siberia. *Georesursy = Georesources*, 27(3), pp. 25–35. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.2>

Acknowledgements

The publication of the article was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-10-2022-011 within the framework of the development program for a world-class Research Center.

References

- Agalakov S.E., Nenakhov V.A. (1990). Geophysical characteristics of the geological section of the cryolithohydrate zone of Western Siberia. *Coll. papers: Resources of unconventional gas raw materials and problems of its development*. Leningrad: VNIGRI, pp. 228–236. (In Russ.)
- Agalakov S.E., Bochkarev V.S., Tsarev V.P. (1996). Features of the structure of the cryolithozone of the Yamal Peninsula. *Coll. papers: Biodiversity of Western Siberia – results of studies*. Tyumen: IPOS SO RAN, pp. 103–118. (In Russ.)
- Agalakov S.E., Kurchikov A.R., Baburin A.N. (2003). Geological and geophysical prerequisites for the existence of gas hydrates in the Turonian-Coniacian deposits of the East Messoyakhskoye field. *Proc. Conf.: GAS HYDRATES IN THE EARTH'S ECOSYSTEM - 2003*. Novosibirsk. (In Russ.)

Agalakov S.E. (2010). Gas resources in gas hydrate stability zones in the north of Western Siberia. *Report at the International Conference: Towards New Discoveries through the Integration of Geosciences*. St. Petersburg. (In Russ.)

Agalakov S.E., Novoselova M.Yu. (2019). Gas content of the Upper Cenomanian deposits in Western Siberia. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 10–23. (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2019-4-10-23>

Agalakov S.E., Kuzovkov A.A., Ozirnaya E.T., Plavnik A.G. (2023). Regional constructions of maps of the permafrost zone thickness and the base of the gas hydrate stability interval in Western Siberia. *Ekspozitsiya Neft'Gaz*, 8, pp. 46–55. (In Russ.) DOI 10.24412/2076-6785-2023-8-46-55

An V.N., Devyatkin V.N., Kurchikov A.R. (2002). Catalogue of permafrost-geothermal information of the West Siberian region. (In Russ.)

Balobaev V.T., Levchenko A.I. (1988). Deep freezing and dynamics of the thermal field of the upper part of the earth's crust in Western Siberia. *Petroleum geological interpretations of the thermal regime of the earth's crust of Western Siberia*. Tyumen, pp. 31–41. (In Russ.)

Barkan E.S., Voronov A.N. (1983). Assessment of gas resources in zones of possible hydrate formation. *Sovetskaya geologiya*, 8, pp. 26–29. (In Russ.)

Barkan E.S., Bezrukov V.M., Ginzburg G.D. et al. (1989). *Unconventional Sources of Hydrocarbon Raw Materials*. Edited by V.P. Yakutseni. Moscow: Nedra, 223 p. (In Russ.)

Basniev K.S., Sukhonosenko A.L. (2010). Prospects for Development of Gas Hydrate Deposits. *Gazovaya promyshlennost*, 1(641), pp. 22–23. (In Russ.) EDN: KZDXOJ

Baulin V.V. (1985). *Permafrost Rocks of Oil and Gas Bearing Regions of the USSR*. Moscow: Nedra, 176 p. (In Russ.)

Cherskiy N.V. et al. (1983). Research and forecasting of conditions for the accumulation of gas resources in gas hydrate deposits. Yakutsk: Yakutskiy filial SO AN SSSR, 156 p. (In Russ.)

Cherskiy N.V., Nikitin S.P. (1987). Study of gas content of hydrate formation zones of the USSR. Yakutsk, 176 p. (In Russ.)

Geocryology of the USSR. Western Siberia (1989). Ed. E.D. Ershov. Moscow: Nedra, 454 p. (In Russ.)

Geothermal atlas of Siberia and the Far East (2012). INGG SO RAN. (In Russ.)

Ginsburg G.D., Soloviev V.A. (1990). Geological models of gas hydrate formation. *Lithology and Mineral Resources*, 2, pp. 76–87. (In Russ.) EDN: BEZURY

Gudzenko V.T., Varenichev A.A., Gromova M.P. (2016). Gas hydrates. Information and analytical review. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 5, pp. 39–68. (In Russ.) EDN: VWNVKH

Devyatkin V.N. (1993). Heat flow of the cryolithozone of Siberia. Novosibirsk: Nauka, 165 p. (In Russ.)

Duchkov A.D., Kurchikov A.R., Lysak S.V., Balobaev V.T. et al. (1987). Thermal field of the earth's crust of Siberia. Novosibirsk: Nauka, 196 s. (In Russ.)

Irbe N.A. (1974). Features of interpretation of geophysical data in the low-temperature section of Western Siberia at the stage of prospecting and exploration works. *Issues of geology and drilling of wells in the zone of frozen rocks at oil and gas fields of Western Siberia*, is. 65, pp. 98–120. (In Russ.)

- Istomin V.A., Yakushev V.S. (1992). Gas hydrates in natural conditions. Moscow: Nedra, 236 p. (In Russ.) EDN: YSOMOR
- Kurchikov A.R. (1984). Assessment of the possibility of searching for natural gas hydrate deposits based on geothermal data. *ZapSibNIGNI*, is. 191, pp. 65–76. (In Russ.)
- Kurchikov A.R., Agalakov S.E. (2004). Thickness of permafrost rocks and geothermal regime of the upper part of the section of the North of Western Siberia. *Gornye vedomosti*, 4, pp. 21–37. (In Russ.)
- Leonov S.A. (2010). Prospects for hydrate content of the upper Cenomanian deposits in the north of Western Siberia. Abstract Cand. geol. and min. sci. diss. Moscow, 24 p. (In Russ.) EDN: QEPEXH
- Makogon Yu.F. (1985). Gas hydrates, prevention of their formation and use. Moscow: Nedra, 231 p. (In Russ.)
- Nenakhov V.A. (1982). Study of the features of gas hydrate field development in order to increase gas recovery. Abstract Cand. geol. and min. sci. diss. Moscow, 20 p. (In Russ.)
- Nikitin S.P., Tsarev V.P., Cherskiy N.V. (1982). Recommendations for taking into account the influence of the gas hydrate process on the assessment of gas potential in Western Siberia. Yakutsk, 30 p. (In Russ.)
- Ostryy G.B. (1969). Methodology for identifying frozen rocks in a section. *Issues of geology and drilling and production in the frozen rock zone at oil and gas fields in Western Siberia*, is. 18. (In Russ.)
- Perlova E.V., Leonov S.A., Khabibullin D.Ya. (2017). Priority issues for the development of gas hydrate deposits in Russia. *Problems of resource provision of gas producing regions of Russia*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, pp. 224–228. (In Russ.) EDN: ZIWHED
- Perlova E.V. (2018). Preparation of hydrate gas resources for the development of the mineral resource base of gas production of PJSC Gazprom. *Nauchno-tekhnicheskiy sbornik Vesti gazovoy nauki*, 3(35), pp. 256–263. (In Russ.) EDN: MUVKAI
- Ponomarev G.V. (1960). Conditions for the formation of hydrates of natural and associated gases. Is. 2. Kuybyshev: NIINP, pp. 49–55. (In Russ.)
- Sukhonosenko A.L. (2013). Thermohydrodynamic modeling of gas hydrate deposit development processes. Abstract sci. diss. Moscow, 28 p. (In Russ.)
- Shits Yu.A. et al. (2021). Gas hydrates: a brief review of modern Russian research in 2015–2020. *Gazovaya promyshlennost*, 2(812), pp. 46–56. (In Russ.) EDN: VLUUKQ
- Trofimuk A.A., Makogon Yu.F., Tolkachev M.V. (1983). On the role of gas hydrates in the processes of hydrocarbon accumulation and the formation of their deposits. *Geologiya i geofizika*, 6, pp. 3–15. (In Russ.) EDN: PNJVIA
- Tsarev V.P. (1976). Features of formation, methods of prospecting and development of hydrocarbon accumulations in permafrost conditions. Yakutsk: Yakutskoe knizhnoe izdatel'stvo, 216 pp. (In Russ.)
- Vasiliev V.G., Makogon Yu.F., Trebin F.A., Trofimuk A.A., Cherskiy N.V. (1970). Properties of natural gases in the earth's crust in a solid state,

forming gas hydrate deposits. *Otkrytiya, izobreteniya i tovarnye znaki*, 10, pp. 3–5. (In Russ.)

Volodko B.V. (1979). On the possibility of determining the thickness of frozen terrigenous strata using the spontaneous polarization method. *Permafrost Engineering*. Novosibirsk: Nauka, 208 p. (In Russ.)

Yakutseni V.P. (2015). Gas hydrates - unconventional gas raw materials, their formation, properties, distribution and geological resources. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 10(4). (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-5379/45_2015

Yakushev V.S. et al. (2014). Gas hydrates in the Arctic and the world ocean: features of occurrence and development prospects. Moscow: Nedra, 251 p. (In Russ.) EDN: VNKPSF

Yakushev V.S., Istomin V.A., Perlova E.V. (2007). Resources and prospects for the development of unconventional gas sources in Russia. Moscow: VNIIGAZ, 86 p. EDN: QKGWFP

About the Authors

Sergey E. Agalakov – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Expert, Expert-Analytical Department, Tyumen Petroleum Research Center

42 Maksim Gorky st., Tyumen, 625048, Russian Federation
e-mail: SEAgalakov@tnnc.rosneft.ru

Ksenia V. Salova – Chief Specialist, Geological Exploration Department of the North of Western Siberia, Tyumen Petroleum Research Center

42 Maksim Gorky st., Tyumen, 625048, Russian Federation
e-mail: kvsalova@tnnc.rosneft.ru

Yulia A. Sizko – Leading Specialist, Geological Exploration Department of the North of Western Siberia, Tyumen Petroleum Research Center

42 Maksim Gorky st., Tyumen, 625048, Russian Federation
e-mail: yasizko@tnnc.rosneft.ru

*Manuscript received 1 November 2024;
Accepted 26 May 2025; Published 20 September 2025*

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Исследование связи микробиологических факторов с распределением аномальных полей метана и наличием залежей газовых гидратов на примере двух акваторий северной части Японского моря

Н.С. Сырбу*, А.И. Еськова, А.О. Холмогоров, А.А. Легкодимов, Т.С. Якимов,
А.Л. Пономарева, Е.В. Мальцева

Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева ДВО РАН, Владивосток, Россия

Рассмотрены возможности использования микроорганизмов в качестве биоиндикаторов метановых экосистем в местах залегания газовых гидратов. Проведено исследование биоразнообразия микроорганизмов, и определены физиологические и биохимические свойства бактериальных штаммов, способных к окислению углеводородов, выделенных из донных отложений северной части Японского моря для двух районов: с обнаруженными газовыми гидратами (район 1) и без присутствия газовых гидратов (район 2). Комплексные газогеохимические, геологические и микробиологические исследования проведены на акватории северной части Японского моря – южной части Татарского пролива, и северного склона Приморского края. Использованы материалы морских экспедиций: НИС «Академик Опарин» № 54 (ОР54, сентябрь – октябрь 2017 г.) и НИС «Академик М.А. Лаврентьев» № 81 (LV81, май 2018 г.).

Используя методы культивирования, выявлено, что представители семейства Nocardiaceae типа *Actinomycetota* привязаны к местам обнаружения газовых гидратов. Показано, что бактерии, выделенные из района с обнаруженными газовыми гидратами, проявляли способность ферментировать более широкий спектр углеводных субстратов по сравнению с культурами, полученными из негазогидратного района. Отмечена положительная корреляция между способностью к деструкции карбоновых кислот и отсутствием газогидратов.

Ключевые слова: метан, газовые гидраты, деструкция углеводородов, донные отложения, физиолого-биохимические свойства, Японское море, Татарский пролив

Для цитирования: Сырбу Н.С., Еськова А.И., Холмогоров А.О., Легкодимов А.А., Якимов Т.С., Пономарева А.Л., Мальцева Е.В. (2025). Исследование связи микробиологических факторов с распределением аномальных полей метана и наличием залежей газовых гидратов на примере двух акваторий северной части Японского моря. *Георесурсы*, 27(3), с. 36–50. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.3>

Введение

Проблема накопления газовых гидратов в Мировом океане имеет долгосрочную актуальность. Изменение климата является общей проблемой для всего человечества, а выбросы парниковых газов являются наиболее важной причиной потепления климата. Являясь одним из крупнейших источников органического углерода на Земле, гидрат природного газа при разложении выделяет огромное количество метана, что может оказать существенное влияние на глобальную морскую среду (Collet, 2009).

Биогенный и термогенный газ являются двумя основными источниками образования газовых гидратов (Whiticar, 1999). Гидраты метана обоих источников могут оказывать критическое воздействие на экологические свойства морских отложений. Однако исследования микробного разнообразия в термогенных гидратосодержащих отложениях ограничены. Биогенный метан вырабатывается микробными сообществами как часть анаэробного дыхания, тогда как термогенные газы образуются в результате термокаталитического разложения органических соединений при повышенных температурах (Schoell, 1988; Wuebbles, Hayhoe, 2002).

Морские отложения являются уникальным местом обитания микроорганизмов. Микроорганизмы, населяющие донные отложения четко структурированы в зависимости от глубины, наличия кислорода, количества органического вещества (Walsh, 2016).

* Ответственный автор: Надежда Сергеевна Сырбу
e-mail: syrbu@poi.dvo.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

Выявление взаимосвязи между структурой, распределением микроорганизмов и метана газовых гидратов в морских отложениях стали все больше привлекать внимание ученых со всего мира. Были проведены обширные исследования микробного разнообразия и активности в донных отложениях, содержащих метан-гидраты во многих районах Мирового океана: Мексиканский залив (Mills et al., 2005), Нанкайский желоб (Японское море) (Katayama et al., 2016, 2022), восточная часть Японского моря (Yanagawa et al., 2014), Андаманское море (Briggs et al., 2012), Цусимский бассейн (Японское море) (Lee et al., 2013; Ryu et al., 2013; Cho et al., 2017), Арктические регионы (вблизи Шпицбергена) (Carrier et al., 2020), район Шеньху (Южно-Китайское море) (Jiao et al., 2015; Cui et al., 2019, 2020). Некоторые исследования посвящены сравнению микробных сообществ в морских отложениях с газовыми гидратами и без них (Yanagawa et al., 2014; Jiao et al., 2015; Cui et al., 2020; Liu et al., 2022).

И если во многих морях Мирового океана ведутся исследования распределения микроорганизмов – деструкторов углеводородов из районов, связанных с выходами газа, для понимания их участия в круговороте веществ, а также возможности использования их в качестве биоиндикаторов, то в дальневосточных морях России, а именно в Японском море, таких исследований крайне мало.

Окраинные моря представляют собой уникальные морфоструктуры Тихоокеанского подвижного пояса, которые особенно хорошо развиты в его западной части. Охотское и Японское моря являются важными элементами Западно-тихоокеанской системы впадин, дуг и бассейнов и чутко реагируют на глобальные изменения.

Исследование этих морей представляет особый интерес не только с точки зрения современных активных геологических процессов и перспектив нефтегазоносности, но и в контексте изучения газогеохимических параметров в морях и транзитных зонах между сушей и шельфом.

Наиболее активная дегазация литосферы происходит в пределах Хоккайдо-Сахалинской складчатой системы в районе шельфа и склона о. Сахалин (Syrbu et al., 2022; Syrbu et al., 2024) и представляет большой интерес с точки зрения генезиса и экологического значения природных газов, содержащихся в осадочных бассейнах, скоплениях подводных газовых гидратов, геотермальных и грязевулканических системах, газонасыщенных подземных водах и морских отложениях. Изучение газогидратных провинций на шельфе и склонах острова Сахалин является актуальным в свете происходящих глобальных изменений.

Культивируемые бактерии, выделенные из воды и донных отложений Японского моря, представлены в работах разных лет: выделен и описан штамм *Oceanisphaera littoralis* gen. nov., sp. nov. (Romanenko et al., 2003), описаны 4 новых вида *Psychrobacter* (Romanenko et al., 2004).

Нефтеоокисляющие микроорганизмы исследованы в дальневосточных морях наиболее интенсивно. Обычно это связано с загрязнением нефтью поверхностных вод морей и использованием бактерий в процессах биоремедиации.

Описаны штаммы нефтеуглеводородоокисляющих микроорганизмов, выделенных из прибрежных акваторий Японского (б. Золотой Рог и б. Находка) и Охотского морей (зал. Аннива), а также определены минимальные

ингибирующие концентрации нефти для исследуемых штаммов (Бузолева и др., 2008).

Совместно проведенными исследованиями изучено таксономическое разнообразие культивируемых углеводородоокисляющих бактерий в Японском море и дана оценка способности к окислению нефти выделенными изолятами (Богатыренко и др., 2021).

Проведены исследования прибрежных вод юга о. Сахалин, где выделены в чистую культуру и собраны в коллекцию 67 штаммов микроорганизмов, которые обладают высокой способностью к утилизации основных углеводородов (алканов, циклоалканов, ароматических соединений) и могут быть использованы для биоремедиации морской среды (Репина (Смирнова), 2009).

Цель настоящей работы состояла в исследовании разнообразия, физиологических и биохимических свойств, культивируемых нефтеоокисляющих микроорганизмов, выделенных из верхней части восстановленного слоя донных отложений северной части Японского моря газогидратного и негидратного районов. Сопоставление распределения аномальных газогеохимических полей метана с находящимися в донных отложениях микроорганизмами может в дальнейшем позволить рассмотреть эти микроорганизмы в качестве гео-микробиологических индикаторов, поскольку микробное сообщество в этих регионах уникально и обладает рядом таксономических и физиологических особенностей, связанных с наличием или отсутствием мелководных газовых гидратов.

Район работ

Остров Сахалин и окружающий его шельф расположены в пределах активной островодужной Тихоокеанской окраины и представляют собой кайнозойскую складчатую область, которая имеет субмеридианальное простираие и отделена от смежных структур крупными разломами (Татарский и Восточно-Сахалинский) и молодыми краевыми прогибами. Протяженные субмеридианальные лениаменты рассекают и саму складчатую область. Наиболее крупный из них – Центрально-Сахалинский – протягивается от Хоккайдо до северной оконечности Сахалина. Стиль дислокаций разновозрастных образований определен не только аккреционными процессами, но и в значительной степени сдвиговыми движениями по меридиональной сети разломов.

Образование и накопление углеводородов в основном происходит в осадочных бассейнах, которые представляют собой области длительного погружения в земную кору. В то же время осадочный слой нагревается восходящими тепловыми потоками, которые активизируют газообразование. Районы с выбросами природного газа находятся в пределах мощных (более 2 км) осадочных толщ, содержащих различные скопления углеводородов в виде залежей нефти и газа, газовых гидратов и газонасыщенных отложений. Необходимым условием дегазации углеводородами таких участков является, как правило, наличие дизъюнктивных разрывов (Hovland, 1994); дополнительными являются складчатые дислокации, а также повышенная сейсмичность. Все перечисленные условия активной дегазации наблюдаются на шельфе и склоне острова Сахалин.

На Сахалине и сопредельном шельфе выделяются три кайнозойских бассейна, характеризующихся спецификой осадконакопления и нефтегазоносности: Северо-Сахалинский, Западно-Сахалинский, Южно-Сахалинский. Они соответствуют одноименным нефтегазоносным областям. Районы исследований в данной работе лежат в пределах Западно-Сахалинской нефтегазоносной области и соответствует крупной позднемиоценовой-кайнозойской депрессии, расположенной между антиклинорными поднятиями Сахалина и Восточно-Сихотэ-Алинским вулканическим поясом, бронирующим край Азиатского материка.

Геологические и геофизические данные показывают, что в настоящее время в рассматриваемых районах сложились благоприятные условия для выброса метана (Syrbu et al., 2022). Одним из наиболее благоприятных районов возникновения подводных выбросов метана в Японском море являются юго-западный шельф и склон острова Сахалин.

Район исследований 54-го рейса НИС «Академик Опарин» и 81-го рейса НИС «Академик М.А. Лаврентьев» охватывают южную часть Татарского пролива (район 1) и северный склон Приморского края (район 2) (рис. 1).

Татарский прогиб образовался в результате рифтогенеза, который начался в среднем-позднем олигоцене и продолжался до конца миоцена (Харахинов, 2010).

Он представляет собой крупную впадину (рифт) длиной 1200 км и шириной 60–300 км. Горные сооружения Сихотэ-Алия и Западного Сахалина обрамляют пролив с запада и востока соответственно. Впадина заполнена мезозойско-кайнозойскими осадочными и вулканогенно-осадочными породами. Кайнозойские отложения Западно-Сахалинских гор имеют крутой наклон к западу и в значительной степени нарушены сбросовыми и восходящими дислокациями. Подвижки вдоль разломов варьируются от десятков и сотен метров до нескольких километров. С зоной разлома связаны вулканы, действовавшие 5–10 миллионов лет назад. Четко выражены глубинные разломы, рассекающие земную кору. Высокие значения теплового потока, магматическая и сейсмическая активность указывают на современную тектоническую активность. Разлом Татарского пролива является северным продолжением центра спрединга, расположенного в глубоководной впадине Японского моря. Татарский пролив включает в себя три осадочных бассейна, выполненных кайнозойскими терригенными и в значительной мере вулканогенными образованиями мощностью до 8000 м. Это Северо-Татарский, Южно-Татарский и Исикари-Западно-Сахалинский бассейны, разделенные поднятиями (Нечаюк, 2017).

Татарский пролив хорошо изучен с точки зрения нефтегазовой геологии (Харахинов, 2010). Сейсмическими исследованиями здесь были выявлены многочисленные структуры, образовавшиеся в результате проникновения газа в осадочный покров. В ходе исследования газогеохимических полей придонного слоя толщ вод Татарского пролива, получен ряд важных результатов (Обжиров, 1993), указывающих на наличие аномальных полей метана (концентрации до 45 нМ/л) в соответствии с перспективами нефтегазоносности.

В ходе международного проекта Сахалин (SSGH Project II – The Sakhalin Slope Gas Hydrate Project) выявлено, что верхняя часть осадочного разреза преимущественно в восточной части Южно-Татарского прогиба характеризуется распространением многочисленных газовых выходов. К ним, как правило, приурочены газовые факелы и проявления газогидратов в верхнем слое осадочных отложений. Газовые «факелы» располагались на глубинах моря главным образом в интервале 100–300 м, единичные обнаруживались до глубины 600 м (рис. 1).

В районе этих структур проведены исследования распределения углеводородных газов, изотопного состава углерода метана и этана, концентраций водорода и гелия, которые позволили обнаружить в скоплениях газогидратов преобладание катагенетических газов (Шакиров и др., 2016).

Газовые гидраты обнаружены в пределах юго-западного склона о. Сахалин в зонах разных сейсмических аномалий, которые закартированы методом непрерывного сейсмопрофилирования (Jin et al., 2013; Shoji et al., 2014; Minami et al., 2016). Впервые газогидраты в северной части Японского моря (Татарский пролив) были открыты в рейсе 59 НИС «Академик М.А. Лаврентьев» в 2012 г. на юго-западном верхнем склоне о. Сахалин. Последующие исследования, проведенные в 2013–2015 годах, позволили значительно расширить границы района распространения газовых гидратов.

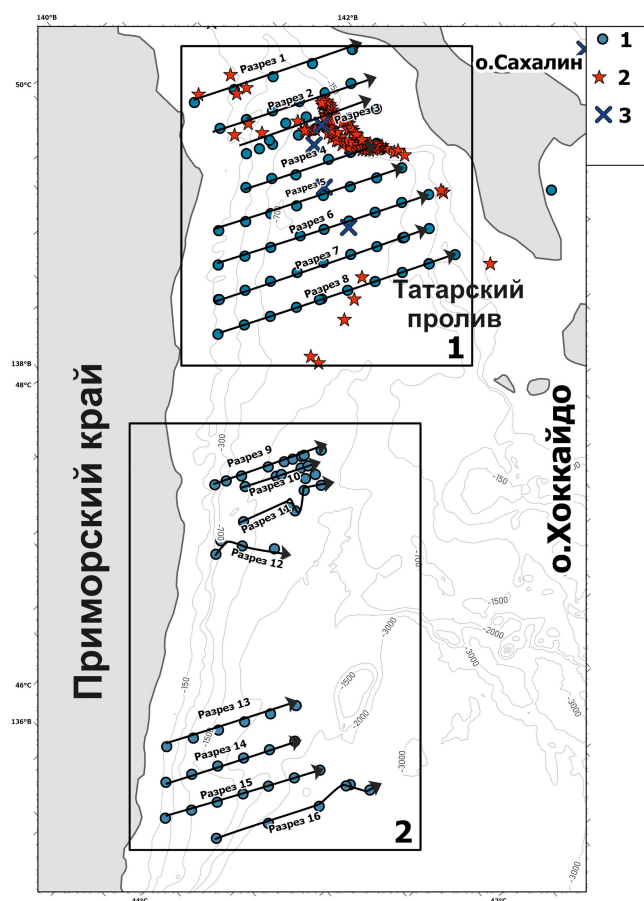


Рис. 1. Карта-схема отбора проб для газогеохимических исследований. Районы условно разделены на 1 – газогидратный и 2 – неgasогидратный. Условные обозначения: 1 – станции отбора проб донных осадков; 2 – газовые «факелы»; 3 – газовые гидраты (Jin et al., 2013; Shoji et al., 2014; Minami et al., 2016).

Газогидраты представлены в виде тонких линз и прослоев, а также в виде изометричных включений внутри осадочных пород. Гидратные слои установлены на горизонтах 1.6 и 2.4 метра ниже морского дна. При этом, акустические газовые «факелы», свидетельствующие о выходе газов из осадочных толщ, были зафиксированы на глубине около 300 метров. Однако перспективы дальнейших открытий весьма высоки, поскольку существует вероятность обнаружения газогидратных скоплений на еще больших глубинах – 500–600 метров. Анализ геологического строения района показал, что скопления газогидратов тесно связаны с оползневыми и турбидитными осадочными толщами, распространенными в Южно-Татарском осадочном бассейне. Эти толщи, сформированные в результате подводных оползней и потоков турбидитов, обладают повышенной пористостью и проницаемостью, что создает благоприятные условия для миграции и накопления метана.

Газогидратоносные осадки в этом районе представляют собой слои мощностью до одного метра, состоящие преимущественно из термогенного метана со средним значением около –43‰ (Syrbu et al., 2022). Возможным источником термогенного метана являются глубоко залегающие газоносные и угленосные толщи, а также газы, поступающие из подстилающих отложений. Практически все пробы осадков, поднятые со дна, отличались высокой степенью газонасыщения, содержали большое количество карбонатных конкреций и сильно трещиноваты (Jin et al., 2013; Shoji et al., 2014; Minami et al., 2016). Эти факторы свидетельствуют о сложной геологической истории района и активных геохимических процессах, протекающих в осадочных толщах.

Эти и другие особенности Южно-Татарского осадочного бассейна указывают на то, что он должен являться активным поставщиком метана из донных отложений.

Материалы и методы

Газогеохимические исследования

Исследования проводились на акватории в северной части Японского моря – южной части Татарского пролива и северного склона Приморского края. Схема района работ показана на рисунке 1. Были использованы материалы экспедиций НИС «Академик Опарин» № 54 (ОР54, сентябрь – октябрь 2017 г.) и НИС «Академик М.А. Лаврентьев» № 81 (LV81, май 2018 г.).

По территориальному признаку район работ разделен на газогидратный район 1, который включает 8 разрезов от континентального шельфа до шельфа о. Сахалин и расположен в южной половине Татарского пролива, и негазогидратный район 2, который состоит из 8 разрезов на континентальном склоне Приморского края в северной части Центральной котловины Японского моря (рис. 1).

Общее количество проб осадка для газогеохимического анализа – 519. Из керна осадков отбирались пробы для измерения газа через 20–30 см. В донных осадках газ извлекался равновесным методом Head Space и анализировался на газовом хроматографе «Хроматэк-Кристалл-9000» с датчиками потока ионизации и теплопроводности, чувствительностью 10⁻⁵% (ЗАО СКБ «Хроматэк», г. Йошкар-Ола).

Отбор донных осадков проводился с помощью гидростатического пробоотборника диаметром 138 мм и длиной 575 см. Внутри него закладывались двухсекционные (распиленные вдоль на две части и плотно зафиксированные) пластиковые трубы меньшего диаметра (125 мм) для быстрого извлечения осадков из пробоотборника. После его поднятия на борт судна, пластиковая труба с осадком переносилась в лабораторию, где колонка разрезалась на две части для дальнейшей обработки по стандартной схеме: фотографирование, описание осадка и отбор на различные виды анализов.

Осадок отбирался шприцами объемом 10 мл с обрезанными носиками в склянки 68 мл, заполненные насыщенным раствором NaCl с добавлением консерванта (0.5 мл хлорексидина биглюконата 0.05%). При измерениях метана в качестве газовой фазы применялся гелий, который напускался в склянки с помощью газового мешка «Tedlar Bag Dual Valve» (USA) с двумя клапанами. Через один клапан мешка, снабженный иглой, производился напуск гелия во время вытягивания 12 мл водного раствора шприцем через другой клапан. Пробы интенсивно встряхивались не менее 4-х часов на перемешивающем устройстве LS 110 (Россия), затем газ вводился в хроматограф.

Расчет концентраций метана, растворенного в морской воде, проводился методом равновесного парафазного анализа с помощью констант растворимости по методике (Yamamoto et al., 1976) в модификации (Wiessenburg, Guinasso, 1979).

Исследования биоразнообразия микроорганизмов

Для изучения биоразнообразия микроорганизмов в донных отложениях, ассоциированных с разгрузкой газов, в работе использовали верхнюю часть восстановленного слоя донных отложений северной части Японского моря, отобранную в ходе рейсов ОР54 НИС «Академик Опарин» (2017), LV81 НИС «Академик М.А. Лаврентьев» (2018). Исследованы пробы донных отложений с 23 станций (рис. 2), отличающиеся газогидратным потенциалом, наличием подводных выходов метана.

Отбор проб для микробиологического анализа проводили стерильными пластиковыми шприцами с отрезанными носиками. В работе использовали горизонты 5–30 см. Отобранные пробы хранили при – 30 °С до начала анализов.

Изучаемые донные отложения от поверхности морского дна до глубины 30 см характеризовались в основном алевроито-пелитовыми разностями с восстановленной однородной структурой от темно-оливкового до серо-зеленоватого цвета, часто с включениями гидротроилита (темные прослои сульфидов железа в виде гидрогеля).

Выделение и идентификация бактерий

Для создания накопительных культур нефтеокисляющих микроорганизмов использовали морскую минеральную среду (Marine salt medium), среду Ворошиловой-Диановой в модификации с содержанием соли 35‰. В используемые в работе среды в качестве источника углерода добавляли 2% стерильной нефти марки ESPO.

Из накопительных культур с использованием чашечного метода Коха была выделена коллекция из 55 штаммов

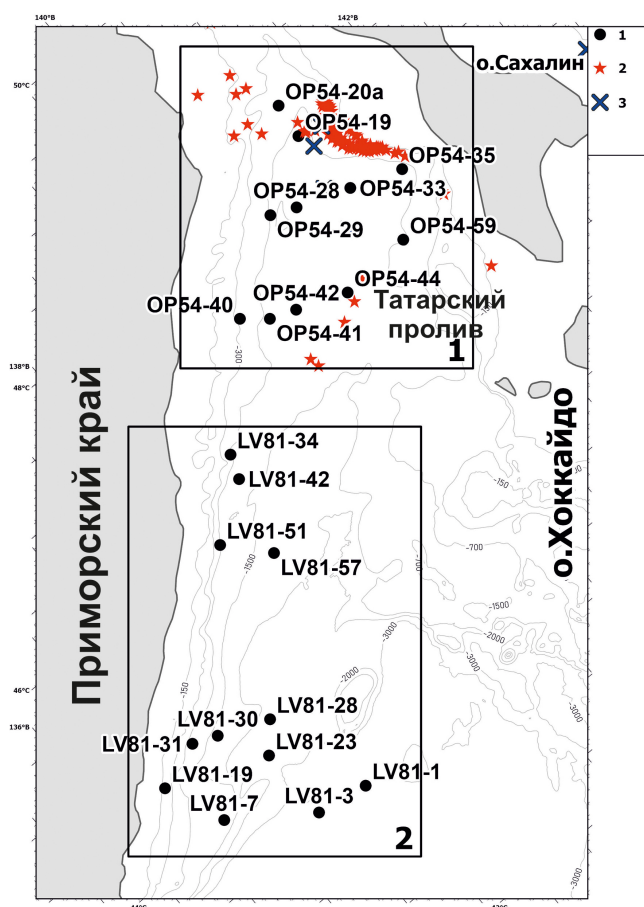


Рис. 2. Карта-схема отбора проб для исследования биоразнообразия микроорганизмов. Районы условно разделены на 1 – газогидратный и 2 – негазогидратный. Условные обозначения: 1 – станции отбора проб донных осадков для исследования биоразнообразия микроорганизмов; 2 – газовые «факелы»; 3 – газовые гидраты (Jin et al., 2013; Shoji et al., 2014; Minami et al., 2016).

чистых культур, обладающих способностью к окислению углеводов. Морфологию чистых культур изучали с помощью светового микроскопа Axiostar PLUS (Carl Zeiss, Германия) с фазовым контрастом. Физиолого-биохимические свойства выделенных изолятов изучали по общепринятым методикам (Matsui, 2003; Лабинская и др., 2005; Нетрусов и др., 2005). Биомассу культур для последующего выделения ДНК накапливали на плотной среде СММ. Выделение хромосомной ДНК чистых культур проводили модифицированным методом Мармура (Marmur, 1961). Секвенирование ДНК нефтеокисляющих штаммов проводилось в компании ООО «Синтол» (г. Москва) по методу Сэнгера с использованием набора BigDye v3.1. на генетическом анализаторе ABI 3130xl (ThermoFisher Scientific, США). При секвенировании использовали универсальные бактериальные праймеры 11F (5' – AGTTTGATCATGGCTCAG – 3') – 1100R (5' – GGGTTGCGCTCGTTG – 3') (Seki et al., 2015). Полученные нуклеотидные последовательности генов 16S рРНК (длина прочтения 800 нуклеотидов) выравнивали в программах BioeditVersion 7.0.4. и ClustalW; наличие химер проверяли в программе Pintal (Ashelford et al., 2005). Выровненные последовательности сравнивали с хранящимися в мировой базе NCBI данными с использованием программы BLAST (<https://blast.ncbi.nlm.nih.gov/Blast.cgi>).

Последовательности идентифицировали до вида или рода на уровне сходства больше 98%.

Нуклеотидные последовательности фрагментов гена 16S рРНК отдельных штаммов бактерий депонированы в базе данных GenBank под номерами: MZ540778, MZ573198, MZ573186, MZ573209, MZ540874, MZ573210, MZ540892, MZ573212, MZ573229, MZ573232, MZ540913, MZ573237, MZ540941, MZ543973, MZ543976, MZ544024, MZ595665, MZ544190, MZ544252, MZ544365, MZ573241, MZ595666, MZ573242, MZ595782, MZ573409, MZ573761, MZ562688, MZ562702, MZ562704, MZ596003, MZ562706, MZ574136, MZ577107, MZ577115, MZ577118, MZ577121, MZ577132, MZ577136, MZ577169, MZ569490, MZ569847, MZ569674, MZ573202, MZ569847, MZ569721, MZ569678, MZ573187, MZ569315, MZ577172, MZ577174, MZ577178, MZ577183, MT758443, MZ577213, MT758444.

Сведения об идентифицированных нами бактериях, их физиолого-биохимические свойства, а также степень деструкции и индексов биodeградации углеводов штаммами представлены в базах данных (Балданова и др., 2022; Пономарева и др., 2022).

Статистическую обработку результатов проводили с использованием программного пакета Microsoft Excel 2010 и ArcGIS 10.4 с использованием Geostatistical Analyst modul, с использованием языка программирования R в IDE RStudio 3.3.1 (<https://cran.r-project.org/bin/windows/base/old/3.1.1/>). Для оценки взаимосвязи между способностью к утилизации субстратных источников и содержанием метана в донных отложениях таксономическими группами была рассчитана корреляция Пирсона.

Различия считали достоверными при уровне значимости $p < 0.05$.

Результаты

Газогеохимический состав донных отложений

Газогеохимические исследования донных отложений были проведены в центральной и южной части Татарского пролива (район 1) и на континентальном склоне Японского моря (район 2) (рис. 1). Несколько интересных колонок осадка было поднято в южной части Татарского пролива (район 1) в районе газовых выходов: осадки представлены песчаными отложениями, алевроитовыми, пелитами алевроитовыми темного, почти черного цвета (обогащенные гидротроилитом). Запах сероводорода слабый или отсутствует. Возможно, сероводород был израсходован на образование гидротроилита в результате диагенеза. Содержание пелитовых частиц возрастает к забой от алевро-пелитов до алевроитистых пелитов.

На континентальном склоне Японского моря (район 2) (рис. 1) преобладают водонасыщенные (содержание воды до 30–40%) песчано-алевритовые осадки и с увеличением глубины слоя переходят в более плотные алевроито-пелитовые отложения без прослоев органического вещества. Но осадки разрезов № 10, 11 и 16 континентального склона существенно отличаются и преобладают маловодонасыщенные (до 10–15%) пелитовые отложения с прослоями органического вещества в пелитах.

В пределах газовых выходов в районе 1 во многих ядрах осадков зафиксированы признаки газонасыщения, максимальные концентрации метана – до 2.2×10^6 нМ/дм³ (OP54-37). В целом концентрации метана в обоих районах

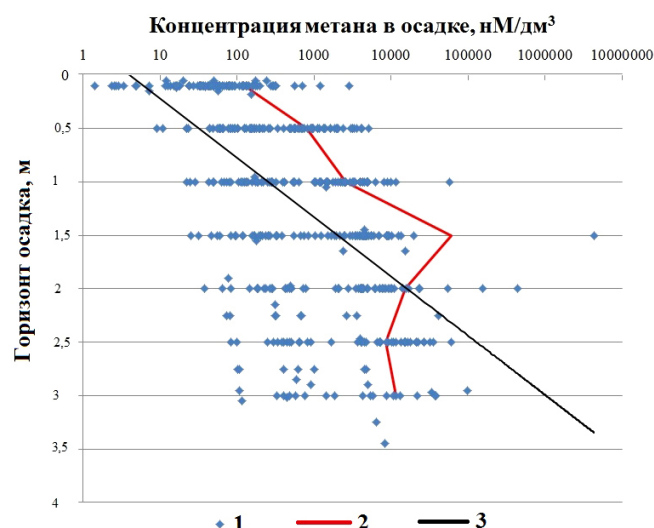


Рис. 3. Концентрация метана в пробах придонного слоя осадка на различных горизонтах по данным рейса №54 НИС «Академик Опарин», шкала логарифмическая: 1 – концентрация метана в осадке; 2 – среднее арифметическое значение концентраций метана в осадке по горизонтам; 3 – линия тренда, логарифмическая

распределяются равномерно с постепенным увеличением своих значений в соответствии с увеличением глубины слоя осадка (рис. 3). Метан установлен во всех пробах, отобранных из донных отложений, в концентрациях от 10 нМ/дм³ (медиана 1430 нМ/дм³, среднее 16×10^3 нМ/дм³), абсолютный максимум концентрации метана 4.3×10^6 нМ/дм³ зафиксирован на горизонте 1.5 м в районе 45.9 °с.ш. 138.2 °в.д. Содержание метана в нижних горизонтах осадка на 3–4 порядка выше, чем в верхнем слое осадка (рис. 3). В работах по данному району также установлены положительные корреляционные связи концентраций метана с этаном и пропаном (Шакиров и др., 2023).

В районе исследований можно выделить две области с аномально повышенными концентрациями метана в осадке: в газогидратном районе 1 на юге Татарского пролива в местах многочисленных газовых факелов и обнаружения газовых гидратов и в негазогидратном районе 2 на континентальном склоне Японского моря. Содержание метана в осадке увеличивается в более глубоких слоях (рис. 4).

В верхнем слое осадка на горизонте 50 см можно выделить несколько областей повышенных концентраций метана в осадке (с максимальной концентрацией растворенного в осадке метана 4150 нМ/дм³ при среднем значении для данного слоя 802 нМ/дм³) (рис. 4б). Повышенные содержания метана в осадке установлены в непосредственной близости к зонам влияния тектонических активных разломов.

На горизонте 1.5 м выделяется область повышенных (более 10^5 нМ/дм³) и аномальных (с абсолютным максимумом 4.3×10^6 нМ/дм³) значений концентраций метана у побережья Приморского края (рис. 4в). Средние значения концентрации метана для слоя 1.5 м – 60.6×10^3 нМ/дм³. В зоне аномально высоких значений концентраций метана на континентальном склоне Японского моря на глубине 748 м и 932 м, соответственно, в интервале 1.3–1.5 м ниже поверхности дна в пелитовом осадке предположительно

плейстоцен-голоценового возраста обнаружены карбонатные конкреции (Якимов и др., 2023). В этом же районе в рамках рейса 81 на НИС «Академик М. А. Лаврентьев» впервые был поднят икаит в зоне метановой аномалии, приуроченной к разломной зоне (Шакиров и др., 2020).

При рассмотрении горизонта 250 см общая площадная концентрация метана в слое осадка повышается (рис. 4г), среднее значение концентрации метана для данного горизонта осадка на всей площади 8679 нМ/дм³. Максимальные значения аномалий метана: 36×10^3 нМ/дм³ для Татарского пролива и 60×10^3 нМ/дм³ для северной части Центральной котловины.

Повышенные концентрации метана для всех слоев осадка отмечены на станциях в области Красногорского поднятия в узлах пересечения тектонических разломов, в северной части Южно-Татарского осадочного бассейна (район 1 с газовыми гидратами) и на севере Тернейского прогиба на континентальном склоне (район 2 без обнаруженных газовых гидратов). По модели (Жемчугова, 2013) для Южно-Татарского пролива вектор направления миграции углеводородов направлен вверх по разрезу. Таким образом при активизации сейсмостектонической активности образуются микротрещины, провоцирующие ускоренную миграцию, в частности, метана, как наиболее легкого углеводорода.

Распределение метана в слое придонного осадка в газогидратном районе 1 показано на рисунке 5.

Абсолютный максимум метана – более 2×10^6 нМ/дм³ – обнаружен на станции ОР54-37 в районе склона о. Сахалин на горизонте керна осадка 2.5 м (рис. 5). В этом районе установлены многочисленные выходы газов и проявления газовых гидратов в осадке, представляющие слои мощностью до 1 м. Газовые гидраты в этом районе сформированы метаном смешанного генезиса – термогенным и биогенным со средним изотопным составом углерода метана – 43‰ (Syrbu et al., 2022). Источником термогенного метана, вероятно, являются газо- и угленосные толщи с вкладом газов подстилающих отложений (Шакиров и др., 2016). В целом для района 1 повышенные концентрации метана преобладают в нижних слоях керна осадка (2–3 м).

Распределение метана в слое придонного осадка в негазогидратном районе 2 показано на рисунке 6.

В исследуемом районе 2 без установленных газовых гидратов область повышенных концентраций метана в осадке обнаружена на разрезах 10 и 11 с абсолютным максимумом более 2×10^6 нМ/дм³ в слое осадка 150 см на станции ОР54-51 в районе континентального склона Приморского края. Область повышенных концентраций метана 60×10^3 нМ/дм³ зафиксирована в слое осадка 2–3 м на разрезе 16 в районе станций ОР54-05, ОР54-07. В этом районе континентального склона северной части Японского моря обнаружены карбонатные конкреции, впоследствии определены как псевдоморфозы глендонита по икаиту (Якимов и др., 2023). Это позволяет говорить, что вдоль континентального склона Японского моря, сопряженного с Приморским краем, существуют неизвестные ранее протяженные зоны метановой дегазации. Эти зоны, в том числе, маркируются уникальными по своим характеристикам аутигенными проявлениями карбонатной минерализации.

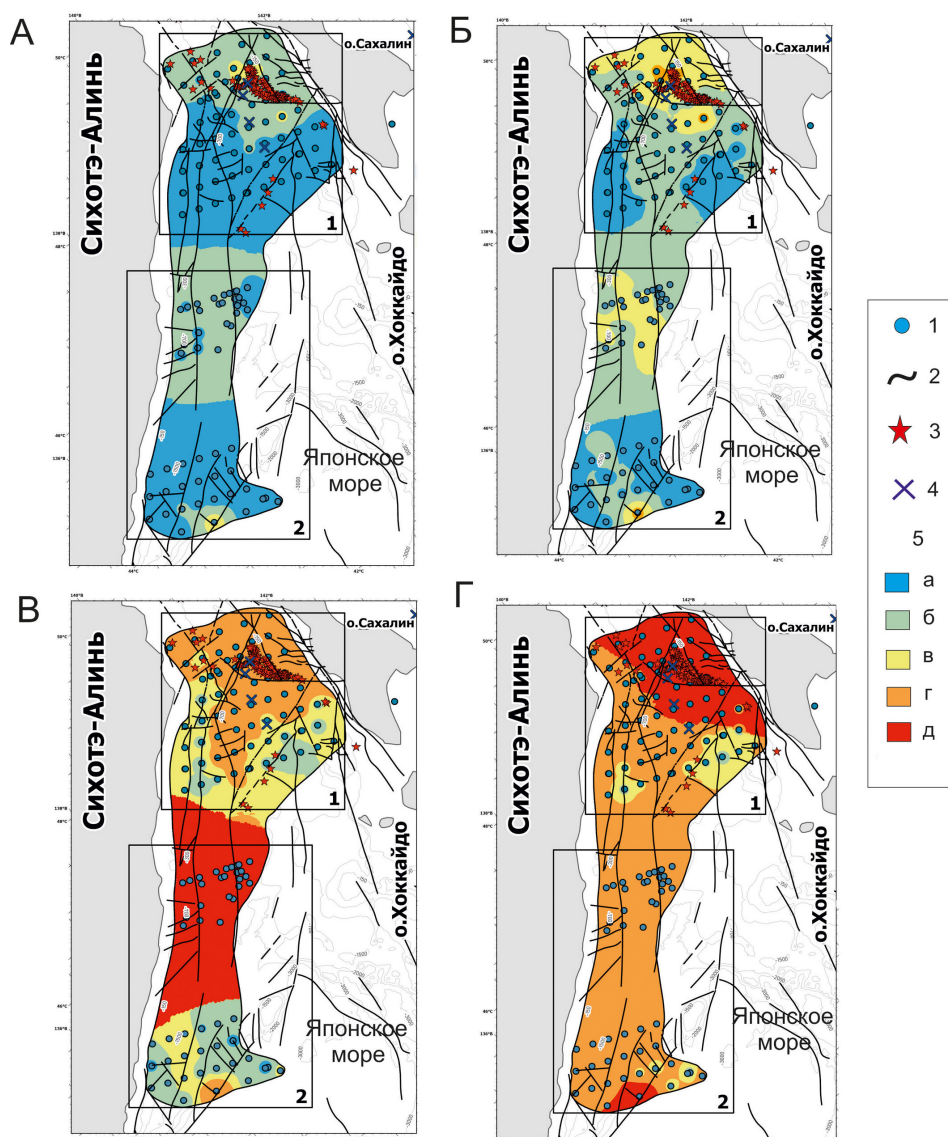


Рис. 4. Схема основных линий разломов (Шапошников и др., 1994, 1995; Харахинов, 2010; Жаров и др., 2004) и распределения концентрации метана по горизонтам осадка с указанием станций отбора проб донного осадка в рейсе 54 на НИС «Академик Опарин»: А – распределения концентрации метана на горизонте 0.3 м; Б – распределения концентрации метана на горизонте 0.5 м; В – распределения концентрации метана на горизонте 1.5 м; Г – распределения концентрации метана на горизонте 2.5 м. Районы условно разделены на 1 – газогидратный и 2 – не газогидратный. 1 – станции отбора проб донных осадков в рейсе 54 на НИС «Академик Опарин»; 2 – линии основных разломов; 3 – газовые «факелы»; 4 – газовые гидраты (Jin et al., 2013; Shoji et al., 2014; Minami et al., 2016); 5 – концентрации метана: а – до 250 нМ/дм³; б – 250–1000 нМ/дм³; в – 1000–2500 нМ/дм³; г – 2500–15000 нМ/дм³; д – больше 15000 нМ/дм³.

Таксономическое разнообразие нефтеокисляющих бактерий

Из восстановленного слоя донных отложений северной части Японского моря, газогидратного и не газогидратного районов, получена коллекция из 55 штаммов чистых культур, обладающих способностью к окислению углеводов.

По результатам секвенирования гена 16S рРНК штаммы микроорганизмов, выделенных из донных отложений, принадлежали к филумам: Pseudomonadota (Gammaproteobacteria), Bacillota, Actinomycetota.

Доля последовательностей, относящихся к филумам, Pseudomonadota (Gammaproteobacteria) составила 69%, Bacillota – 14.5%, Actinomycetota – 16.5%. Все исследуемые штаммы были идентифицированы до рода или вида.

Результаты сравнения полученных нуклеотидных последовательностей с базой данных NCBI по протоколу BLAST свидетельствуют о том, что последовательности 16S рРНК, наиболее сходные с полученными, принадлежат микроорганизмам, способным к биodeградации углеводов в воде, донных отложениях, почве и других экосистемах.

Доминирующими были представители родов *Pseudomonas* (14 штаммов), *Psychrobacter* (13), *Stenotrophomonas* (11), *Bacillus* (5), *Rhodococcus* (4), к минорным родам относились: *Micrococcus* (1), *Nesterenkonia* (1), *Brevibacillus* (1), *Promicromonospora* (1), *Peribacillus* (1), *Robertmurraya* (1), *Curtobacterium* (1), *Nocardioidea* (1).

В районе газогидратной залежи выделено 37 штаммов, отнесенных к 9 родам, а в районе отсутствия газогидратов почти в 2 раза меньше – 18, отнесенных к 8 родам.

Район 1

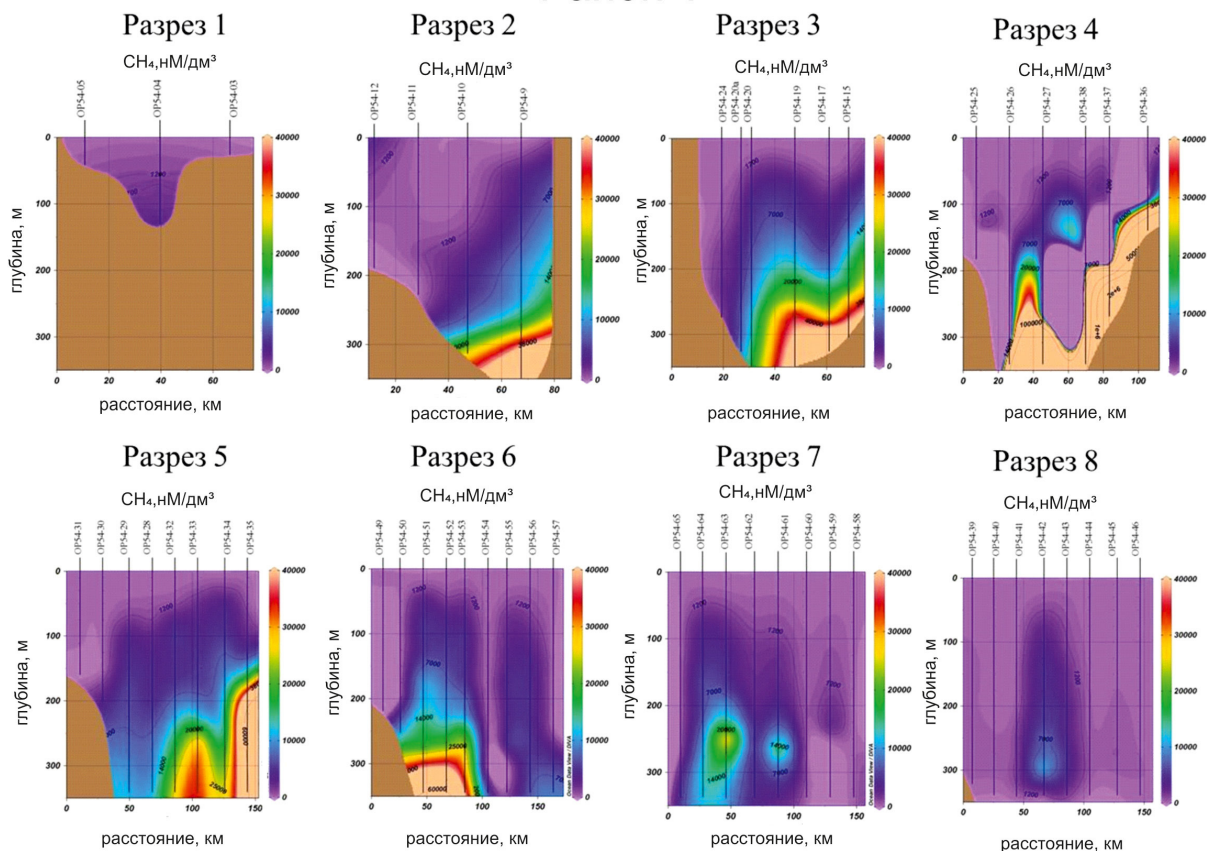


Рис. 5. Распределение концентраций метана в осадке (nM/dm^3) в газогидратном районе 1 по разрезам с указанием станций отбора проб рейса 54 НИС «Академик Опарин»

Район 2

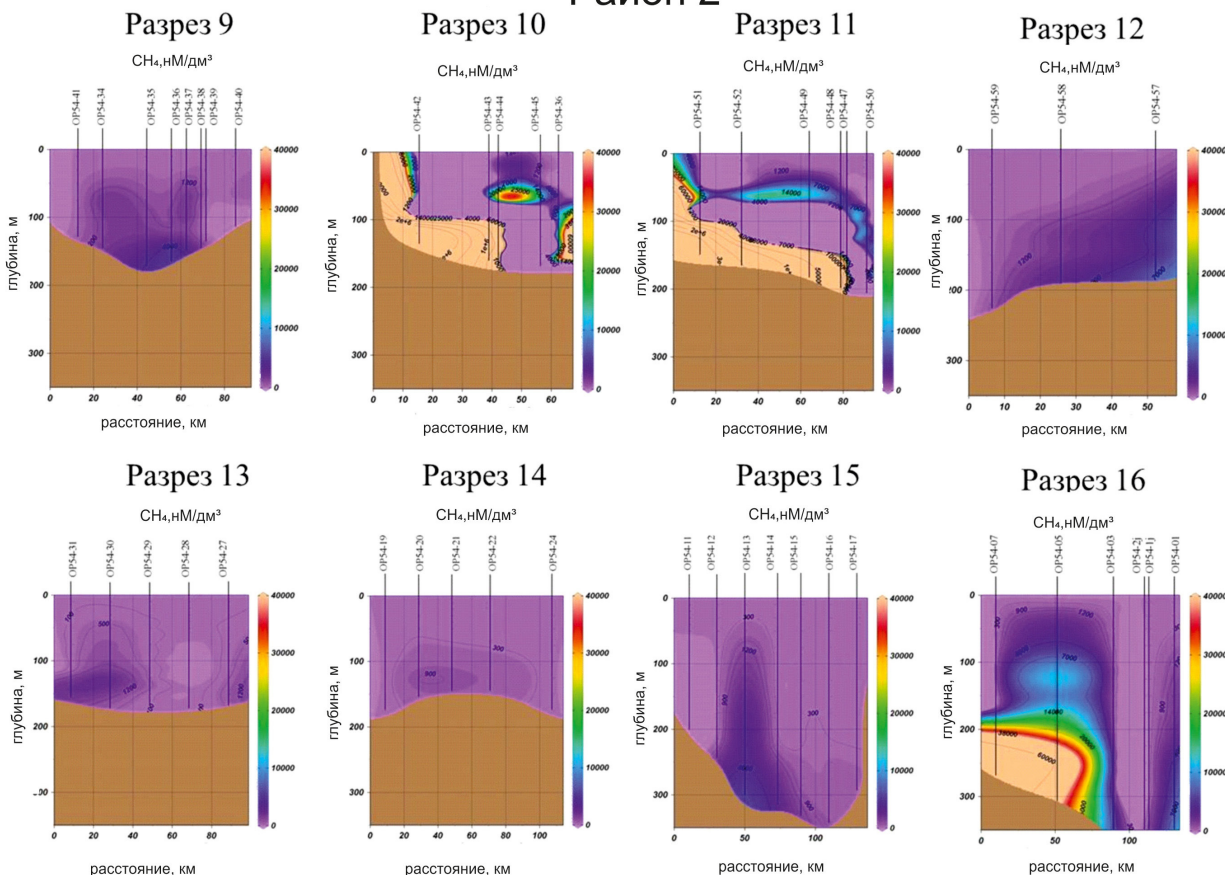


Рис. 6. Распределение концентраций метана в осадке (nM/dm^3) по разрезам в негазогидратном районе 2 с указанием станций отбора проб рейса 54 НИС «Академик Опарин»

В районе 1, где установлены залежи газовых гидратов, в осадке преобладали представители рода *Pseudomonas* (31%), а в негазогидратном районе 2 – *Psychrobacter* (28%).

Штаммы, отнесенные к *Psychrobacter* и *Stenotrophomonas*, в районе 1 с газовыми гидратами составляли 22% и 19% соответственно. Доля бактерий рода *Bacillus*, выделенных из района отсутствия газогидрата (район 2), составила 17%, а из газогидратного района – 8%. В районе аномальных газовых полей доля бактерий рода *Pseudomonas* составила 17%. Доля *Stenotrophomonas* в этом же районе – 22%. Виды *Pseudomonas brenneri*, *Stenotrophomonas maltophilia*, *Psychrobacter nivimaris*, *Psychrobacter glacicola* встречались и в газогидратном, и в негазогидратном районах исследования.

Представители родов *Bacillus*, *Pseudomonas*, *Stenotrophomonas*, *Psychrobacter* встречались в обоих районах исследования.

Наиболее приближенные к местам газогидратных скоплений станции OP54-19 и OP54-35 (рис. 2).

Станция OP54-19. Характеризуется обнаружением метана, этилена, этана и пропана с повышенными значениями содержания метана (39222 нМ/дм³) и четким градиентом роста к забою керна. Из проб, отобранных на этой станции, были выделены 5 изолятов бактерий, в дальнейшем отнесенных к *PeriBacillus simplex* (MZ573186), *Nesterenkonia lutea* (MZ573232), *Stenotrophomonas maltophilia* (MZ573242), *Stenotrophomonas* sp. (MZ573761), *Rhodococcus erythropolis* (MZ573202).

Станция OP54-35. Суммарные содержания углеводородных газов превышают значения на других станциях в три раза. Метан достигает значений 69235 нМ/дм³. В осадке обнаружен пропилен по всей длине керна. Из проб, отобранных на этой станции, было выделено в чистую культуру 6 изолятов бактерий, отнесенных к *Psychrobacter celer* (MZ573209), *Pseudomonas* sp. (MZ544024), *Nocardioideis dokdonensis* (MZ573241), *Psychrobacter maritimus* (MZ577169), *Pseudomonas brenneri* (MZ569847), *Stenotrophomonas maltophilia* (MZ569721).

Все штаммы, относящиеся к филуму Actinomycetota, были уникальными для газогидратного района. При этом представители семейства Nocardiaceae и Nocardioideaceae (1 штамм *Nocardioideis* sp.) встречались только в газогидратном районе.

Физиологические и биохимические свойства нефтеокисляющих штаммов

В результате исследований выявлено, что микроорганизмы, выделенные из района, где газогидраты не обнаружены, потребляют меньшее разнообразие субстратных источников, чем микроорганизмы, выделенные из донных отложений, где отмечено присутствие газогидратов. Наибольшая разница наблюдалась по потреблению лактата и сукцината штаммами (рис. 7). Лактат усваивался микроорганизмами, выделенными в газогидратном районе, в 2 раза интенсивнее, чем сукцинат.

Обсуждение результатов

При рассмотрении двух районов – газогидратного и негазогидратного, можно выделить минимум 2 области источников эмиссии метана высокой интенсивности: склон о. Сахалин в районе залежей газовых гидратов

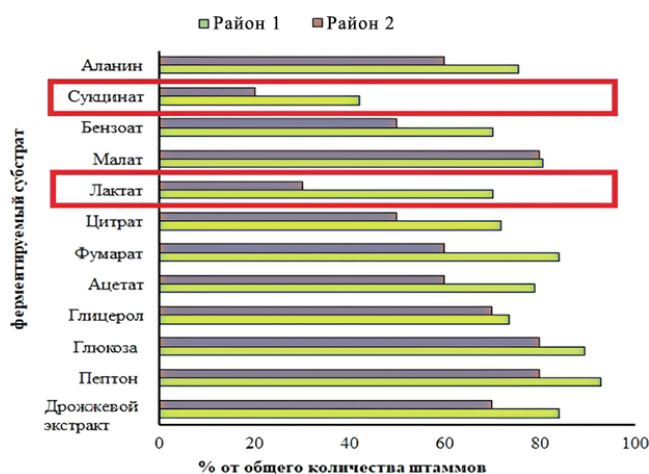


Рис. 7. Субстратная специфичность исследуемых нефтеокисляющих штаммов. Район 1 – газогидратный район; район 2 – негазогидратный район.

и интенсивных газовых выходов, и континентальный склон Приморского края в районе проявления карбонатной минерализации. Самые высокие содержания метана на многочисленных разрезах встречены в основном на интервале 250–300 см в пелитовых осадках наряду с органическим веществом; двигаясь выше по разрезу концентрации снижаются.

Литологический состав и водно-физические свойства донных отложений являются одним из основных факторов аккумуляции углеводородов (Старобинец и др., 1993; Abrams, 2017). Фильтрационно-диффузионные и миграционные процессы зачастую осложнены влиянием глубинной флюидодинамики и сопровождаются изменениями литолого-газогеохимического состава донных отложений с формированием в последних аномальных газогеохимических полей (Гресов, Яцук, 2021).

По одной из гипотез, широкая распространенность представителей филумов Pseudomonadota и Actinomycetota в местах нефте- и газопоявлений может объясняться наличием у них «адаптивного» метаболизма, позволяющего приспосабливаться к изменениям условий окружающей среды, происходящим в процессе диагенеза донных отложений и циркуляции флюидных потоков (Ciobanu et al., 2014).

Для оценки взаимосвязи между способностью к утилизации субстратных источников и содержанием метана в донных отложениях таксономическими группами была рассчитана корреляция Пирсона. Выявлена отрицательная корреляция между использованием штаммами сахаров в качестве источника углерода и энергии со значениями метана в донных отложениях. Значения корреляции (R) варьировались в диапазоне 0–0.2, при $p < 0.05$. Твин-эстеразная активность обнаружена у 5 штаммов из всех выделенных изолятов. Отмечена положительная корреляция утилизации твина-80 с максимальным содержанием метана (0.93), а также твина-60 (значение корреляции составило 0.87), $p < 0.05$.

Использование штаммами аминокислот отрицательно коррелирует со значениями метана.

Как видно из рисунка 8, отмечается положительная корреляция между способностью к деструкции карбоновых

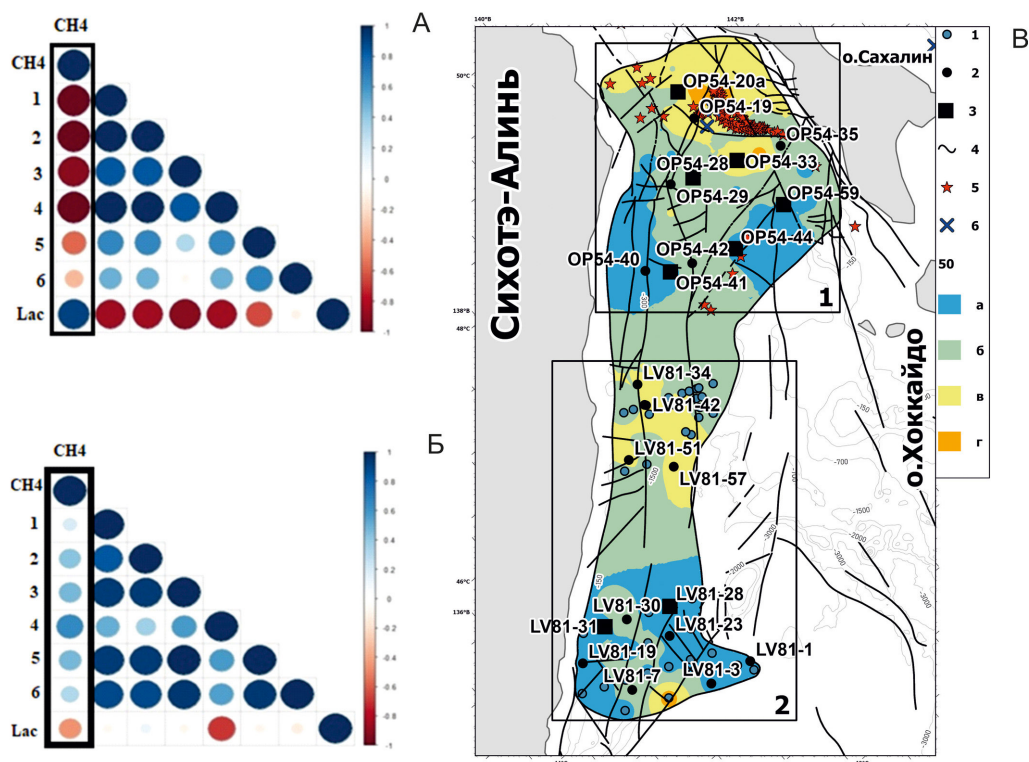


Рис. 8. Графики корреляции способности к утилизации карбоновых кислот с содержанием метана в донных отложениях: А – газогидратный район 1; Б – негазогидратный район 2: 1 – пальмитиновая кислота, 2 – щавелевая кислота, 3 – янтарная кислота, 4 – лимонная кислота, 5 – малоновая кислота, 6 – салициловая кислота, Lac – молочная кислота. В – Карта распределения метана: 1 – станции опробования; 2 – станции выделения культивируемых бактерий; 3 – станции, на которых отмечена способность штаммов, к утилизации лактата; 4 – разломы; 5 – газовые факелы; 6 – обнаруженные газогидраты; «50» – концентрации метана на горизонте 50 см в нМ/дм³: а – до 250; б – до 1000; в – до 2500; г – до 15000.

кислот и отсутствием газогидратов. Но положительная корреляция потребления лактата с концентрацией метана отмечена в негазогидратном районе. Как показано ранее, наибольшее число штаммов, использующие в качестве субстрата лактат, выделены из района присутствия газовых гидратов.

Заключение

Северная часть Японского моря представляет собой уникальную область, где были найдены самые мелко-водные газогидраты в Мировом океане. Эти газогидраты обнаружены на глубине 322 метра, и существует вероятность их нахождения на еще меньших глубинах в Татарском проливе. В осадочных отложениях этого района газогидраты располагаются близко ко дну, и их можно обнаружить прямыми методами на глубине 5–6 метров ниже поверхности.

Район скопления газогидратов характеризуется наличием многочисленных газовых «факелов», что указывает на активные газогеохимические процессы в придонной среде. Этот район относится к западной газогеохимической провинции Охотоморского региона. На границе между южной частью Татарского пролива и Центральной котловиной, а также на континентальном склоне, газогидраты не обнаружены, но отмечаются повышенные значения метана и перспективные структуры для скопления газов в осадочной толще. Возможно, газогидраты находятся на больших глубинах в осадках и не влияют на микробиом верхнего слоя донных отложений.

В результате проведенных экспериментов, выявлено, что микробиом газогидратного района характеризуется большим количеством штаммов, чем микробиом негазогидратного района. В районе газогидратных залежей выделено 37 штаммов, отнесенных к 9 родам, а в районе отсутствия газогидратов – 18, отнесенных к 8 родам. В районе обнаружения газогидратов преобладают представители рода *Pseudomonas*, а в негазогидратном районе – *Psychrobacter*.

Из проб донных осадков наиболее приближенных к местам газогидратных скоплений станций OP54-19 и OP54-35 выделено большее количество изолятов бактерий, чем из проб станций негазогидратного района. Представители семейства *Nocardiaceae* типа *Actinomycetota* отмечены в донных осадках газогидратного района.

Исследование физиолого-биохимических свойств штаммов нефтеокисляющих бактерий показало, что изоляты, выделенные из района залежей газогидратов, обладали способностью ферментировать большее разнообразие углеводных субстратов, чем культуры, выделенные из негазогидратного района. При оценке корреляции физиолого-биохимических свойств исследованных бактерий с содержанием метана в образцах донных отложений выявлено, что способность к усвоению сахаров штаммами не коррелировала с содержанием метана; также наличие фермента эстеразы слабо или совсем не коррелировало с содержанием метана. Но отмечается корреляция между способностью к деструкции карбоновых кислот и их производных и отсутствием газогидратов. Наибольшее

число штаммов, использующих в качестве субстрата лактат и не способных к утилизации пальмиата, сукцината, оксалата и цитрата, выделены из негазогидратного района.

Таким образом, выявлено, что микробное сообщество в газогидратном и негазогидратном районах исследования уникально и обладает специфическими таксономическими и физиологическими характеристиками, связанными с наличием или отсутствием мелководных газогидратов.

Финансирование/Благодарности

Работы, связанные с проведением экспедиций, осуществлены при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации в рамках государственного задания ТОИ ДВО РАН № 124022100078-7. Газогеохимические и микробиологические исследования, а также аналитическая работа выполнены за счет гранта Российского научного фонда № 23-77-10038.

Авторы благодарят начальника экспедиций М.Г. Валитова, научный состав и экипаж 54-го рейса научно-исследовательского судна «Академик Опарин» и 81-го рейса научно-исследовательского судна «Академик М.А. Лаврентьев» за организацию и сопровождение работ. Отдельная благодарность Минобрнауки РФ за содействие в решении вопросов организации экспедиции.

В основу подготовки статьи легли некоторые авторские материалы диссертационной работы Еськовой А.И. «Сульфатредуцирующие и нефтеокисляющие бактерии донных отложений северной части Японского моря». (Дис. кандидата биол. наук, Пермский Федеральный Исследовательский Центр УрО РАН, 2022, 138 с.).

Публикация статьи поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-10-2022-011 в рамках программы развития НЦМУ.

Литература

- Балданова К.О., Григоров Р.А., Еськова А.И., Калгин В.Ю., Максеев Д.С., Обжиров А.И., Окулов А.К., Полоник Н.С., Пономарева А.Л., Сырбу Н.С., Шакиров Р.Б., Легкодимов А.А. (2022). Нефтеокисляющие бактерии донных отложений северной части Японского моря. Роспатент. Свидетельство № 2022621781 от 20.07.2022.
- Богатыренко Е.А., Ким А.В., Дункай Т.И., Пономарева А.Л., Еськова А.И., Сидоренко М.Л., Окулов А.К. (2021). Таксономическое разнообразие культивируемых углеводородокисляющих бактерий в Японском море. *Биология моря*, 47(3), с. 209–216. <https://doi.org/10.31857/S0134347521030037>
- Бузолева Л.С., Смирнова М.А., Безвербная И.П. (2008). Биологические свойства морских нефтеуглеводородокисляющих бактерий из прибрежных акваторий дальневосточных морей с разным характером загрязнения. *Известия ТИНРО*, 155, с. 210–218.
- Жаров А.Э., Кириллова Г.Л., Маргулис Л.С., Чуйко Л.С., Куделькин В.В., Варнавский В.Г., Гагаев В.Н. (2004). Геология, геодинамика и перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов Татарского пролива. Владивосток: ДВО РАН, 220 с.
- Гресов А.И., Яцук А.В. (2021). Геологические условия формирования газонасыщенности донных отложений осадочных бассейнов юго-восточного сектора Восточно-Сибирского моря. *Геология и геофизика*, 2, с. 197–215.
- Жемчугова Т.А. (2013). Нефтегазоносный потенциал кайнозойских отложений в центральной части Татарского пролива. *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология*, 2, с. 69–75.
- Лабинская А.С., Блинова Л.П., Ещина А.С. (2005). Частная медицинская микробиология с техникой микробиологических исследований. М.: Медицина, 616 с.

- Нетрусов А.И., Егорова М.А., Захарчук Л.М. (2005). Практикум по микробиологии. М.: Изд-во «Академия», 608 с.
- Нечаюк А.Е. (2017). Геологическое строение и динамика формирования осадочных бассейнов Татарского пролива и западного Сахалина. Дисс. кандидата геол.-минерал. наук. Владивосток, 99 с.
- Обжиров А.И. (1993). Газогеохимические поля придонного слоя морей и океанов. М.: Наука, 139 с.
- Пономарева А.Л., Полоник Н.С., Еськова А.И., Григоров Р.А., Хокканен С.Н., Сырбу Н.С., Обжиров А.И., Шакиров Р.Б., Легкодимов А.А. (2022). Степень деструкции и индексов биодеградации углеводородов штаммами, выделенными из северной части Японского моря в аэробных и анаэробных условиях. Роспатент. Свидетельство № 2022623218 от 05.12.2022.
- Репина (Смирнова) М.А. (2009). Нефтеуглеводородокисляющие микроорганизмы прибрежных вод юга острова Сахалин. Дисс. канд. биол. наук. Владивосток, 149 с.
- Старобинец И.С., Петухов А.В., Зубайраев С.Л. и др. (1993). Основы теории геохимических полей углеводородных скоплений. М.: Недра, 332 с.
- Харахинов В.В. (2010). Нефтегазовая геология Сахалинского региона. М.: Научный мир, 276 с.
- Шакиров Р.Б., Сорочинская А.В., Яцук А.В., Аксентов К.И., Карабцов А.А., Вовна В.И., Осьмушко И.С., Короченцев В.В. (2020). Икаит в зоне метановой аномалии на континентальном склоне Японского моря. *Вестн. КРАУНЦ*, 2(46), с. 72–84.
- Шакиров Р.Б., Сырбу Н.С., Обжиров А.И. (2016). Распределение гелия и водорода в отложениях и воде на склоне о. Сахалин. *Литология и полезные ископаемые*, 1, с. 68–81. <https://doi.org/10.7868/S0024497X16010067>
- Шакиров Р.Б., Яцук А.В., Сорочинская А.В., Аксентов К.И., Максеев Д.С. (2023). Газогеохимические аномалии в осадках Татарского трога (Японское море). *Доклады Российской академии наук. Науки о Земле*, 513(2), с. 271–277. doi: 10.31857/S2686739723601540
- Шапошников Г.Н., Александров Г.П., Егоров С.В., Ильин К.Б., Соловьев В.В., Стрельников С.И. (1994). Государственная геологическая карта. М-б 1: 1 000 000 (новая серия). Лист L-(53), (54) – Кавалерово. Объяснительная записка. СПб: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 176 с.
- Якимов Т.С., Шакиров Р.Б., Сырбу Н.С., Холмогоров А.О., Сорочинская А.В. (2023). Проявления аутигенной минерализации вдоль континентального склона Японского моря и в Татарском проливе (материалы 61 рейса НИС «Академик Опарин»). *Тихоокеанская геология*, 42(4), с. 101–114. DOI: 10.30911/0207-4028-2023-42-4-101-114
- Ashelford K.E., Chuzhanova N.A., Fry J.C., Jones A.J., Weinghtman A.J. (2005). At least 1 in 20 16S rRNA sequence records currently held in public repositories is estimated to contain substantial anomalies. *Appl. Environ. Microbiol.*, 71(12), pp. 7724–7736. <https://doi.org/10.1128/AEM.71.12.7724-7736.2005>
- Abrams M.A. (2017). Evaluation of Near-Surface Gases in Marine Sediments to Assess Subsurface Petroleum Gas Generation and Entrapment. *Geosciences*, 7, pp. 29–35. <https://doi.org/10.3390/geosciences7020035>
- Briggs B.R., Inagaki F., Morono Y., Futagami T., Huguet C., Rosell-Mele A., et al. (2012). Bacterial dominance in subseafloor sediments characterized by methane hydrates. *FEMS Microbiol. Ecol.*, 81, pp. 88–98. doi: 10.1111/j.1574-6941.2012.01311.x
- Carrier V., Svenning M.M., Grundger F., Niemann H., Dessandier P.-A., Panieri G., et al. (2020). The impact of methane on microbial communities at marine Arctic gas hydrate bearing sediment. *Front. Microbiol.*, 11:1932. doi: 10.3389/fmicb.2020.01932
- Cho H., Hyun J.-H., You O.-R., Kim M., Kim S.-H., Choi D.-L., et al. (2017). Microbial community structure associated with biogeochemical processes in the sulfate–methane transition zone (SMTZ) of gas-hydrate-bearing sediment of the Ulleung Basin, East Sea. *Geomicrobiol. J.*, 34, pp. 207–219. doi: 10.1080/01490451.2016.1159767
- Ciobanu M.-C., Burgaud G., Dufresne A., Breuker A., Rédou V., Ben Maamar S., Gaboyer F. (2014). Microorganisms persist at record depths in the subseafloor of the Canterbury Basin. *ISME J.*, 8(7), pp. 2352–2352. <https://doi.org/10.1038/ismej.2014.110>
- Collett T., Johnson A., Knapp C., Boswell R. (2009). Natural Gas Hydrates: Energy Resource Potential and Associated Geologic Hazards; American Association of Petroleum Geologists: Tulsa, USA, p. 145.
- Cui H., Su X., Chen F., Holland M., Yang S., Liang J., et al. (2019). Microbial diversity of two cold seep systems in gas hydrate-bearing sediments in the South China Sea. *Mar. Environ. Res.*, 144, pp. 230–239. doi: 10.1016/j.marenvres.2019.01.009

- Cui H., Su X., Liang J., Chen F., Holland M., Yang S., et al. (2020). Microbial diversity in fracture and pore filling gas hydrate-bearing sediments at site GMGS2-16 in the Pearl River Mouth Basin, the South China Sea. *Mar. Geol.*, 427, 106264. doi: 10.1016/j.margeo.2020.106264
- Hovland M., Croker P.F., Martin M. (1994). Fault—Associated seabed mounds (carbonate knolls?) off western Ireland and north-west Australia. *Mar. Pet. Geol.*, 11, pp. 232–246. https://doi.org/10.1016/0264-8172(94)90099-X
- Jiao L., Su X., Wang Y., Jiang H., Zhang Y., and Chen F. (2015). Microbial diversity in the hydrate-containing and-free surface sediments in the Shenhu area, South China. *Geosci. Front.*, 6, pp. 627–633. doi: 10.1016/j.gsf.2014.04.007
- Jin Y.K., Shoji H., Obzhairov A., Baranov B. (2013) Operation Report of Sakhalin Slope Gas Hydrate Project 2012, R/V Akademik M.A. Lavrentyev Cruise 59; Korea Polar Research Institute: Incheon, Republic of Korea, p.163.
- Katayama T., Yoshioka H., Kaneko M., Amo M., Fujii T., Takahashi H. A., et al. (2022). Cultivation and biogeochemical analyses reveal insights into methanogenesis in deep seafloor sediment at a biogenic gas hydrate site. *ISME J.*, 16, 1464–1472. doi: 10.1038/s41396-021-01175-7
- Katayama T., Yoshioka H., Takahashi H. A., Amo M., Fujii T., and Sakata S. (2016). Changes in microbial communities associated with gas hydrates in seafloor sediments from the Nankai trough. *FEMS Microbiol. Ecol.*, 92, fiw093. doi: 10.1093/femsec/fiw093
- Lee J.-W., Kwon K. K., Aziz A., Oh H.-M., Kim W., Bahk J.-J., et al. (2013). Microbial community structures of methane hydrate-bearing sediments in the Ulleung Basin, East Sea of Korea. *Mar. Pet. Geol.*, 47, pp. 136–146. doi: 10.1016/j.marpetgeo.2013.06.002
- Liu S., Yu S., Lu X., Yang H., Li Y., Xu X., Lu H and Fang Y. (2022). Microbial communities associated with thermogenic gas hydrate-bearing marine sediments in Qiongdongnan Basin, South China Sea. *Front. Microbiol.*, 13:1032851. doi: 10.3389/fmicb.2022.1032851
- Matsui K., Ishii N., Kawabata Z. (2003). Microbial interactions affecting the natural transformation of *Bacillus subtilis* in a model aquatic ecosystem. *FEMS Microbiol. Ecol.*, 45(3). https://doi.org/10.1016/S0168-6496(03)00148-X
- Marmur J. (1961). A procedure for the isolation of deoxyribonucleic acid from microorganisms. *Journal of Molecular Biology*, 3, pp. 208–218. https://doi.org/10.1016/S0022-2836(61)80047-8
- Mills H. J., Martinez R. J., Story S., Sobocky P. A. (2005). Characterization of microbial community structure in Gulf of Mexico gas hydrates: comparative analysis of DNA-and RNA-derived clone libraries. *Appl. Environ. Microbiol.*, 71, 3235–3247. doi: 10.1128/AEM.71.6.3235-3247.2005
- Minami H., Jin Y.K., Baranov B., Nikolaeva N., Obzhairov A. (2016). Operation Report of Sakhalin Slope Gas Hydrate Project II, 2015, R/V Akademik M.A. Lavrentyev Cruise 70; Kitami Institute of Technology: Kitami, Japan, pp. 119.
- Ryu B.-J., Collett T. S., Riedel M., Kim G. Y., Chun J.-H., Bahk J.-J., et al. (2013). Scientific results of the second gas hydrate drilling expedition in the Ulleung Basin (UBGH2). *Mar. Pet. Geol.*, 47, pp. 1–20. doi: 10.1016/j.marpetgeo.2013.07.007
- Romanenko L.A., Schumann P., Zhukova N.V., Rohde M., Mikhailov V.V., Stackebrandt, E. (2003). *Oceanisphaera litoralis* gen. nov., sp. nov., a novel halophilic bacterium from marine bottom sediments. *Int. J. Syst. Evol. Microbiol.*, 53, pp. 1885–1888. https://doi.org/10.1099/ijs.0.02774-0
- Romanenko L.A., Lysenko A.M., Rohde M., Mikhailov V.V., Stackebrandt E. (2004). *Psychrobacter maritimus* sp. nov. and *Psychrobacter arenosus* sp. nov., isolated from coastal sea ice and sediments of the Sea of Japan. *Int. J. Syst. Evol. Microbiol.*, 54(Pt 5), pp. 1741–1745. doi: 10.1099/ijs.0.63096-0
- Schoell M. (1988). Multiple origins of methane in the earth. *Chem. Geol.*, 71, pp. 1–10. doi: 10.1016/0009-2541(88)90101-5
- Seki T., Matsumoto A., Omura S., Takahashi Y. (2015). Distribution and isolation of strains belonging to the order Solirubrobacterales. *The Journal of Antibiotics*, 68, pp. 763–766. https://doi.org/10.1038/ja.2015.67
- Shoji H., Jin Y.K., Baranov B., Nikolaeva N., Obzhairov A. (2014). Operation Report of Sakhalin Slope Gas Hydrate Project II, 2013, R/V Akademik M.A. Lavrentyev Cruise 62; Environmental and Energy Resources Research Center, Kitami University: Kitami, Japan, p. 110.
- Syrbu N., Kholmogorov A., Stepochkin I., Lobanov V., Shkorba S. (2024). Formation of Abnormal Gas-Geochemical Fields and Dissolved Gases Transport at the Shallow Northeastern Shelf of Sakhalin Island in Warm Season: Expedition Data and Remote Sensing. *Water*, 16, 1434. https://doi.org/10.3390/w16101434
- Syrbu N.S., Snyder G.T., Shakirov R.B., Kholmogorov A.O., Zharkov R.V., Tsunogai U. (2022). Geochemical distribution of helium, hydrogen, carbon dioxide, and methane in Sakhalin Island mud volcanoes, hot springs, and cold seeps. *J. Volcanol. Geotherm. Res.*, 431, 107667. https://doi.org/10.1016/j.jvolgeores.2022.107667
- Walsh E. A., Kirkpatrick B., Pockalny R. (2016). Relationship of bacterial richness to organic degradation rate and sediment age in seafloor sediment. *Applied and Environmental Microbiology*, 8 (16), pp. 4994–4999. https://doi.org/10.1128/AEM.00809-16
- Whiticar M. J. (1999). Carbon and hydrogen isotope systematics of bacterial formation and oxidation of methane. *Chem. Geol.*, 161, pp. 291–314. doi: 10.1016/S0009-2541(99)00092-3
- Wiessenburg D.A., Guinasso N.L. (1979). Equilibrium solubility of methane, carbon dioxide, and hydrogen in water and sea water. *J. Chem. Eng. Data*, 24(4), pp. 356–360. https://doi.org/10.1021/je60083a006
- Wuebbles D. J., Hayhoe K. (2002). Atmospheric methane and global change. *Earth Sci. Rev.*, 57, pp. 177–210. doi: 10.1016/S0012-8252(01)00062-9
- Yamamoto S., Alcauskas J.B., Crozier T.E. (1976). Solubility of methane in distilled water and seawater. *J. Chem. Engineering Data*, 21(1), pp. 78–80. https://doi.org/10.1021/je60068a029
- Yanagawa K., Kouduka M., Nakamura Y., Hachikubo A., Tomaru H., Suzuki Y. (2014). Distinct microbial communities thriving in gas hydrate-associated sediments from the eastern Japan Sea. *J. Asian Earth Sci.*, 90, pp. 243–249. doi: 10.1016/j.jseas.2013.10.019

Сведения об авторах

Надежда Сергеевна Сырбу – кандидат геол.-минерал. наук, зав. лабораторией, Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева ДВО РАН

Россия, 690041, Владивосток, ул. Балтийская, д. 43
e-mail: syrbu@poi.dvo.ru

Алёна Игоревна Еськова – кандидат биол. наук, старший научный сотрудник, Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева ДВО РАН

Россия, 690041, г. Владивосток, ул. Балтийская, 43
e-mail: eskova.ai@poi.dvo.ru

Андрей Олегович Холмогоров – кандидат геогр. наук, старший научный сотрудник, Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева ДВО РАН

Россия, 690041, Владивосток, ул. Балтийская, д. 43
e-mail: kholmogorov.ao@poi.dvo.ru

Алексей Александрович Легкодимов – младший научный сотрудник, Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева ДВО РАН

Россия, 690041, Владивосток, ул. Балтийская, д. 43
e-mail: legkodimov.aa@poi.dvo.ru

Тимур Сергеевич Якимов – младший научный сотрудник, Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева ДВО РАН

Россия, 690041, Владивосток, ул. Балтийская, д. 43
e-mail: iakimov.ts@poi.dvo.ru

Анна Леонидовна Пономарева – кандидат биол. наук, старший научный сотрудник, Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева ДВО РАН

Россия, 690041, Владивосток, ул. Балтийская, д. 43
e-mail: ponomareva.al@poi.dvo.ru

Елена Валерьевна Мальцева – кандидат геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник, Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева ДВО РАН

Россия, 690041, Владивосток, ул. Балтийская, д. 43
e-mail: ekor@poi.dvo.ru

Статья поступила в редакцию 02.11.2024;
Принята к публикации 30.06.2025;
Опубликована 20.09.2025

The research of relationship between microbiological factors with the distribution of anomalous methane fields and the presence of gas hydrate deposits using the example of two water areas in the northern part of Japan Sea

N.S. Syrbu*, A. I. Eskova, A.A. Kholmogorov, A.A. Legkodimov, T.S. Yakimov, A.L. Ponomareva, E.V. Maltseva

V.I. Il'ichev Pacific Oceanological Institute FEB RAS, Vladivostok, Russian Federation

*Corresponding author: Nadezhda S. Syrbu, e-mail: syrbu@poi.dvo.ru

Abstract. Our research focuses on the possibilities of using microorganisms as bioindicators in methane ecosystems in areas with gas hydrates (Area 1). We have conducted a study of the biodiversity of microorganisms and determined the physiological and biochemical properties of bacterial strains that can oxidize hydrocarbons isolated from the bottom sediments in the northern part of the Japan Sea for two areas: one with detected gas hydrates (Area 1) and one without the presence of gas hydrates (Area 2). Complex gas-geochemical, geological, and microbiological studies have been conducted in the waters of the northern Japan Sea, including the southern part of the Tatar Strait and the northern slope of Primorsky Krai. We used materials from marine expeditions: RV “Akademik Oparin” 54 (OP-54) in September–October 2017 and RV “Akademik M.A. Lavrentyev” 81 (LV-81) in May 2018. We used cultivation techniques to discover that members of the Nocardiaceae family from the Actinomycota phylum were associated with areas where gas hydrates had been detected. It was found that bacteria isolated from these areas were able to ferment a wider variety of carbohydrate substrates than those obtained from non-gas hydrate areas. A positive correlation was observed between the ability of these bacteria to break down carboxylic acids and their absence from gas hydrate-rich environments.

Keywords: methane, gas hydrates, hydrocarbon degradation, bottom sediments, physiological and biochemical properties, Japan Sea, Tatar Strait

Recommended citation: Syrbu N.S., Eskova A.I., Kholmogorov A.A., Legkodimov A.A., Yakimov T.S., Ponomareva A.L., Maltseva E.V. (2025). The research of relationship between microbiological factors with the distribution of anomalous methane fields and the presence of gas hydrate deposits using the example of two water areas in the northern part of Japan Sea. *Georesursy = Georesources*, 27(3), pp. 36–50. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.3>

Acknowledgements

The work related to the marine expeditions was carried out with the financial support of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation within the framework of the state task of the POI FEB RAS No. 124022100078-7. Gas-geochemical and microbiological studies, as well as analytical work, were funded by a grant by the Russian Science Foundation, No. 23-77-10038

The authors thank the head of the expeditions M.G. Valitov, the scientific staff and the crew of the 54th cruise of the R/V “Akademik Oparin” and the 81st cruise of the R/V “Akademik

M.A. Lavrentiev” for organizing and accompanying the work. Special thanks to the Ministry of Education and Science of the Russian Federation for assistance in solving the issues of organizing the expedition.

The manuscript is based on some author's materials of the dissertation work of Eskova A.I.: Sulfate-reducing and oil-oxidizing bacteria of bottom sediments of the northern part of the Sea of Japan (Cand. biol. sci. diss., Perm Federal Research Center of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, 2022, 138 p.).

The publication of the article was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-10-2022-011 within the framework of the development program for a world-class Research Center.

References

- Ashelford K.E., Chuzhanova N.A., Fry J.C., Jones A.J., Weinghtman A.J. (2005). At least 1 in 20 16S rRNA sequence records currently held in public repositories is estimated to contain substantial anomalies. *Appl. Environ. Microbiol.*, 71(12), pp. 7724–7736. <https://doi.org/10.1128/AEM.71.12.7724-7736.2005>
- Abrams M.A. (2017). Evaluation of Near-Surface Gases in Marine Sediments to Assess Subsurface Petroleum Gas Generation and Entrapment. *Geosciences*, 7, pp. 29–35. <https://doi.org/10.3390/geosciences7020035>
- Baldanova K.O., Grigorov R.A., Eskova A.I., Kalgin V.Yu., Makseev D.S., Obzhairov A.I., Okulov A.K., Polonik N.S., Ponomareva A.L., Syrbu N.S., Shakirov R.B., Legkodimov A.A. (2022). Oil-oxidizing bacteria from bottom sediments of the northern part of the Japan Sea. Rospatent. Certificate No 2022621781. Date 20.07.2022. (In Russ.)
- Bogatyrenko E. A., Kim A. V., Dunkai T. I., Ponomareva A.L., Eskova A.I., Sidorenko M.L., Okulov A.K. (2021). Taxonomic Diversity of Culturable Hydrocarbon-Oxidizing Bacteria in the Sea of Japan. *Russian Journal of Marine Biology*, 47(3), pp. 232–239. DOI 10.1134/S1063074021030032
- Briggs B.R., Inagaki F., Morono Y., Futagami T., Huguet C., Rosell-Mele A., et al. (2012). Bacterial dominance in seafloor sediments characterized by methane hydrates. *FEMS Microbiol. Ecol.*, 81, pp. 88–98. doi: 10.1111/j.1574-6941.2012.01311.x
- Buzoleva L.S., Smirnova M.A., Bezverbnaya I.P. (2008). Biological features of oil degrading bacteria in coastal water areas with different types of pollution. *Izvestiya TINRO*, 155, pp. 210–218. (In Russ.)
- Carrier V., Svenning M.M., Grundger F., Niemann H., Dessandier P.-A., Panieri G., et al. (2020). The impact of methane on microbial communities at marine Arctic gas hydrate bearing sediment. *Front. Microbiol.*, 11:1932. doi: 10.3389/fmicb.2020.01932
- Cho H., Hyun J.-H., You O.-R., Kim M., Kim S.-H., Choi D.-L., et al. (2017). Microbial community structure associated with biogeochemical processes in the sulfate–methane transition zone (SMTZ) of gas-hydrate-bearing sediment of the Ulleung Basin, East Sea. *Geomicrobiol. J.*, 34, pp. 207–219. doi: 10.1080/01490451.2016.1159767
- Ciobanu M.-C., Burgaud G., Duffresne A., Breuker A., Rédou V., Ben Maamar S., Gaboyer F. (2014). Microorganisms persist at record depths in the seafloor of the Canterbury Basin. *ISME J.*, 8(7), pp. 2352–2352. <https://doi.org/10.1038/ismej.2014.110>

- Collett T., Johnson A., Knapp C., Boswell R. (2009). Natural Gas Hydrates: Energy Resource Potential and Associated Geologic Hazards; American Association of Petroleum Geologists: Tulsa, USA, p. 145.
- Cui H., Su X., Chen F., Holland M., Yang S., Liang J., et al. (2019). Microbial diversity of two cold seep systems in gas hydrate-bearing sediments in the South China Sea. *Mar. Environ. Res.*, 144, pp. 230–239. doi: 10.1016/j.marenvres.2019.01.009
- Cui H., Su X., Liang J., Chen F., Holland M., Yang S., et al. (2020). Microbial diversity in fracture and pore filling gas hydrate-bearing sediments at site GMGS2-16 in the Pearl River Mouth Basin, the South China Sea. *Mar. Geol.*, 427, 106264. doi: 10.1016/j.margeo.2020.106264
- Gresov A.I., Yatsuk A.V. (2021). Geological implications for gas saturation of bottom sediments in sedimentary basins in the southeastern sector of the east Siberian sea. *Russian Geology and Geophysics*, 62(2), pp. 157–172. DOI 10.2113/RGG20194075
- Hovland M., Croker P.F., Martin M. (1994). Fault—Associated seabed mounds (carbonate knolls?) off western Ireland and north-west Australia. *Mar. Pet. Geol.*, 11, pp. 232–246. [https://doi.org/10.1016/0264-8172\(94\)90099-X](https://doi.org/10.1016/0264-8172(94)90099-X)
- Jiao L., Su X., Wang Y., Jiang H., Zhang Y., and Chen F. (2015). Microbial diversity in the hydrate-containing and-free surface sediments in the Shenhu area, South China. *Geosci. Front.*, 6, pp. 627–633. doi: 10.1016/j.gsf.2014.04.007
- Jin Y.K., Shoji H., Obzhairov A., Baranov B. (2013) Operation Report of Sakhalin Slope Gas Hydrate Project 2012, R/V Akademik M.A. Lavrentyev Cruise 59; Korea Polar Research Institute: Incheon, Republic of Korea, p.163.
- Katayama T., Yoshioka H., Kaneko M., Amo M., Fujii T., Takahashi H. A., et al. (2022). Cultivation and biogeochemical analyses reveal insights into methanogenesis in deep seafloor sediment at a biogenic gas hydrate site. *ISME J.*, 16, 1464–1472. doi: 10.1038/s41396-021-01175-7
- Katayama T., Yoshioka H., Takahashi H. A., Amo M., Fujii T., and Sakata S. (2016). Changes in microbial communities associated with gas hydrates in seafloor sediments from the Nankai trough. *FEMS Microbiol. Ecol.*, 92. doi: 10.1093/femsec/fiw093
- Kharakhinov V.V. (2010). Oil and gas geology of the Sakhalin region. Moscow: Nauchnyy mir, 276 p. (In Russ.)
- Labinskaya A.S., Blinkova L.P., Eshchina A.S. (2005). Private medical microbiology with the technique of microbiological research. Moscow: Meditsina, 616 p. (In Russ.)
- Lee J.-W., Kwon K. K., Aziz A., Oh H.-M., Kim W., Bahk J.-J., et al. (2013). Microbial community structures of methane hydrate-bearing sediments in the Ulleung Basin, East Sea of Korea. *Mar. Pet. Geol.*, 47, pp. 136–146. doi: 10.1016/j.marpetgeo.2013.06.002
- Liu S, Yu S, Lu X, Yang H, Li Y, Xu X, Lu H and Fang Y. (2022). Microbial communities associated with thermogenic gas hydrate-bearing marine sediments in Qiongdongnan Basin, South China Sea. *Front. Microbiol.*, 13, 1032851. doi: 10.3389/fmicb.2022.1032851
- Matsui K., Ishii N., Kawabata Z. (2003). Microbial interactions affecting the natural transformation of *Bacillus subtilis* in a model aquatic ecosystem. *FEMS Microbiol. Ecol.*, 45(3). [https://doi.org/10.1016/S0168-6496\(03\)00148-X](https://doi.org/10.1016/S0168-6496(03)00148-X)
- Marmur J. (1961). A procedure for the isolation of deoxyribonucleic acid from microorganisms. *Journal of Molecular Biology*, 3, pp. 208–218. [https://doi.org/10.1016/S0022-2836\(61\)80047-8](https://doi.org/10.1016/S0022-2836(61)80047-8)
- Mills H. J., Martinez R. J., Story S., Sobocky P.A. (2005). Characterization of microbial community structure in Gulf of Mexico gas hydrates: comparative analysis of DNA-and RNA-derived clone libraries. *Appl. Environ. Microbiol.*, 71, pp. 3235–3247. doi: 10.1128/AEM.71.6.3235-3247.2005
- Minami H., Jin Y.K., Baranov B., Nikolaeva N., Obzhairov A. (2016). Operation Report of Sakhalin Slope Gas Hydrate Project II, 2015, R/V Akademik M.A. Lavrentyev Cruise 70; Kitami Institute of Technology: Kitami, Japan, pp. 119.
- Netrusov A.I., Egorova M.A., Zakharchuk L.M. (2005). Microbiology Workshop. Moscow: Akademiya, 608 p. (In Russ.)
- Nechayuk A.E. (2017). The geological structure and dynamics of the formation of sedimentary basins of the Tatar Strait and western Sakhalin. Cand. geol. and min. sci. diss. Vladivostok, 99 p. (In Russ.)
- Obzhairov A.I. (1993). Gas-geochemical fields of the bottom layer of seas and oceans. Moscow: Nauka, 139 p. (In Russ.)
- Ponomareva A.L., Polonik N.S., Eskova A.I., Grigorov R.A., Khokkanen S.N., Syrбу N.S., Obzhairov A.I., Shakirov R.B., Legkodimov A.A. (2022). Degree of destruction and indices of biodegradation of hydrocarbons by strains isolated from the northern part of the Japan Sea under aerobic and anaerobic conditions. Rospatent. Certificate No 2022623218. 05.12.2022. (In Russ.)
- Repina (Smirnova) M.A. (2009). Petro-carbohydrate-oxidizing microorganisms of coastal waters of the south of Sakhalin Island. Cand. biol. sci. diss. Vladivostok, 149 p. (In Russ.)
- Romanenko L.A., Schumann P., Zhukova N.V., Rohde M., Mikhailov V.V., Stackebrandt, E. (2003). *Oceanisphaera litoralis* gen. nov., sp. nov., a novel halophilic bacterium from marine bottom sediments. *Int. J. Syst. Evol. Microbiol.*, 53, pp. 1885–1888. <https://doi.org/10.1099/ijs.0.02774-0>
- Romanenko L.A., Lysenko A.M., Rohde M., Mikhailov V.V., Stackebrandt E. (2004). *Psychrobacter maritimus* sp. nov. and *Psychrobacter arenosus* sp. nov., isolated from coastal sea ice and sediments of the Sea of Japan. *Int J Syst Evol Microbiol.*, 54(Pt 5), pp. 1741–1745. doi: 10.1099/ijs.0.63096-0
- Ryu B.-J., Collett T. S., Riedel M., Kim G. Y., Chun J.-H., Bahk J.-J., et al. (2013). Scientific results of the second gas hydrate drilling expedition in the Ulleung Basin (UBGH2). *Mar. Pet. Geol.*, 47, pp. 1–20. doi: 10.1016/j.marpetgeo.2013.07.007
- Schoell M. (1988). Multiple origins of methane in the earth. *Chem. Geol.*, 71, pp. 1–10. doi: 10.1016/0009-2541(88)90101-5
- Seki T., Matsumoto A., Omura S., Takahashi Y. (2015). Distribution and isolation of strains belonging to the order Solirubacteriales. *The Journal of Antibiotics*, 68, pp. 763–766. <https://doi.org/10.1038/ja.2015.67>
- Shakirov R.B., Sorochinskaya A.V., Yatsuk A.V., Aksentov K.I., Karabtsov A.A., Vovna V.I., Osmushko I.S., Korochentsev V.V. (2020). It hiccups in the methane anomaly zone on the continental slope of the Sea of Japan. *Vestnik KRAUNTs. Nauki o Zemle*, 2(46), pp. 72–84. (In Russ.)
- Shakirov R.B., Syrбу N.S., Obzhairov A.I. (2016). Distribution of helium and hydrogen in sediments and water on the Sakhalin slope. *Lithol. Miner. Resour.*, 51, pp. 61–73. <https://doi.org/10.1134/S0024490216010065>
- Shakirov R.B., Yatsuk A.V., Sorochinskaya A.V., Aksentov K.I., Makseev D.S. (2023). Gas Geochemical Anomalies in Bottom Sediments of the Tatar Trough (Sea of Japan). *Doklady Earth Sciences*, 513. DOI 10.1134/S1028334X23602171
- Shaposhnikov G.N., Alexandrov G.P., Egorov S.V. et al. (1995). State Geological Map of the Russian Federation. Scale 1:1,000,000 (new series). Sheet L-(54), (55); K-(55) — Yuzhno-Sakhalinsk. An explanatory note. St. Petersburg: VSEGEI Cartographic Factory, 146 p. (In Russ.)
- Shoji H., Jin Y.K., Baranov B., Nikolaeva N., Obzhairov A. (2014). Operation Report of Sakhalin Slope Gas Hydrate Project II, 2013, R/V Akademik M.A. Lavrentyev Cruise 62; Environmental and Energy Resources Research Center, Kitami University: Kitami, Japan, p. 110.
- Starobinets I.S., Petukhov A.V., Zubayraev S.L. et al. (1993). Fundamentals of the theory of geochemical fields of hydrocarbon accumulations. Moscow: Nedra, 332 p. (In Russ.)
- Syrбу N., Kholmogorov A., Stepanov I., Lobanov V., Shkorba S. (2024). Formation of Abnormal Gas-Geochemical Fields and Dissolved Gases Transport at the Shallow Northeastern Shelf of Sakhalin Island in Warm Season: Expedition Data and Remote Sensing. *Water*, 16, 1434. <https://doi.org/10.3390/w16101434>
- Syrбу N.S., Snyder G.T., Shakirov R.B., Kholmogorov A.O., Zharkov R.V., Tsunogai U. (2022). Geochemical distribution of helium, hydrogen, carbon dioxide, and methane in Sakhalin Island mud volcanoes, hot springs, and cold seeps. *J. Volcanol. Geotherm. Res.*, 431, 107667. <https://doi.org/10.1016/j.jvolgeores.2022.107667>
- Walsh E. A., Kirkpatrick B., Pockalny R. (2016). Relationship of bacterial richness to organic degradation rate and sediment age in seafloor sediment. *Applied and Environmental Microbiology*, 8 (16), pp. 4994–4999. <https://doi.org/10.1128/AEM.00809-16>
- Whiticar M. J. (1999). Carbon and hydrogen isotope systematics of bacterial formation and oxidation of methane. *Chem. Geol.*, 161, pp. 291–314. doi: 10.1016/S0009-2541(99)00092-3
- Wiessenburg D.A., Guinasso N.L. (1979). Equilibrium solubility of methane, carbon dioxide, and hydrogen in water and sea water. *J. Chem. Eng. Data*, 24(4), pp. 356–360. <https://doi.org/10.1021/je60083a006>
- Wuebbles D. J., Hayhoe K. (2002). Atmospheric methane and global change. *Earth Sci. Rev.*, 57, pp. 177–210. doi: 10.1016/S0012-8252(01)00062-9
- Yamamoto S., Alcauskas J.B., Crozier T.E. (1976). Solubility of methane in distilled water and seawater. *J. Chem. Engineering Data*, 21(1), pp. 78–80. <https://doi.org/10.1021/je60068a029>
- Yanagawa K., Kouduka M., Nakamura Y., Hachikubo A., Tomaru H., Suzuki Y. (2014). Distinct microbial communities thriving in gas hydrate-associated sediments from the eastern Japan Sea. *J. Asian Earth Sci.*, 90, pp. 243–249. doi: 10.1016/j.jseas.2013.10.019
- Yakimov T.S., Shakirov R.B., Syrбу N.S., Kholmogorov A.O., Sorochinskaya A.V. (2023). Manifestations of authigenic mineralization along the continental slope of the Sea of Japan and in the Tatar Strait (materials of Cruise 61 on r/v Akademik Oparin). *Tikhookeanskaya geologiya*, 42(4), pp. 101–114. (In Russ.) DOI: 10.30911/0207-4028-2023-42-4-101-114
- Zharov A.E., Kirillova G.L., Margulis L.S., Chuyko S., et al. (2004). Geology, geodynamics and oil and gas potential of sedimentary basins of the Tatar Strait. Vladivostok: DVO RAN, 220 p. (In Russ.)

Zhemchugova T.A. (2013). Oil and gas potential of Cenozoic deposits in the central part of the Tatar Strait. *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*, 2, pp. 69–75. (In Russ.)

About the Authors

Nadezhda S. Syrbu – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Laboratory for Integrated Research of Environment and Mineral Resources, V.I. Il'ichev Pacific Oceanological Institute FEB RAS

43, Baltiyskaya st., Vladivostok, 690041, Russian Federation
e-mail: syrbu@poi.dvo.ru

Alena I. Eskova – Cand. Sci. (Biology), Senior Researcher of the Laboratory for Integrated Research of Environment and Mineral Resources, V.I. Il'ichev Pacific Oceanological Institute FEB RAS

43, Baltiyskaya st., Vladivostok, 690041, Russian Federation
e-mail: eskova.ai@poi.dvo.ru

Andrey O. Kholmogorov – Cand. Sci. (Geography), Senior Researcher of the Laboratory for Integrated Research of Environment and Mineral Resources, V.I. Il'ichev Pacific Oceanological Institute FEB RAS

43, Baltiyskaya st., Vladivostok, 690041, Russian Federation
e-mail: kholmogorov.ao@poi.dvo.ru

Aleksei A. Legkodimov – Junior Researcher, Laboratory for Integrated Research of Environment and Mineral Resources, V.I. Il'ichev Pacific Oceanological Institute FEB RAS
43, Baltiyskaya st., Vladivostok, 690041, Russian Federation
e-mail: legkodimov.aa@poi.dvo.ru

Timur S. Yakimov – Junior Researcher, Gas Geochemistry Laboratory, V.I. Il'ichev Pacific Oceanological Institute FEB RAS

43, Baltiyskaya st., Vladivostok, 690041, Russian Federation
e-mail: iakimov.ts@poi.dvo.ru

Anna L. Ponomoreva – Cand. Sci. (Biology), Senior Researcher, Laboratory for Integrated Research of Environment and Mineral Resources, V.I. Il'ichev Pacific Oceanological Institute FEB RAS

43, Baltiyskaya st., Vladivostok, 690041, Russian Federation
e-mail: ponomareva.ai@poi.dvo.ru

Elena V. Maltseva – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Gas Geochemistry Laboratory, V.I. Il'ichev Pacific Oceanological Institute FEB RAS

43, Baltiyskaya st., Vladivostok, 690041, Russian Federation
e-mail: ekor@poi.dvo.ru

*Manuscript received 2 November 2024;
Accepted 30 June 2025; Published 20 September 2025*

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Вероятностная оценка пространственного распределения ресурсов метана в газовых гидратах в российском секторе Черного моря

И.Г. Чернова^{1,2*}, Т.В. Матвеева¹, А.О. Чазов¹, Ю.Ю. Смирнов^{1,3}

¹Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И.С. Грамберга, Санкт-Петербург, Россия

²Санкт-Петербургский государственный университет, Санкт-Петербург, Россия

³Российский государственный гидрометеорологический университет, Санкт-Петербург, Россия

Впервые выполнена оценка количества метана в газовых гидратах российского сектора Черного моря на основе вероятностно-статистического метода в пределах исключительной экономической зоны Российской Федерации с использованием оригинального программного обеспечения «Программный комплекс для оценки количества газа в газовых гидратах вероятностно-статистическим методом «Oceanic gas Hydrate Resource Assessment» (OHRA)». Приведены результаты количественной оценки с привязкой данных к расчетной сетке для рассматриваемой акватории, оценена пространственная дифференциация плотности ресурсов метана газовых гидратов. Представлена карта геотермического районирования Черного моря. Количество метана в гидратах оценено величиной 361.9 трлн м³ с вероятностью 5%, 120.5 трлн м³ с вероятностью 50%, 36.7 трлн м³ с вероятностью 95%. Установлено, что температура и давление – входные параметры, которые оказывают наибольшее влияние на оценку ресурсов метана газовых гидратов. При глубинах более 1500 м на ресурсы P95 оказывает влияние масса метана, произведенного и мигрировавшего в зону стабильности газовых гидратов. Средние величины плотности прогнозируемых ресурсов гидратного метана при базовом варианте (P50) вероятно-статистическим методом составляют 1.2 млрд м³/км², при варианте P95 – 0.36 млрд м³/км², при варианте P5 – 3.59 млрд м³/км². Наиболее перспективными в отношении газовых гидратов морфоструктурами являются Западно-Черноморская впадина, прогиб Сорокина, Туапсинский прогиб, вал Андрусова, северная часть Восточно-Черноморской впадины, северная и южная части вала Шатского.

Ключевые слова: газовые гидраты, метан, ресурсные оценки, Черное море, вероятностно-статистические методы, Монте-Карло, зона стабильности газовых гидратов

Для цитирования: Чернова И.Г., Матвеева Т.В., Чазов А.О., Смирнов Ю.Ю. (2025). Вероятностная оценка пространственного распределения ресурсов метана в газовых гидратах в российском секторе Черного моря. *Георесурсы*, 27(3), с. 51–63. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.4>

Введение

Субмаринные газовые гидраты – соединения природного газа и воды, образующиеся при определенных температурах и давлениях на континентальных склонах морей и океанов. Гидраты уже более полувека рассматриваются в качестве нетрадиционного источника углеводородного сырья. В недрах акваторий образование газовых гидратов, образующих скопления, контролируется целым рядом факторов, среди которых температура и давление, условия генерации и миграции газа и другие (Матвеева, 2018).

Черное море характеризуется широким распространением скоплений газовых гидратов. Впервые предположение об их существовании в исследуемой акватории было выдвинуто в 1972 г. российскими учеными в ходе рейса НИС «Московский университет» (Ефремова, Жижченко, 1974). Первые серьезные исследования гидратоносности Черного моря начаты в 1988 г. в ходе совместной экспедиции Вычислительного центра СО АН СССР совместно с ВНИИОкеангеология в XXI рейсе НИС «Евпатория», когда в прогибе Сорокина были обнаружены и детально исследованы скопления гидратов, связанные с диапировыми структурами (Гинсбург и др., 1990). В 1988–1989 г. во время экспедиции МГУ на НИС «Феодосия» гидраты были также задокументированы и в отложениях грязевых вулканов глубоководной котловины Черного моря (Конюхов и др., 1990). Сейсмический признак газовых гидратов (BSR – (англ. Bottom Simulating Reflector) – сейсмический горизонт, имитирующий

* Ответственный автор: Ирина Геннадьевна Чернова
e-mail: i.chernova@vniio.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

морское дно) впервые диагностирован в Туапсинском прогибе в 1985 г. (Корсаков и др., 1989). Появление BSR на сейсмических разрезах обусловлено перепадом акустического импеданса между отложениями с газовыми гидратами и отложениями, содержащими газ в поровом пространстве (Huyndman, Spence, 1992; Zillmer et al., 2005).

Со времени первого открытия прошло полвека, ознаменовавшегося целым рядом находок газовых гидратов в очагах газо-флюидной разгрузки и грязевых вулканах в центрально-черноморском секторе, побережьях Грузии и Турции (Gaynanov et al., 1998; Ivanov et al., 1998; Mazurenko et al., 2002; Шнюков, 2005; Круглякова и др., 2009; и др.).

Помимо определения компонентного и изотопного состава газа в гидратах (Круглякова и др., 1990; Шнюков и др., 1993; Гинсбург, Соловьев 1994; Бяков, Круглякова, 2001), проведено несколько исследований по оценке количества гидратного газа всей акватории Черного моря объемным методом. Первые оценки прогнозных ресурсов газа в гидратах глубоководной части акватории составили 40–50 трлн м³ (Корсаков и др., 1989). Примерно такие же ресурсные оценки (42–49 трлн м³) были получены болгарскими геологами на основе объемного метода (Вассилев, Димитров, 2002). Количественная оценка метана на оконтуренном по данным сейсморазведки участке палеодельты Днепра площадью 805±20 км² составила 1.2±0.3 трлн м³ (Ludmann et al., 2004). Расчеты проводились также объемным методом, при этом использовался профиль пористости из скважин и гидратонасыщение по сейсмическим материалам.

Все приведенные выше количественные оценки проводились детерминистическим методом, тогда как в последние десятилетия вероятностные методы расчета ресурсов и запасов широко применяются в нефтегазовой геологии, так как позволяют учесть неопределенности в подсчетных параметрах в связи с отсутствием тех или иных данных. В преобладающем большинстве случаев вероятностная оценка ресурсной базы выполняется при отсутствии точной информации или при ее недостаточном количестве, поэтому данные задаются вероятностными распределениями на основе собранной статистики. На выходе при проведенных расчетах получают диапазон значений стохастического (случайного) моделирования в условиях неопределенности (Хисамов и др., 2018). Смещение в сторону вероятностно-статистических оценок наблюдается не только при расчетах традиционных углеводородов, но и количественных оценок газа в газовых гидратах. Так, единственная оценка методом Монте-Карло для определения количества метана в газовых гидратах по всей акватории Черного моря выполнена в работе (Merey, Sinayuc, 2016) в формате 1D. Полученные значения начальных геологических ресурсов составили в среднем 71.8 трлн м³, минимальное – 1.7 трлн м³, максимальное – 297.4 трлн м³. Авторами (Merey, Sinayuc, 2016) отдельно были проведены расчеты ресурсов гидратного метана с учетом фильтрационно-емкостных свойств, т.е. бралось во внимание содержание песчаной фракции, полученное в экспедиции IMS-METU 1988–1989 гг. на южном шельфе Черного моря и верхнем склоне на борту НИС «Билим». Эта оценка понизила величины прогнозируемых ресурсов гидратного метана в среднем почти в 6 раз до 13.6 трлн м³

(минимальное и максимальное значения составили 0.021 и 138 трлн м³ соответственно) относительно ресурсов гидратного метана, посчитанных без учета коэффициента песчаности – 71.8 трлн м³. Расчеты выполнялись в 1D формате, без привязки данных к расчетной сетке, что не позволяет оценить пространственную дифференциацию параметров. Отметим, что для выявления неоднородности в плотности ресурсов и определения участков с максимальными плотностями ресурсов целесообразно проводить расчеты в 2D с учетом пространственной привязки. Оценок ресурсной базы газовых гидратов с пространственной привязкой параметров на основе вероятностно-статистического метода в акватории Черного моря ранее выполнено не было.

Целью данной работы является прогноз распространения газовых гидратов по площади и оценка их ресурсного потенциала в пределах российского сектора Черного моря на основе фактического материала вероятно-статистическим методом.

Геологический очерк

Черноморская акватория расположена между двумя горными системами – Крымско-Кавказской на северо-востоке и Понтийской на юге. В структурно-тектоническом плане исследуемая акватория в пределах исключительной экономической зоны (ИЭЗ) Российской Федерации делится на следующие зоны: южная часть Скифской плиты, которая включает в себя Молдавско-Северо-Черноморскую систему прогибов, Штормовой грабен, Каркинитско-Сивашскую систему прогибов, Каламатско-Новоселовскую систему поднятий, Альминскую впадину, Краевую моноклинали; северные части Западно-Черноморской (ЗЧВ) и Восточно-Черноморской впадин (ВЧВ), разделенные поднятием Андрусова-Архангельского; вал Шатского, расположенный между ВЧВ и складчатой системой Большого Кавказа; 2 краевых олигоцен-неогеновых прогиба – Туапсинский и Сорокина; поднятие Палласа; Крымско-Кавказский ороген (Глумов и др., 2014) (рис. 1). На формирование современного генерального структурного плана региона оказали влияние рифтогенез, задуговый спрединг и, начиная со среднего эоцена, фаза тектонического сжатия. В это время произошло раскрытие Западно- и Восточно-Черноморских бассейнов, а в дальнейшем и их прогибание. Данный период характеризуется некомпенсированным флексурным погружением краевых прогибов, гравитационной тектоникой и развитием дислокаций, осложненных диапиризмом и грязевым вулканизмом (Глумов и др., 2014; Афонасенков и др., 2007; Герасимов и др., 2008). Эти процессы создавали благоприятные условия для генерации и миграции углеводородных газов и способствовали их восходящей фильтрации в зону стабильности газовых гидратов как в свободной фазе, так и в грязевулканическом флюиде.

Углеводородные системы Черноморского региона. Нефтегазоматеринские толщи (НГМТ) распространены в юрско-нижнемеловом и палеоген-миоценовом интервалах (Глумов и др., 2014). В Западно-Черноморском регионе акватории основными НГМТ являются глинистые отложения нижнего мела, нижней части майкопской серии и среднего-верхнего миоцена. В Восточно-Черноморском регионе – нижне-среднеюрские глины и аргиллиты,

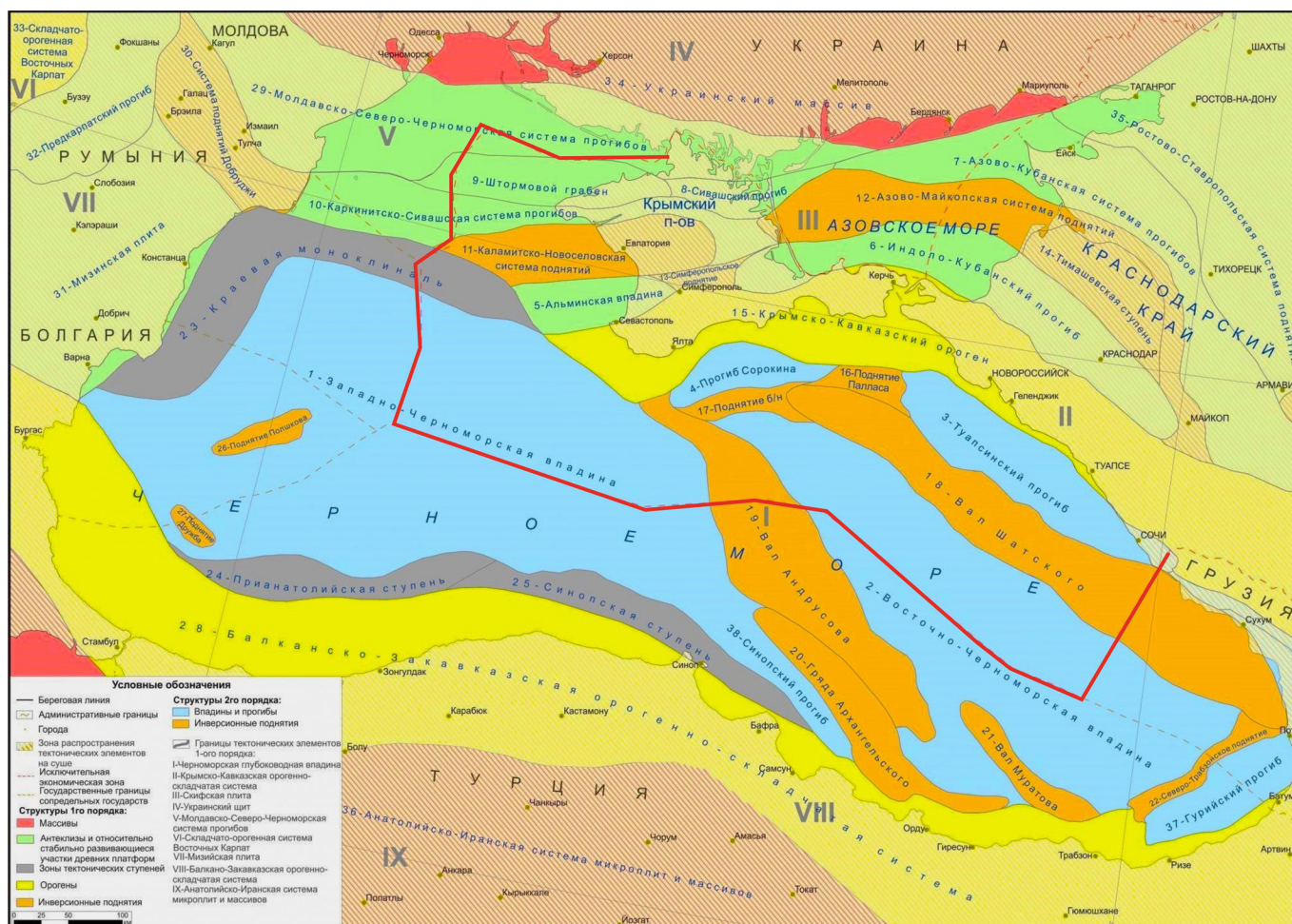


Рис. 1. Схема тектонического строения Черного моря из (Суслова, Ступакова, 2020) по данным из (Глумов и др., 2014); красная линия – граница ИЭЗ Российской Федерации

аргиллиты апта-альба, аргиллиты и глинистые мергели среднего эоцена и глины и аргиллиты олигоценовых (нижнемайкопских) отложений (Афонасенков и др., 2007).

Преобладают терригенные породы-коллекторы – пески, песчаники, алевролиты, которые распространены в разрезе от эоцена до неогена, а также в интервалах юры и мела. Карбонатные коллекторские толщи (карстовые и трещиноватые доломитизированные известняки, рифогенные карбонаты) занимают относительно более узкие стратиграфические интервалы юры, мела, отчасти палеогена (Афонасенков и др., 2007; Глумов и др., 2014).

Региональными флюидоупорами являются мощные глинистые толщи интервалов майкопской серии, а также глинистые и карбонатно-глинистые отложения миоцена и плиоцена (Афонасенков и др., 2007; Глумов и др., 2014).

По типу флюида подавляющая часть открытых месторождений акватории Черного моря – газовые, исключения составляют район Истрия в румынской зоне недропользования, а также район Таманского прогиба, где открыты нефтяные залежи (Грушевская и др., 2022). Промышленно газоносными являются терригенные отложения майкопа, карбонатно-терригенные отложения среднего миоцена, газоконденсатные карбонатные пласты нижнего палеоцена месторождений Голицынское, Южно-Голицынское, Шмидтовское, Архангельское, Штормовое (Грушевская и др., 2022). Залежи газа также могут располагаться

не только в структурах, но и в литологических ловушках, наиболее крупные из которых связаны с плиоцен-четвертичными дельтовыми комплексами (Леончик и др., 2015).

Высокая газонасыщенность кайнозойских отложений Черного моря указывает на то, что в местах с благоприятными термобарическими условиями существуют и геологические предпосылки для образования газовых гидратов. К перспективным районам на газовые гидраты относят материковый склон, конусы выноса рек, зоны оползней, зоны развития диапировых структур (Корсаков и др., 1989). Это подтверждается многочисленными находками гидратов в конусах выноса Дуная и Днепра, в прогибе Сорокина, Туапсинском прогибе, в глубоководной области, расположенной в центральной части Черного моря. В последних трех зонах наблюдается приуроченность газовых гидратов в основном к отложениям грязевулканических брекчий майкопского возраста, являющимися одной из нефтегазоматеринских толщ Черного моря.

Методика расчетов и использованный фактический материал

Расчетная сеть. В пределах исключительной экономической зоны Российской Федерации Черного моря (площадью 137 тыс. км²) выделена расчетная сеть с разрешением 0.083° 0.083°. Площадь ячеек составила 61–64 км² с суммарным количеством точек 2217 (рис. 2).

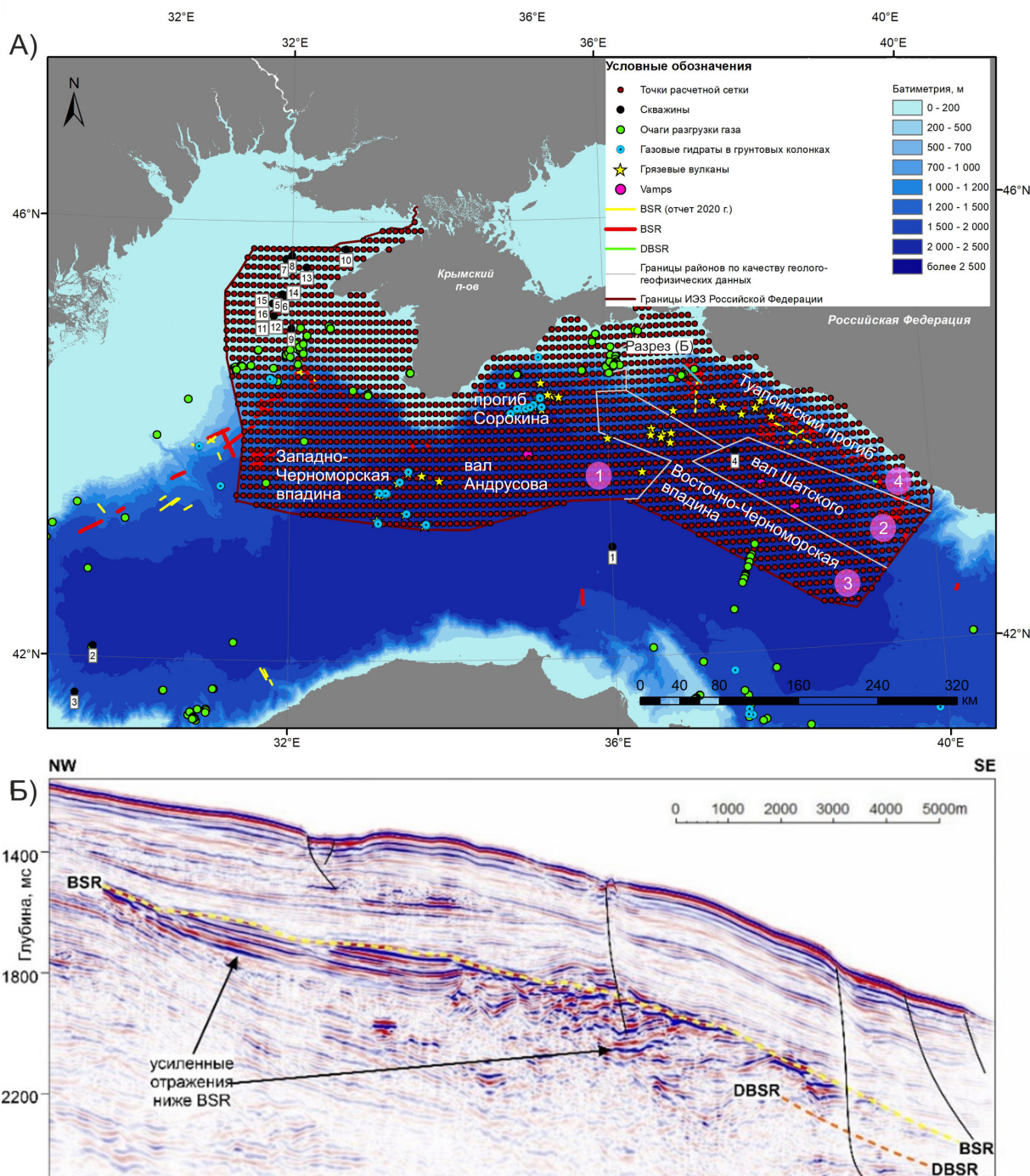


Рис. 2. А) Расчетная сеть в районе исследования и выявленные газо- и гидратообусловленные аномалии (Матвеева и др., 2024в); Скважины: 1 – 379, 2 – 380, 3 – 381 (Anders et al., 1978; Calvert et al., 1978; Morosan, 2012), 4 – Мария-1 (Прошляков и др., 2018), 5 – Архангельская-1, 6 – Архангельская-2, 7 – Голицына-21, 8 – Голицына-3, 9 – Ильичевская-2, 10 – Каркинитская-1, 11 – Сельского-40, 12 – Федоровская-1, 13 – Шмидта-8, 14 – Штилевая-2, 15 – Штормовая-2, 16 – Штормовая-4 (Грушевская и др., 2022); Б) пример BSR на сейсмическом разрезе КТ9810 в районе Туапсинского прогиба

Для расчета ресурсов метана газовых гидратов использовано оригинальное программное обеспечение «Программный комплекс для оценки количества газа в газовых гидратах вероятностно-статистическим методом «Oceanic gas Hydrate Resource Assessment» (OHRA)» (Матвеева и др., 2024б) с авторскими доработками. Суть работы программного комплекса заключается в том, что в каждой ячейке сетки рассчитываются значения: (1) объем метана, способного полностью заполнить объем газогидратного резервуара, и (2) объем метана, произведенного и мигрировавшего в зону стабильности газовых

гидратов (ЗСГГ). В результате данные величины сравниваются, и выбирается наименьшее значение, так как итоговый объем метана не может быть больше объема газогидратного резервуара или объема сгенерированного газа.

Подсчетные параметры и данные, по которым описывают их изменение по площади, задавались для каждой точки расчетной сетки следующими постоянными величинами: батиметрия (глубина моря, определяющая давление, требуемое для возникновения условий стабильности гидрата), температура придонной воды и термоградиент, соленость придонной воды, мощность осадочного чехла

и мощности стратиграфических единиц западной части района исследования и вала Шатского. Подсчетные параметры с малой плотностью данных для каждой реализации определялись случайным образом методом Монте-Карло из заданных функций плотности вероятности, полученных на основе собранной статистики – доли высокопроницаемых отложений, коэффициента пористости, гидратонасыщенности (объема порового пространства, занятого гидратами), количества органического углерода, мощности осадочного чехла Восточно-Черноморской впадины и Туапсинского прогиба.

При количественной оценке использованы следующие элементы: ЗСГГ, объем метана, способного полностью заполнить объем газогидратного резервуара, генерация и миграция метана, фактические данные по прямым и косвенным признакам газогидратонасности и данным измерений и результатов анализов.

Вначале рассчитывалась ЗСГГ со следующими входными параметрами: площадь ячейки, батиметрия, соленость, температура придонной воды, термоградиент. Для определения глубины моря использована батиметрическая модель GEBCO 2023¹. Глубина моря в расчетной области достигает 2200 м со средним значением 1393 м. Среднегодовое значение придонной температуры и солености морской воды с 1993 по 2020 год в узлах сетки заимствованы из физической океанологической модели GLORYS12V Морской службы Коперникус (Lellouche et al., 2021). Средние значения придонной температуры и солености в районе исследования составляют 9.2 °C и 21.8‰ соответственно. В программном комплексе

ОНРА геотермический градиент учитывается как функция плотности вероятности, однако в данной работе были внесены изменения в учет параметра в расчетах.

Фактический материал. Для расчетов был создан массив геотермических данных, основанный на материалах глобальной базы данных теплового потока (Fuchs, Norden, 2021). По данным из полученной статистики нами была построена карта распределения геотермического градиента Черного моря (рис. 3). Каждой точке расчетной сети присвоены значения термоградиента, согласно карте (рис. 3).

Объем метана, способного полностью заполнить объем газогидратного резервуара, определялся поэтапно. Эффективный и поровый объемы были последовательно получены из общего объема ЗСГГ ($V_{зсгг}$) при перемножении значения доли высокопроницаемых отложений и коэффициента пористости. Функция распределения доли высокопроницаемых отложений (песчаников, известняков, алевролитов) была получена из собранной нами статистики по опубликованным в работе (Грушевская и др., 2022) результатам интерпретации геофизических исследований 12 скважин (табл. 1, рис. 2). Коэффициенты пористости высокопроницаемых отложений получены по данным нейтронного гамма-каротажа скважин также из (Грушевская и др., 2022) (табл. 1). Не охарактеризованному скважинными данными интервалу четвертичных отложений присваивались осредненные значения пористости из работы (Zillmer et al., 2005) по материалам донных сейсмостанций. В ходе дальнейших оценок использовалась характеристика, отражающая концентрацию

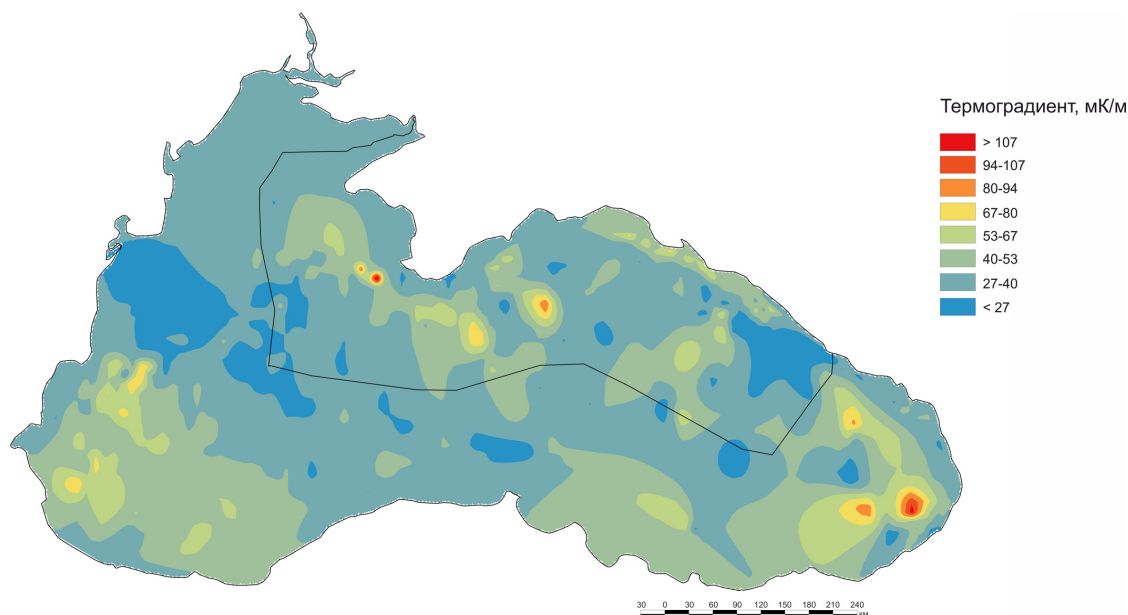


Рис. 3. Геотермический градиент в акватории Черного моря

Подсчетные параметры с малой плотностью данных	Статистические показатели		
	Мин	Среднее	Макс
Доля высокопроницаемых отложений, д.ед.	0.09	0.12	0.45
Пористость, д.ед.	0.25	0.40	0.58
Гидратонасыщенность, д.ед.	0.28	0.38	0.48
Сорг, %	0.35	1.11	4.52

Табл. 1. Входные параметры с малой плотностью данных

¹GEBCO (2023). Батиметрическая карта мировых океанов. http://www.gebco.net/data_and_products/gridded_Bathymetry_Data/

гидрата в отложениях – гидратонасыщенность (табл. 1). Гидратонасыщенность учитывалась только в высокопроницаемых отложениях, в глинистых разностях расчеты не проводились, так как из-за низкой проницаемости пелиты имеют низкое насыщение гидратами (Boswell et al., 2016). На последнем этапе полученный объем умножался на количество метана, способного заполнить газовые гидраты при стандартных условиях.

Учет *генерации метана* производился на основе следующих данных: содержания органического углерода (Сорг), предельного значения преобразования органического углерода в углеводороды, мощностей осадочного чехла и каждого стратиграфического горизонта, времени осадконакопления. В данной работе мы учитывали только генерацию биохимического газа, т.е. преобразование массы органического углерода метаногенными археями в биохимический метан.

Исзуемая акватория разделена на четыре района по качеству геолого-геофизических данных: (1) западная часть ИЭЗ Российской Федерации охарактеризована данными из (Грушевская и др., 2022), (2) вал Шатского – данными из (Прошляков и др., 2018), (3) Восточно-Черноморская впадина и (4) Туапсинский прогиб – данными по стратиграфическим колонкам из атласа (Мейснер, Туголесов, 2004) (рис. 2). Стратиграфически было выделено 8 пластов: четвертичный, верхнемиоценовый, плиоценовый, майкопский, эоценовый, палеоценовый, верхнемеловой, нижнемеловой-верхнеюрский. Для районов (1) и (2) для каждой точки расчетной сетки присваивались значения мощности пластов, и вычислялась общая мощность осадочного чехла посредством суммирования толщин всех учтенных горизонтов. Для районов (3) и (4) мощность осадочного чехла определялась из распределения с наиболее вероятными значениями по данным из стратиграфических колонок методом Монте-Карло.

Функция плотности вероятности Сорг была сформирована одна для всех пластов по данным 144 измерений органического углерода в плейстоцен-палеоценовых отложениях (Прошляков и др., 2018; Anders et al., 1978; Calvert et al., 1978; Morosanu, 2012) (табл. 1).

Установлено, что кероген в изучаемых отложениях относится к 2-3 типу, т.е. имеет смешанный (гумусово-сапропелевый) тип и может генерировать нефть и газ. Среднее предельное значение преобразования органического углерода в углеводороды оставляет 437 мг/г. В качестве компонентного состава газа, образующего газовые гидраты, в расчетах принят 100% метан.

Для учёта *миграции метана* в ЗСГГ учитывались *фактические данные* прямых и косвенных признаков газогидратонасности и индикаторы миграции газа ЗСГГ, полученные в ходе интерпретации данных сейсморазведки, а также положения грязевых вулканов и диапировых структур, очагов разгрузки газа и положение грунтовых станций отбора проб газовых гидратов. В качестве прямых сейсмических признаков газовых гидратов использовались газогидратообусловленные сейсмические границы BSR, амплитудно-скоростные аномалии типа VAMP (Velocity AMplitude anomalies). Каждой точке расчетной сетки присваивался коэффициент миграции. Значение «1» использовалось, если точки расчетной сетки находились в буферной зоне (5.5 км – половина диагонали ячейки

сетки) грязевулканических построек, очагов разгрузки углеводородов, станций отбора проб газовых гидратов, а также скоплений, выявленных по BSR и VAMPs на сейсморазрезах. Если точка не попадала в буферную зону, то параметру миграции метана присваивалось значение на основе процентного содержания высокопроницаемых пород.

В работе использованы результаты интерпретации данных МОВ ОГТ по сейсморазведочным профилям из (Матвеева, 2024в), показавшие широкое распространение очагов разгрузки углеводородов и гидратообусловленных аномалий (рис. 2). Аномалии приурочены к следующим региональным морфоструктурам: Западно-Черноморской впадине, валам Шатского и Андрусова, прогибам Туапсинский и Сорокина.

Для каждой точки расчетной сети генерировалось 1000 реализаций, на основе которых были получены оценки прогнозируемых ресурсов, соответствующие вероятностям 5%, 50% и 95%.

Результаты и обсуждение

Ресурсные оценки количества метана российского сектора Черного моря. В результате проведенных расчетов для всех реализаций площадь прогнозируемой зоны газогидратонакопления составила 76% от площади ИЭЗ России в Черном море (104 тыс. км²).

Полученные нами оценки сравнивались с ресурсными оценками газовых гидратов, выполненными вероятностно-статистическими методами. Таких оценок в опубликованной по субмаринным газовым гидратам литературе, не так много. Для сравнения были выбраны прогнозные ресурсы газовых гидратов по методу Монте-Карло для всей Черноморской акватории (30 тыс. км²), Мексиканского залива (458 тыс. км²) и акватории Баренцева моря (278 тыс. км²). Прогнозируемые ресурсы метана в газовых гидратах на рассматриваемой акватории оценены величинами 120.5 трлн м³ с вероятностью 50% (P50), что в 1.7 раз больше ресурсов гидратного метана (P50) по всей акватории Черного моря (71.8 трлн м³) из (Merey, Sinayuc, 2016). Данное значение превышает в 16 раз среднюю оценку количества метана в фильтрогенных газовых гидратах Баренцева моря, рассчитанную вероятностно-статистическим методом (Матвеева и др., 2023) и в 5.1 раз меньше среднего значения количества гидратного метана в Мексиканском заливе, рассчитанного также вероятностно-статистическим методом (Preliminary Evaluation..., 2008) (рис. 4).

Ресурсы метана в газовых гидратах с вероятностью 95% (P95) составили 36.7 трлн м³, что в 21.6 раза больше количества гидратного метана (P95) по всей акватории Черного моря (1.7 трлн м³) из (Merey, Sinayuc, 2016). Данные значения в 8.6 раз меньше минимальной оценки метана газовых гидратов Мексиканского залива (Preliminary Evaluation..., 2008) (рис. 4).

Ресурсы метана в газовых гидратах с вероятностью 5% (P5) составили 361.9 трлн м³, что в 1.2 раза превышает ресурсы метана гидратов всей акватории Черного моря (297.4 трлн м³) из работы (Merey, Sinayuc, 2016). Данные значения в 2.7 раз меньше максимальной оценки метана газовых гидратов Мексиканского залива (Preliminary Evaluation..., 2008) (рис. 4).

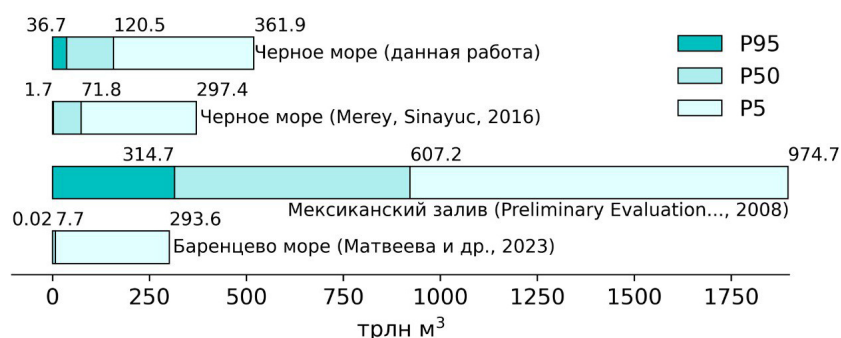


Рис. 4. Соотношение прогнозируемых ресурсов газовых гидратов в российском секторе Черного моря, всей акватории Черного моря (Merey, Sinayuc, 2016), Баренцева моря (Матвеева и др., 2023) и Мексиканского залива (Preliminary Evaluation..., 2008)

Полученные количественные оценки гидратного метана в пределах ИЭЗ России в Черном море превышают ресурсный потенциал метана газовых гидратов Баренцева моря, оцененный по сходной методике с использованием OHRA, однако меньше количества гидратного метана Мексиканского залива – одного из наиболее перспективных регионов для разработки глубоководных месторождений газогидратов в США.

Оценка влияния входных параметров на результаты расчета. Для определения влияния входных параметров, используемых в расчетах объема газогидратного резервуара и объема сгенерированного и мигрировавшего метана, были выполнены параметрические исследования. Основная корреляция количества газовых гидратов наблюдается с изменениями параметров температуры (значений термоградиента) и батиметрии (гидростатическое давление). С уменьшением термоградиента количество газогидратов P50 растет по экспоненциальной зависимости, при увеличении глубины моря (т.е. давления) при тех же значениях термоградиента их количество P50

также возрастает. Отмечена зона на глубинах морского дна 2000–2200 м в пределах вала Шатского и Андрусова, выбивающаяся из общей зависимости, для которой характерна корреляция термоградиент-количество газогидратов P50 на уровне средних значений батиметрии (рис. 5). Это явление, по всей вероятности, обусловлено высокой придонной солесностью морских вод и/или высокими значениями придонной температуры, что приводит к уменьшению количества газового гидрата.

Высокая степень корреляции количества газогидратов P50 с указанными выше параметрами (батиметрия, термоградиент, солесность и придонная температура) свидетельствует о значительном влиянии на количественную оценку ресурсов газовых гидратов именно объема газогидратного резервуара. Аналогичная зависимость наблюдается и для количества гидратов метана P5 и P95. Однако при глубинах моря, начиная с 1500 м, количественные оценки P95 перестают коррелировать с P50 и P5, что указывает на влияние уже других параметров расчета на количество гидратного метана (рис. 6).

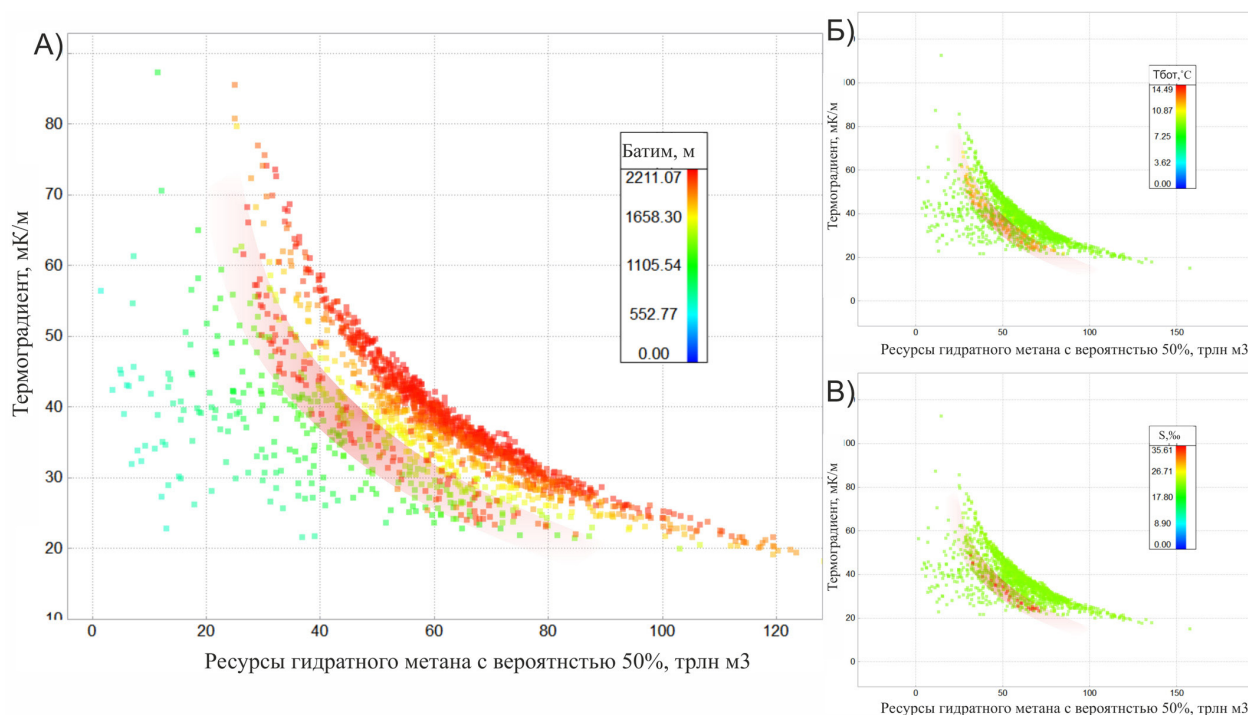


Рис. 5. Графики зависимостей количества гидратного метана с вероятностью P50 от термоградиента, цвет точек соответствует шкале параметров: А) батиметрии, Б) придонной температуры, В) солесности; красная зона – аномальные значения, выбивающиеся из общей зависимости

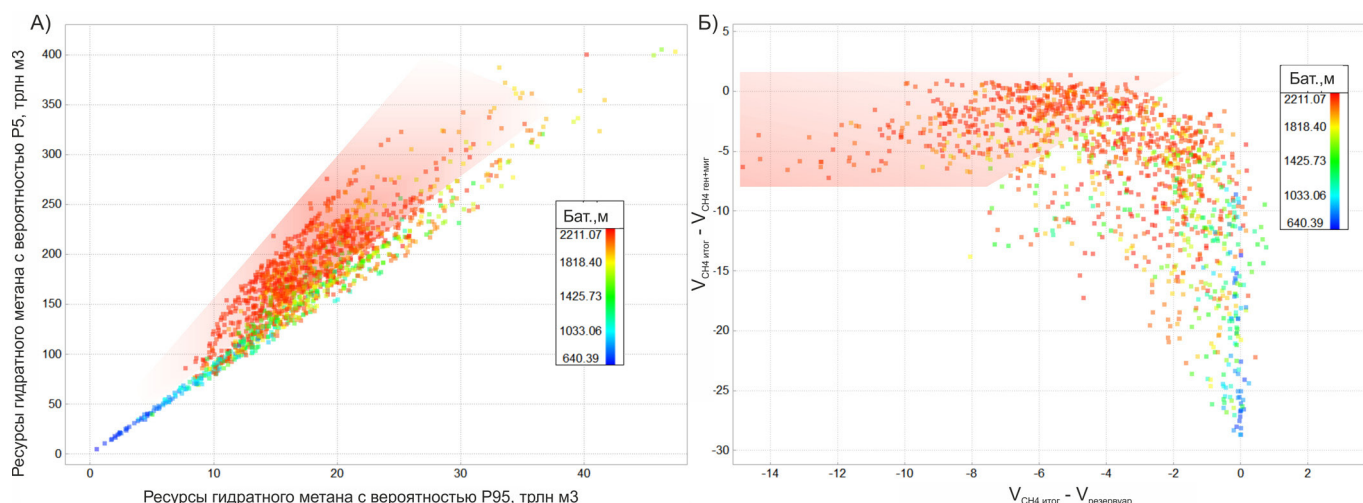


Рис. 6. Графики зависимостей: А) количества гидратного метана с вероятностями P95 и P5, Б) разницы между итоговым объемом метана, перешедшего в газовый гидрат P95, и объемом газогидратного резервуара P95 от разницы между итоговым объемом метана, перешедшего в газовый гидрат P95, и объемом метана, произведенного и мигрировавшего в ЗСГГ P95; красная зона – область, в которой ресурсная оценка связана с объемом произведенного и мигрировавшего метана

Для выявления контролирующих факторов проведены отдельные расчеты: (1) объема метана, способного полностью заполнить объем газогидратного резервуара с вероятностью 95%, и (2) объема метана, произведенного и мигрировавшего в ЗСГГ с вероятностью 95%. После чего была определена разница между итоговым объемом P95 и объемом (1), а также итоговым объемом и объемом (2). Анализ полученных данных позволил установить, что в точках со значительными глубинами морского дна минимальное количество гидратного метана (P95) преимущественно определяется объемом (2), что указывает на значительное влияние таких входных параметров, как мощность осадочного чехла и Сорг.

Удельные плотности прогнозируемых ресурсов метана газовых гидратов. Сравнение с результатами предшествующих работ. Как отмечается в работе (Матвеева и др., 2024а), поскольку при ресурсных оценках газовых гидратов разными авторами используются совершенно разные методы и подходы, а также разные оцениваемые площади, адекватным представляется сравнение именно удельных плотностей газогидратных ресурсов. Для сравнения полученных нами ресурсных оценок с результатами предшествующих работ по акватории Черного моря, мы рассчитали удельные плотности ресурсов газовых гидратов P5, P50, P95.

Средняя величина плотности прогнозируемых ресурсов при базовом варианте (P50) вероятностно-статистическим методом составляет 1.2 млрд м³/км². Данное значение почти в 2.5 раза превышает рассчитанную плотность ресурсов метана при средней ее оценке в газовых гидратах (0.45 млрд м³/км²) по всей акватории Черного моря из работы (Merey, Sinayuc, 2016) и сопоставима с плотностью средней величины ресурсов Мексиканского залива (1.29 млрд м³/км²) (Preliminary Evaluation..., 2008) (рис. 7).

Средняя величина плотности прогнозируемых ресурсов при варианте P95 – 0.36 млрд м³/км², что соотносится с полученными данными авторов (Merey, Sinayuc, 2016) при минимальной оценке ресурсов метана в газовых гидратах Черного моря – 0.31 млрд м³/км². Данное значение почти в 2 раза меньше минимальной оценки плотности гидратного метана в Мексиканском заливе (0.67 м³/км²) (рис. 7).

Для ресурсной базы (P5) средняя плотность метана составляет 3.59 млрд м³/км², что в 1.3 раза меньше удельной плотности при максимальной величине ресурсов метана (4.6 млрд м³/км²) по всей акватории Черного моря (Merey, Sinayuc, 2016). Однако данное значение в 1.7 раз больше плотности максимальной оценки гидратного метана в Мексиканском заливе (2.08 млрд м³/км²) (рис. 7).

Разница в удельной плотности ресурсов метана в газовых гидратах, проведенной авторами (Merey, Sinayuc,



Рис. 7. Сравнение средних плотностей прогнозируемых ресурсов российского сектора Черного моря со всей акваторией Черного моря (Merey, Sinayuc, 2016) и Мексиканского залива (Preliminary Evaluation..., 2008)

2016) по всей акватории Черного моря, и работой, проведенной авторами данной статьи, обусловлена разными методами расчета. В 1D оценке генерация мощности ЗСГГ производилась случайным образом, параметр присваивался для всей акватории Черного моря, без учета площадной дифференциации. В настоящей работе был произведен 2D расчет: значения ресурсов метана в газовых гидратах рассчитывались для каждой точки расчетной сетки. Сопоставимые значения при варианте P50 и большие значения при P5 удельных плотностей метана в гидратах Черного моря относительно Мексиканского залива указывают на то, что больший ресурсный потенциал акватории США связан именно с большей площадью распространения гидратов – превышение составляет в 4.4 раза.

На полученных картах плотностей прогнозируемых ресурсов (рис. 8) во всех реализациях выделяются участки, наиболее перспективные в отношении газовых гидратов: Западно-Черноморская впадина, прогиб Сорокина, Туапсинский прогиб, вал Андрусова, северная часть Восточно-Черноморской впадины, северная и южная части вала Шатского. Данные области соотносятся с местами находок газовых гидратов в Черном море, газогидратообусловленными сейсмическими границами BSR и положением грязевых вулканов.

Заключение

В статье представлены результаты количественной оценки прогнозируемых ресурсов метана в газовых гидратах российского сектора Черного моря вероятностно-статистическим методом.

Для количественной оценки с использованием оригинального программного обеспечения (OHRA) были использованы следующие входные параметры: глубина моря, придонная температура, соленость, термоградиент, фильтрационно-емкостные свойства газогидратного резервуара; параметры, характеризующие газогенерационный потенциал – мощность осадочного чехла и мощность каждой отдельной стратиграфической единицы, время образования отложений, Сорг, предельное значение преобразования органического углерода в углеводороды; параметры, отражающие миграционные характеристики – данные о положении геофизических аномалий (BSR, VAMP), грязевых вулканов, очагов разгрузки газа и точек отбора проб газовых гидратов. Построена карта распространения геотермического градиента Черного моря, позволившая внести корректировки в исходные расчеты.

Основная взаимосвязь рассчитанных количеств гидратного метана наблюдается между значениями термоградиента и батиметрии, однако при глубинах более 1500 м на количественную оценку P95 оказывают влияние мощность осадочного чехла и Сорг. В результате выполненных работ, прогнозируемые на основе вероятностно-статистического подхода ресурсы метана газовых гидратов российского сектора Черного моря составляют: с вероятностью 5% – 361.9 трлн м³, 50% – 120.5 трлн м³, 95% – 36.7 трлн м³.

Проведено относительное сравнение результатов ресурсных оценок, рассчитанных по сходной методике, для акваторий Черного моря, Мексиканского залива, Баренцева моря.

Впервые получены карты пространственного распределения удельных плотностей метана в гидратах для района исследования, варьирующих в базовом варианте от 0.03 млрд м³/км² до 3.2 млрд м³/км² при средней удельной плотности в пределах района работ 1.2 млрд м³/км². Участками с наибольшей плотностью ресурсов в ИЭЗ России являются Западно-Черноморская впадина, прогиб Сорокина, Туапсинский прогиб, вал Андрусова, северная часть Восточно-Черноморской впадины, северная и южная части вала Шатского.

Выполнено сравнение удельных плотностей прогнозируемых ресурсов метана газовых гидратов в российской ИЭЗ Черного моря, всей акватории Черного моря и Мексиканском заливе. Сопоставимые значения средних удельных плотностей гидратного метана Черного моря и Мексиканского залива, полученные вероятностно-статистическим методом, свидетельствуют о том, что больший ресурсный потенциал Мексиканского залива связан с его большей площадью ЗСГГ.

Финансирование

Публикация статьи поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-10-2022-011 в рамках программы развития НЦМУ.

Литература

- Афонасенков А.П., Никишин А.М., Обухов А.Н. (2007). Геологическое строение и углеводородный потенциал Восточно-Черноморского региона. М.: Научный мир, 172 с.
- Бяков Ю.А., Круглякова Р.П. (2001). Газогидраты осадочной толщи Черного моря – углеводородное сырье будущего. *Разведка и охрана недр*, 8, с. 14–19.
- Вассилев А., Димитров Л. (2002). Оценка пространственного распределения и запасов газогидратов в Черном море. *Геология и геофизика*, 7(43), с. 672–684.
- Герасимов М. Е., Бондарчук Г. К., Юдин В. В., Белецкий С. В. (2008). Геодинамика и тектоническое районирование Азово-Черноморского региона. Геодинамика, тектоника и флюидодинамика нефтегазоносных регионов Украины. *Сборник докладов VII международной конференции «Крым-2007»*, с. 115–151.
- Гинсбург Г.Д., Кремлев А.Н., Григорьев М.Н., Ларкин Г.В., Павленкин А.Д., Салтыкова Н.А. (1990). Фильтрогенные газовые гидраты в Черном море (21-й рейс НИС «Евпатория»). *Геология и геофизика*, 3, с. 10–20.
- Гинсбург Г.Д., Соловьев В.А. (1994). Субмаринные газовые гидраты. Спб.: ВНИИОкеангеология, 199 с.
- Глумов И.Ф., Гулев В.Л., Сенин Б.В., Карнаухов С.М. (2014). Региональная геология и перспективы нефтегазоносности Черноморской глубоководной впадины и прилегающих шельфовых зон. М.: Недра, 457 с.
- Грушевская О.В., Навроцкий А.О., Певзнер С.Л. (2022). Уточнение геологического строения и перспектив нефтегазоносности зоны сочленения Скифской плиты и киммерийско-альпийских складчато-орогенных структур. Государственное задание № 049-00012-20-01 от 28.01.2020 г., № 049-00003-21-00 от 12.01.2021 г., № 049-00014-22-01 от 14.01.2022 г. М.: ФГБУ «ВНИГНИ». «Росгеолфонд» №544560.
- Ефремова А.Г., Жижченко Б.П. (1974). Обнаружение кристалл-гидратов газов в осадках современных акваторий. *ДАН СССР*, 5(214), с. 1179–1181.
- Конюхов А.И., Иванов М.К., Кульницкий Л.М. (1990). О грязевых вулканах и газовых гидратах в глубоководных районах Черного моря. *Литология и полезные ископаемые*, 3, с. 12–23.
- Корсаков О.Д., Бяков Ю.А., Ступак С.Н. (1989). Газовые гидраты Черноморской впадины. *Сов. геология*, 12, с. 3–9.
- Круглякова Р.П., Зубова М.В., Копосова Т.А. (1990). Геохимическая характеристика газогидратов Черного моря. 9-я Всесоюз. *Школа Морской Геологии*, 3, с. 146.

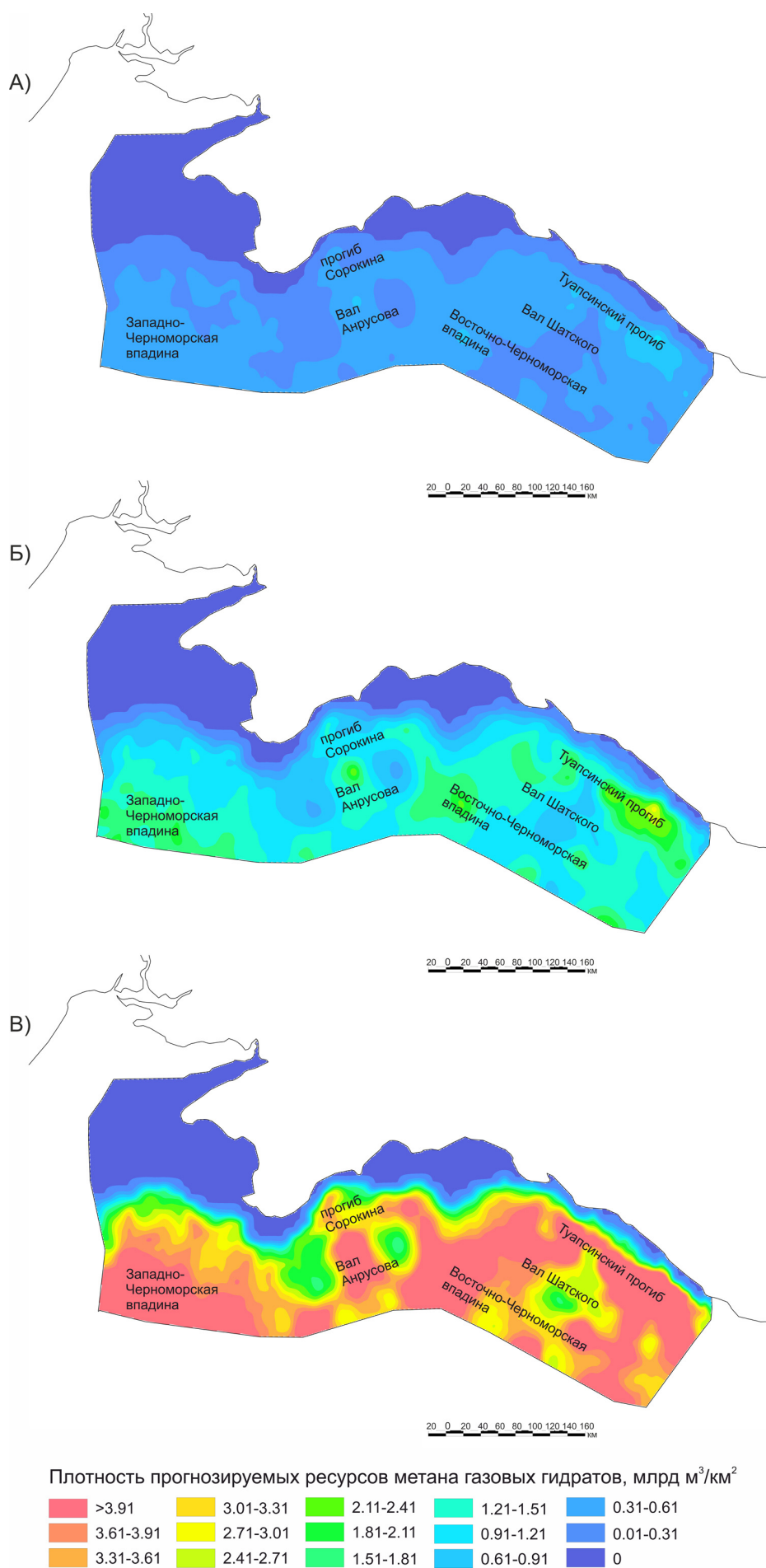


Рис. 8. Плотность прогнозируемых ресурсов метана газовых гидратов, рассчитанная методом Монте-Карло с вероятностью: А) 95%, (Б) 50%, В) 5%

Круглякова Р.П., Круглякова М.В., Шевцова Н.Т. (2009). Геолого-геохимическая характеристика естественных проявлений углеводородов в Черном море. *Геология и полезные ископаемые Мирового океана*, 1, с. 37–51.

Леончик М.И., Сенин Б.В., Хортов А.В. (2015). Перспективы газоносности кайнозоя Черного моря. *Вести газовой науки*, 2(22), с. 54–62.

Матвеева Т.В. (2018). Образование гидратов углеводородных газов в субаквальных обстановках. Мировой океан. *Твердые полезные ископаемые и газовые гидраты в океане*. М.: Научный мир, 3, с. 586–697.

Матвеева Т. В., Щур А. А., Чазов А. О. (2023). Перспективы газогидратоносности Баренцева моря. *Труды XII Международной научно-практической конференции «Морские исследования и образование (MARESEDU)-2023»*, с. 35–38.

Матвеева Т.В., Логвина Е.А., Назарова О.В. (2024а). Газовые гидраты акваторий: методы и результаты ресурсных оценок. *Геология нефти и газа*, 3, с. 81–96. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-3-81-96

Матвеева Т.В., Щур Н.А., Щур А.А., Смирнов Ю.Ю. (2024б). Программный комплекс для оценки количества газа в газовых гидратах вероятностно-статистическим методом «Oceanic gas Hydrate Resources Assessment» (OHRA). Роспатент. Свид-во № 2024668338 от 15.08.2024 г.

Матвеева Т.В. (2024в). Отчет о проведении тематических и опытно-методических работ, связанных с геологическим изучением недр. Государственное задание Федерального агентства по недропользованию № 049-00004-24-00 ФГБУ «ВНИИОкеангеология». Санкт-Петербург.

Мейснер Л.Б., Туголесов Д.А. (2004). Черноморский регион. Структурно-тектоническая схема. Карта масштаба 1:5 000 000. В атласе: Геология и полезные ископаемые шельфов России. М.: ГИН РАН.

Прошляков С.Л., Кузьмин Д.А., Шиханов С.Е., Новиков П.П., Ерух Д.В., Егорова Е.С., Посысов А.А. (2018). Отчет о результатах бурения поисково-оценочной скважины Мария-1 в пределах лицензионного участка «Западно-Черноморская площадь». Краснодар. «Росгеолфонд» №531886.

Суслова А.А., Ступакова А.В. (2020). Нефтегазоносные бассейны шельфа России. *Neftegaz.RU*. https://magazine.neftegaz.ru/articles/geologorazvedka/524204-neftegazonosnye-basseyny-shelfa-rossii/?clear_cache=Y

Хисамов Р.С., Сафаров А.Ф., Калимуллин А.М., Дрягалкина А.А. (2018). Вероятностно-статистическая оценка запасов и ресурсов по международной классификации SPE-PRMS. *Георесурсы*, 3(20), с. 158–164. DOI: 10.18599/grs.2018.3.158-164

Шнюков Е.Ф., Митин Л.И., Клещенко С.А. (1993). Зона акустических аномалий в Черном море вблизи Севастополя. *Геологический журнал*, 3, с. 62–67.

Шнюков Е.Ф. (2005). Газогидраты метана в Черном море. *Геология и полезные ископаемые Мирового океана*, 2, с. 41–52.

Anders D.F., Claypool G.E., Lubeck C.M., Patterson J.M. (1978). Preliminary results, organic geochemical investigation of Black Sea sediments: deep sea drilling project. Leg 42B. Initial Reports of the Deep-Sea Drilling Project. <https://doi.org/10.2973/dsdp.proc.42-2.137.1978>

Boswell R., Shipp C., Reichel T., Shelander D., Saeki T., Frye M., Shedd W., Collett T.S., McConnell D.R. (2016). Prospecting for marine gas hydrate resources. *Interpretation*, 4(1), pp. SA13–SA24. doi: 10.1190/INT-2015-0036.1

Calvert S.E., Batchelor C.H. (1978). Major and minor element geochemistry of sediments from Hole 379A, Leg 42B, Deep Sea Drilling Project. Initial Reports of the Deep Sea Drilling Project. U.S. Government Printing Office, Washington, pp. 527–541. <https://doi.org/10.2973/dsdp.proc.42-2.116.1978>

Fuchs S., Norden B. (2021). The Global Heat Flow Database: Release 2021. GFZ Data Services. International Heat Flow Commission. <https://doi.org/10.5880/fidgeo.2021.014>

Gaynanov V.G., Bouriak S.V., Ivanov, M.K. (1998). Seismic evidence for gas accumulation related to the area of mud volcanism in the deep Black Sea. *Geo-Marine Letters*, 18, pp. 139–145. <https://doi.org/10.1007/s003670050061>

Hyndman R.D., Spence G.D. (1992). A seismic study of methane hydrate marine bottom simulating reflectors. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 97(B5), pp. 6683–6698. <https://doi.org/10.1029/92JB00234>

Ivanov M.K., Limonov A.F., Woodside J.M. (1998). Extensive deep fluid flux through the sea floor on the Crimean continental margin (Black Sea). Gas Hydrates: Relevance to World Margin Stability and Climate Change. Geological Society. London. Special Publications, 137, pp. 195–213. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1998.137.01.16>

Lellouche J.M., Greiner E., Romain B.D. et al. (2021). The Copernicus Global 1/12° Oceanic and Sea Ice GLORYS12 Reanalysis. *Frontiers in Earth Science*, 9. doi: 10.3389/feart.2021.698876

Ludmann T., Wong H.K., Konerding P., Zillmer M., Petersen J., Fluh E. (2004). Heat flow and quantity of methane deduced from a gas hydrate field in the vicinity of the Dnieper Canyon, northwestern Black Sea. *Geo-Mar Lett*, 24, pp. 182–193. doi: 10.1007/s00367-004-0169-y

Mazurenko L.L., Soloviev V.A., Ivanov M.K., Stadnitskaya A. (2002). Mud volcano gas hydrates of the Black Sea. *Proc. International Conference: Minerals of the Ocean*. April 20-23. St.Petersburg, pp.146–147.

Meray S., Sinayuc C. (2016). Investigation of gas hydrate potential of the Black Sea and modelling of gas production from a hypothetical Class 1 methane hydrate reservoir in the Black Sea conditions. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 29, pp. 66–79. doi: 10.1016/j.jngse.2015.12.048.

Morosanu I. (2012). The hydrocarbon potential of the Romanian Black Sea continental plateau. *Romanian Journal of Earth Sciences*, 2(86), pp. 91–109.

Preliminary Evaluation of In-Place Gas Hydrate Resources: Gulf of Mexico Outer Continental Shelf. (2008). U.S. Department of the Interior Minerals Management Service Resource Evaluation Division.

Zillmer M., Flueh E.R., Petersen J. (2005) Seismic investigation of a bottom simulating reflector and quantification of gas hydrate in the Black Sea. *Geophysical Journal International*, 161(3), pp. 662–678. doi: 10.1111/j.1365-246X.2005.02635.x

Сведения об авторах

Ирина Геннадьевна Чернова – ведущий инженер, Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И. С. Грамберга; аспирант, Санкт-Петербургский государственный университет

Россия, 190121, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 124

e-mail: i.chernova@vniio.ru

Татьяна Валерьевна Матвеева – кандидат геол.-минерал. наук, ученый секретарь, Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И. С. Грамберга

Россия, 190121, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 124

e-mail: t.matveeva@vniio.ru

Артем Олегович Чазов – ведущий инженер, Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И. С. Грамберга

Россия, 190121, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 124

e-mail: a.chazov@vniio.ru

Юрий Юрьевич Смирнов – ведущий инженер, Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И. С. Грамберга; аспирант, Российский государственный гидрометеорологический университет

Россия, 190121, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 124

e-mail: y.smirnov@vniio.ru

Статья поступила в редакцию 18.12.2024;

Принята к публикации 18.04.2025;

Опубликована 20.09.2025

Probabilistic assessment of spatial distribution of hydrate methane resources within the economic zone of the Russian Federation of the Black Sea

I.G. Chernova^{1,2*}, T.V. Matveeva¹, A.O. Chazov¹, Yu.Yu. Smirnov^{1,3}

¹All-Russia Research Institute for Geology and Mineral Resources of the World Ocean, Saint Petersburg, Russian Federation

²Saint Petersburg State University, Saint Petersburg, Russian Federation

³Russian State Hydrometeorological University, Saint Petersburg, Russian Federation

* Corresponding author: Irina G. Chernova, e-mail: i.chernova@vniio.ru

Abstract. The results of gas hydrate resources assessment within the Black Sea exclusive economic zone of the Russian Federation by probabilistic-statistical method using the original OHRA (“Oceanic gas Hydrate Resource Assessment”) software are presented. The results of gas hydrate resources assessment in the Black Sea exclusive economic zone of the Russian Federation by probabilistic-statistical method using the original OHRA software are presented. The quantitative assessment performed with data binding to the calculated grid; the specific density of methane resources in gas hydrates is estimated. For the geothermal data account a map of the geothermal gradient of the Black Sea has been compiled. The amount of methane in hydrates is estimated as much as 361.9 trillion with a probability of 5%, 120.5 trillion with a probability of 50%, 36.7 trillion m³ with a probability of 95%. It has been established that temperature and pressure are the parameters that have the greatest impact on the resource assessment of gas hydrates in the study area. At the sea depths of more than 1,500 m, the resources of P95 are influenced by the mass of methane produced and migrated to the gas hydrate stability zone. The average specific density values of hydrated methane are estimated to be (probability 50%) 1.2 billion, probability 95% – 0.36 billion, probability 5% – 3.59 billion m³/km². The most promising in relation to gas hydrates areas within the Russian exclusive economic zone are the West Black Sea Depression, Sorokin Trough, Tuapse Trough, the Andrusov Ridge, the northern part of the East Black Sea Depression, the northern and the southern parts of the Shatsky Ridge.

Keywords: resource assessments of gas hydrates, the Black Sea, the probabilistic-statistical methods, Monte-Carlo, gas hydrate stability zone

Acknowledgements

The publication of the article was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-10-2022-011 within the framework of the development program for a world-class Research Center.

Recommended citation: Chernova I.G., Matveeva T.V., Chazov A.O., Smirnov Yu.Yu. (2025). Probabilistic assessment of spatial distribution of hydrate methane resources within the economic zone of the Russian Federation of the Black Sea. *Georesursy = Georesources*, 27(3), pp. 51–63. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.4>

References

- Afonasenkov A.P., Nikishin A.M., Obukhov A.N. (2007). Geological structure and hydrocarbon potential of the East Black Sea region. Moscow: Nauchnyy mir, 172 p. (In Russ.)
- Anders D.F., Claypool G.E., Lubeck C.M., Patterson J.M. (1978). Preliminary results, organic geochemical investigation of Black Sea sediments: deep sea drilling project. Leg 42B. Initial Reports of the Deep-Sea Drilling Project. <https://doi.org/10.2973/dsdp.proc.42-2.137.1978>
- Boswell R., Shipp C., Reichel T., Shelander D., Saeki T., Frye M., Shedd W., Collett T.S., McConnell D.R. (2016). Prospecting for marine gas hydrate resources. *Interpretation*, 4(1), pp. SA13–SA24. doi: 10.1190/INT-2015-0036.1
- Byakov Yu.A., Krugliakova R.P. (2001). Gas hydrates of the sedimentary strata of the Black Sea are the hydrocarbon raw materials of the future. *Razvedka i okhrana neдр*, 8, pp. 14–19. (In Russ.)
- Calvert S.E., Batchelor C.H. (1978). Major and minor element geochemistry of sediments from Hole 379A, Leg 42B, Deep Sea Drilling Project. Initial Reports of the Deep Sea Drilling Project. U.S. Government Printing Office, Washington, pp. 527–541. <https://doi.org/10.2973/dsdp.proc.42-2.116.1978>
- Efremova A.G., Zhizhenko B.P. (1974). Detection of gas crystal hydrates in sediments of modern water areas. *DAN SSSR*, 5(214), pp. 1179–1181. (In Russ.)
- Fuchs S., Norden B. (2021). The Global Heat Flow Database: Release 2021. GFZ Data Services. International Heat Flow Commission. <https://doi.org/10.5880/figeo.2021.014>
- Gaynanov V.G., Bouriak S.V., Ivanov, M.K. (1998). Seismic evidence for gas accumulation related to the area of mud volcanism in the deep Black Sea. *Geo-Marine Letters*, 18, pp. 139–145. <https://doi.org/10.1007/s003670050061>
- Gerasimov M.E., Bondarchuk G.K., Yudin V.V., Beletsky S.V. (2008). Geodynamics and tectonic zoning of the Azov-Black Sea region. Geodynamics, tectonics and fluid dynamics of oil and gas regions of Ukraine. *Coll. papers: VII International Conference “Crimea-2007”*, pp. 115–151. (In Russ.)
- Ginsburg G.D., Kremlev A.N., Grigoriev M.N., Larkin G.V., Pavlenkin A.D., Saltykova N.A. (1990). Filterogenic gas hydrates in the Black Sea (21st voyage of the research vessel “Evpatoria”). *Geologiya i geofizika*, 3, pp. 10–20. (In Russ.)
- Ginsburg G.D., Soloviev V.A. (1994). Submarine gas hydrates. St. Petersburg: VNIIOkeangeologiya, 199 p. (In Russ.)
- Glumov I.F., Gulev V.L., Senin B.V., Karnaukhov S.M. (2014). Regional geology and oil and gas potential of the Black Sea deep-sea basin and adjacent shelf zones. Moscow: Nedra, 457 p. (In Russ.)
- Grushevskaya O.V., Navrotsky A.O., Pevzner S.L. (2022). Clarification of the geological structure and oil and gas potential of the junction zone of the Scythian plate and the Cimmerian-Alpine folded-orogenic structures. State assignment No. 049-00012-20-01 of 01/28/2020, No. 049-00003-21-00 of 01/12/2021, No. 049-00014-22-01 dated 14.01.2022. Moscow: FGBU “VNIGNI”. “Rosgeolfond” No. 544560. (In Russ.)
- Hyndman R.D., Spence G.D. (1992). A seismic study of methane hydrate marine bottom simulating reflectors. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 97(B5), pp. 6683–6698. <https://doi.org/10.1029/92JB00234>
- Ivanov M.K., Limonov A.F., Woodside J.M. (1998). Extensive deep fluid flux through the sea floor on the Crimean continental margin (Black Sea). Gas Hydrates: Relevance to World Margin Stability and Climate Change. Geological Society. London. Special Publications, 137, pp. 195–213. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1998.137.01.16>

- Khisamov R.S., Safarov A.F., Kalimullin A.M., Dryagalkina A.A. (2018). Probabilistic-statistical estimation of reserves and resources according to the international classification SPE-PRMS. *Georesursy = Georesources*, 20(3), pp. 158–164. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.158-164>
- Konyukhov A.I., Ivanov M.K., Kulnitsky L.M. (1990). On mud volcanoes and gas hydrates in the deep-water areas of the Black Sea. *Lithology and mineral resources*, 3, pp. 12–23.
- Korsakov O.D., Byakov Yu.A., Stupak S.N. (1989). Gas hydrates of the Black Sea depression. *Sov. geology*, 12, pp. 3–9. (In Russ.)
- Korsakov O.D., Byakov Yu.A., Stupak S.N. (1989). Gas hydrates of the Black Sea depression. *Sov. geology*, 12, pp. 3–9. (In Russ.)
- Kruglyakova R.P., Kruglyakova M.V., Shevtsova N.T. (2009). Geological and geochemical characteristics of natural manifestations of hydrocarbons in the Black Sea. *Geologiya i poleznye iskopaemye Mirovogo okeana*, 1, pp. 37–51. (In Russ.)
- Kruglyakova R.P., Zubova M.V., Kuposova T.A. (1990). Geochemical characteristics of gas hydrates of the Black Sea. *9th All-Union. School of Marine Geology*, 3, p. 146. (In Russ.)
- Lellouche J.M., Greiner E., Romain B.D. et al. (2021). The Copernicus Global 1/12° Oceanic and Sea Ice GLORYS12 Reanalysis. *Frontiers in Earth Science*, 9. doi: 10.3389/feart.2021.698876
- Leonchik M.I., Senin B.V., Khortov A.V. (2015). Prospects for gas content in the Cenozoic Black Sea. *Vesti gazovoy nauki*, 2(22), pp. 54–62. (In Russ.)
- Ludmann T., Wong H.K., Konerding P., Zillmer M., Petersen J., Fluh E. (2004). Heat flow and quantity of methane deduced from a gas hydrate field in the vicinity of the Dnieper Canyon, northwestern Black Sea. *Geo-Mar Lett*, 24, pp. 182–193. doi: 10.1007/s00367-004-0169-y
- Matveeva T. V., Shchur A. A., Chazov A. O. (2023). Prospects for gas hydrate content in the Barents Sea. *Proc. XII International Scientific and Practical Conference “Marine Research and Education (MARESEDU)-2023”*, pp. 35–38. (In Russ.)
- Matveeva T.V. (2018). Formation of hydrates of hydrocarbon gases in subaqueous environments. *World Ocean. Solid minerals and gas hydrates in the ocean*. Moscow: Nauchnyy mir, 3, pp. 586–697. (In Russ.)
- Matveeva T.V. (2024c). Report on thematic and experimental and methodological work related to geological study of the subsoil. State assignment of the Federal Agency for Subsoil Use No. 049-00004-24-00 “VNIIOkeangeologiya”. St. Petersburg. (In Russ.)
- Matveeva T.V., Logvina E.A., Nazarova O.V. (2024a). Gas hydrates of water areas: methods and results of resource assessments. *Geologiya nefi i gaza*, 3, pp. 81–96. (In Russ.)
- Matveeva T.V., Shchur N.A., Shchur A.A., Smirnov Yu.Yu. (2024b). Software package for assessing the amount of gas in gas hydrates using the probabilistic-statistical method “Oceanic gas Hydrate Resources Assessment” (OHRA). Rospatent. Certificate No. 2024668338 dated 15.08.2024. (In Russ.)
- Mazurenko L.L., Soloviev V.A., Ivanov M.K., Stadnitskaya A. (2002). Mud volcano gas hydrates of the Black Sea. *Proc. International Conference: Minerals of the Ocean*. April 20–23. St.Petersburg, pp.146–147.
- Meisner L.B., Tugolesov D.A. (2004). Black Sea region. Structural-tectonic scheme. Map scale 1:5 000 000. In the atlas: *Geology and mineral resources of the shelves of Russia*. Moscow: GIN RAS. (In Russ.)
- Merey S., Sinayuc C. (2016). Investigation of gas hydrate potential of the Black Sea and modelling of gas production from a hypothetical Class 1 methane hydrate reservoir in the Black Sea conditions. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 29, pp. 66–79. doi: 10.1016/j.jngse.2015.12.048.
- Morosanu I. (2012). The hydrocarbon potential of the Romanian Black Sea continental plateau. *Romanian Journal of Earth Sciences*, 2(86), pp. 91–109.
- Preliminary Evaluation of In-Place Gas Hydrate Resources: Gulf of Mexico Outer Continental Shelf. (2008). U.S. Department of the Interior Minerals Management Service Resource Evaluation Division.
- Proshlyakov S.L., Kuzmin D.A., Shikhanov S.E., Novikov P.P., Erukh D.V., Egorova E.S., Posysoev A.A. (2018). Report on the results of drilling the prospecting and appraisal well Maria-1 within the license area “West-Chernomorskaya area”. Krasnodar. “Rosgeolfond” No. 531886. (In Russ.)
- Shnyukov E.F. (2005). Methane gas hydrates in the Black Sea. *Geologiya i poleznye iskopaemye Mirovogo okeana*, 2, pp. 41–52. (In Russ.)
- Shnyukov E.F., Mitin L.I., Kleshchenko S.A. (1993). Zone of acoustic anomalies in the Black Sea near Sevastopol. *Geologicheskij zhurnal*, 3, pp. 62–67. (In Russ.)
- Suslova A.A., Stupakova A.V. (2020). Oil and gas basins of the Russian shelf. *Neftegaz.RU*. https://magazine.neftgaz.ru/articles/geologorazvedka/524204-neftegazonosnye-basseyiny-shelfa-rossii/?clear_cache=Y
- Vassilev A., Dimitrov L. (2002). Assessment of the spatial distribution and reserves of gas hydrates in the Black Sea. *Russian Geology and Geophysics*, 7(43), pp. 672–684. (In Russ.)
- Zillmer M., Flueh E.R., Petersen J. (2005) Seismic investigation of a bottom simulating reflector and quantification of gas hydrate in the Black Sea, *Geophysical Journal International*, 161(3), pp. 662–678. doi: 10.1111/j.1365-246X.2005.02635.x

About the Authors

Irina G. Chernova – Lead Engineer, All-Russia Research Institute for Geology and Mineral Resources of the World Ocean; Postgraduate Student, Saint Petersburg State University

124 Moika River Embankment, Saint Petersburg, 190121, Russian Federation

e-mail: i.chernova@vniio.ru

Tatiana V. Matveeva – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Academic Secretary, All-Russia Research Institute for Geology and Mineral Resources of the World Ocean

124 Moika River Embankment, Saint Petersburg, 190121, Russian Federation

e-mail: t.matveeva@vniio.ru

Artem O. Chazov – Lead Engineer, All-Russia Research Institute for Geology and Mineral Resources of the World Ocean

124 Moika River Embankment, Saint Petersburg, 190121, Russian Federation

e-mail: a.chazov@vniio.ru

Yury Yu. Smirnov – Lead Engineer, All-Russia Research Institute for Geology and Mineral Resources of the World Ocean; Postgraduate Student, Russian State Hydrometeorological University

124 Moika River Embankment, Saint Petersburg, 190121, Russian Federation

e-mail: y.smirnov@vniio.ru

Manuscript received 18 December 2024;

Accepted 18 April 2025;

Published 20 September 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Криогенные газовые гидраты на арктических шельфах – особенности прогноза и ресурсные оценки

Ю.Ю. Смирнов^{1,2*}, Т.В. Матвеева¹, А.О. Чазов¹

¹Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И. С. Грамберга, Санкт-Петербург, Россия

²Российский государственный гидрометеорологический университет, Санкт-Петербург, Россия

Работа посвящена особенностям прогнозирования и количественной оценки ресурсов метана в субаквальных криогенных газовых гидратах на шельфе российской Арктики. Основу работы составляет численное моделирование субаквальной криолитозоны и температурного режима морских отложений. В ходе математического моделирования были построены равновесные кривые гидратообразования с переменной соленостью морской воды, позволившие определить пространственное положение границ зоны стабильности газовых гидратов (ЗСГГ) криогенного типа. В районах прогнозируемой ЗСГГ по данным МОВ ОГТ оконтурены потенциально гидратоносные скопления. Оценено количество метана в четырех прогнозируемых подмерзлотных газогидратных скоплениях на шельфе моря Лаптевых. В выявленных скоплениях может содержаться порядка 0,1 трлн м³ метана в форме гидрата. Согласно выполненным оценкам регионального масштаба, на шельфе российской Арктики может быть аккумулировано до 9,24 трлн м³ метана или около 0,3% от общемировых геологических запасов газа в форме газовых гидратов.

Ключевые слова: криогенные газовые гидраты, ресурсные оценки, подводная мерзлота, субмаринные многолетнемерзлые породы, численное моделирование, зона стабильности газовых гидратов, сейсморазведка, скопления газовых гидратов

Для цитирования: Смирнов Ю.Ю., Матвеева Т.В., Чазов А.О. (2025). Криогенные газовые гидраты на арктических шельфах – особенности прогноза и ресурсные оценки. *Георесурсы*, 27(3), с. 64–76. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.25>

Введение

Арктический шельф привлекает внимание ученых и недропользователей благодаря высоким прогнозным ресурсам углеводородов, включая природный газ, законсервированный в форме криогенных газовых гидратов. Газовые гидраты представляют собой твердые кристаллические соединения, образующиеся при низких температурах и высоких давлениях, когда молекулы газа (в основном метана) заключаются в кристаллическую решетку льда. Считается, что газовые гидраты на арктическом шельфе способны внести вклад в формирование ресурсной базы углеводородов и даже повлиять на мировой энергетический баланс (Makogon et al., 2007; Sloan, Koh, 2007).

В отличие от фильтрационной модели, согласно которой газовые гидраты образуются на континентальных склонах, криогенетическая модель формирования газовых гидратов (по классификации Г.Д. Гинсбурга

и В.А. Соловьева, 1994) подразумевает образование гидратов при экзогенном охлаждении недр, сопутствующем формированию многолетней мерзлоты. Согласно криогенетической модели, на суше газовые гидраты могут образовываться скопления за счет трансформации ранее существовавших залежей газа. Изначальное количество газа, трансформирующегося в гидрат в таких скоплениях, остается неизвестным (Гинсбург, Соловьев, 1994). Особенностью арктических шельфов в отношении газовых гидратов является формирование криогенетических скоплений, связанных с субаквальной реликтовой мерзлой зоной. Криогенные гидраты могут также залегать непосредственно в толще мерзлых пород, вне ранее существовавших залежей газа, будучи образованными из газа, растворенного в водах промерзших отложений (Якушев, 1989). Предполагается, что реликтовые гидраты могут сохраняться в оболочке льда и вне криолитозоны (после ее деградации) благодаря эффекту «самоконсервации» (Чувиллин, Козлова, 2005). В зависимости от расположения криогенетических скоплений относительно мерзлых толщ, их можно разделять на внутримерзлотные, подмерзлотные и реликтовые (пост- или эпи-мерзлотные) (Матвеева, Логвина, 2011) (рис. 1). Обычно мощность зоны стабильности газовых гидратов пропорциональна

* Ответственный автор: Юрий Юрьевич Смирнов
e-mail: y.y.smirnov@mail.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

мощности криолитозоны: чем глубже залегает нулевая изотерма, тем больше мощность зоны стабильности газовых гидратов (Чувиллин, Гурьева, 2009). Криогенетические газовые гидраты могут залегать в пределах криолитозоны лишь на значительных поддонных глубинах (как правило, более 100 м), а для их опробования необходимо бурение. Меньшие глубины залегания газовых гидратов в принципе возможны в случае значительной примеси гомологов метана, либо повышении давления в локальных криогенных «ловушках» при формировании вечной мерзлоты.

Исследования криогенных газовых гидратов требуют комплексного подхода к прогнозированию области их возможного распространения, известной как зона стабильности газовых гидратов (ЗСГГ) с учетом палеоклиматических условий Арктики, а также выявления ловушек углеводородов в ее пределах. Прогнозное моделирование и оценка ресурсного потенциала требует учета сезонных и межгодовых колебаний температур, изменений климата и их влияния на устойчивость газогидратных резервуаров и криолитозоны (Ruppel, Kessler, 2017). Особенности криогенных субаквальных газовых гидратов, а именно их ассоциация с субаквальными многолетнемерзлыми породами и криолитозоной, необходимость учета палеоклиматических и мерзлотно-геотермических условий при моделировании ЗСГГ, а также трудности с дифференциацией мерзлых и гидратоносных толщ усложняют их прогнозирование и ресурсную оценку.

К методам изучения и прогноза криогенных газовых гидратов следует отнести геофизические и геохимические исследования, а также численное моделирование, которое позволяет учитывать изменения геологических и термобарических условий в морских отложениях. Кроме определенной приуроченности скоплений криогенных гидратов к криолитозоне, их распространение наиболее вероятно в пределах бассейнов с достаточно мощным

осадочным чехлом, предполагающим высокий потенциал генерации газа (Соловьев и др., 1987). Прогностические методы имеют свои ограничения и зависят от множества факторов, включая технические возможности детерминированного прогнозирования и слабую геологическую изученность арктических шельфов в отношении газовых гидратов и мерзлоты. Таким образом, при существующей степени изученности подводной мерзлоты задача расчета ЗСГГ криогенного типа может быть решена только путем моделирования криолитозоны.

Реликтовые субаквальные многолетнемерзлые породы (СММП) сформировались на евразийском арктическом шельфе в эпоху последнего оледенения и до настоящего момента времени сохранились на обширных площадях российской Арктики в состоянии перманентной деградации (Angelopoulos et al., 2019; Osterkamp, 2001). Фактические сведения о распространении мерзлых пород (особенно реликтовых) на арктическом шельфе России получены в результате буровых работ (Kassens et al., 2001; Rachold et al., 2007; Рокос и др., 2009) и сейсмических исследований (Hinz et al., 1998; Fütterer, Niessen, 2004; Niessen, 2004; Rekant et al., 2015). Однако этих сведений недостаточно для обоснованного картирования криолитозоны на протяженном Евразийском шельфе и создания модели термобарических условий, поэтому основным способом оценить масштаб и характер распространения криолитозоны является математическое моделирование. Об этом свидетельствует многочисленность публикаций такого рода работ (Соловьев и др., 1987; Романовский и др., 2003; Overduin et al., 2019; Малахова и др., 2020; Gavrillov et al., 2020).

Целью данной работы является количественная оценка ресурсов метана в криогенетических газовых гидратах по состоянию на 01.01.2024 г. на Евразийском арктическом шельфе на основе численного моделирования термобарических условий морских отложений и сопоставлении их

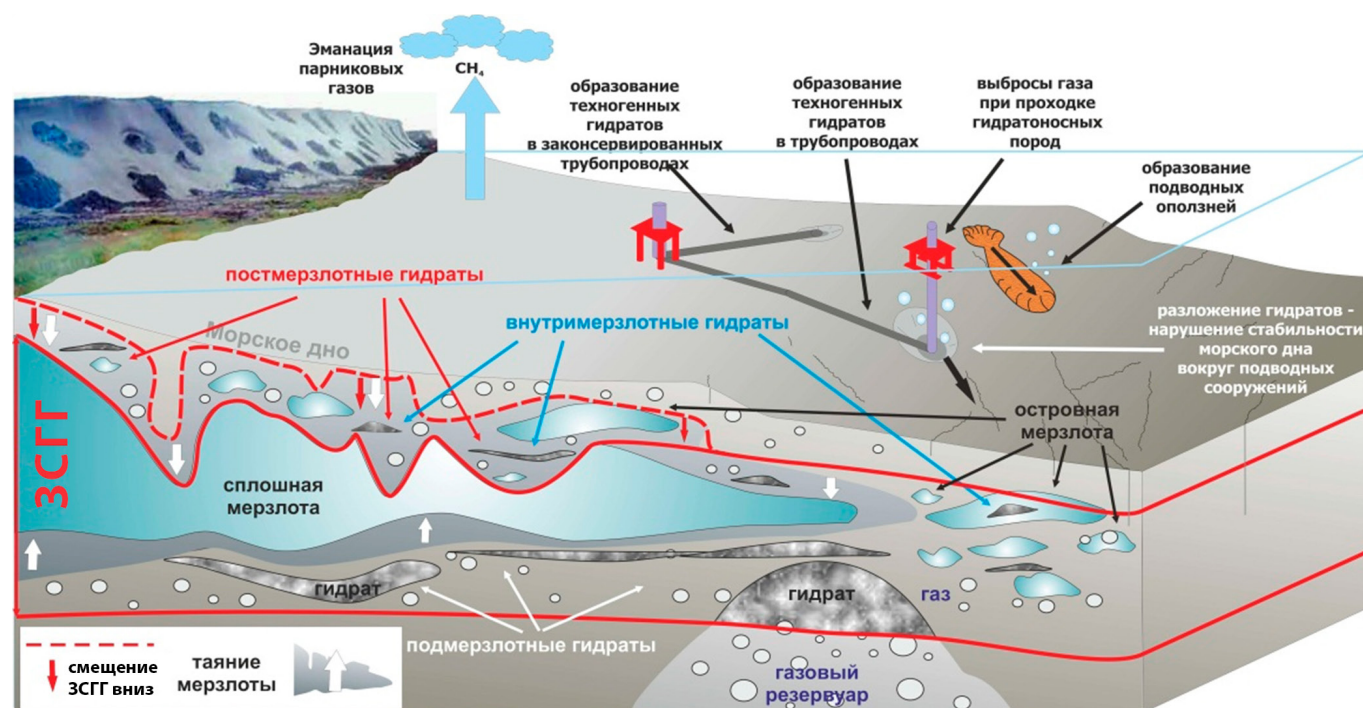


Рис. 1. Различные генетические типы криогенетических гидратов в акваториях арктических морей и опасности, связанные с наличием гидратов в субаквальных отложениях по (Матвеева, Логвина, 2011)

с равновесными условиями гидратообразования метана, которые также определяют условия существования криолитозоны. Работа является частью большого проекта по количественной оценке ресурсов газовых гидратов акваторий, выполнявшегося во ВНИИОкеангеология (Санкт-Петербург) с 2021 по 2024 гг. (Матвеева и др., 2023; Матвеева и др., 2024).

Анализ ресурсных оценок криогенетических газовых гидратов зарубежной Арктики

Ресурсные оценки газовых гидратов проводятся с 70-х годов XX века и имеют тенденцию к постоянной коррекции, в связи с повышением геолого-геофизической изученности потенциально гидратоносных акваторий (Pang et al., 2021; Матвеева и др., 2024).

Наиболее изученным регионом суши в отношении криогенетических газовых гидратов является Северный склон Аляски (ССА) (рис. 2). Ресурсная оценка гидратного газа на ССА была впервые комплексно выполнена Геологической службой США (USGS) еще в 1995 г. в рамках оценочных работ на нетрадиционные углеводороды и включала (в том числе) анализ геологических условий с целью выявления благоприятных для гидратообразования обстановок в пределах юрисдикций США (Collett, 1995). Прогнозные ресурсы гидратного метана были оценены величиной 16,7 трлн м³, а в пределах двух крупных скоплений газовых гидратов (Эйлин и Тарн) вблизи нефтяного месторождения в заливе Прудо-Бэй – более 2,8 трлн м³ газа (рис. 2). Стоит отметить, что в пределах скопления Эйлин гидраты наблюдались в песчаных прослоях ниже подошвы реликтовой мерзлоты (Collett, 1993), а в пределах скопления Тарн газогидратоносные пески

присутствовали в основном в самой нижней части толщи многолетнемерзлых пород (Collett, 2002).

Впоследствии, используя данные скважины Эльберт-1 (рис. 2) и достижения в численном моделировании углеводородных резервуаров (Anderson et al., 2008), была предоставлена первая оценка количества извлекаемых ресурсов гидратного метана в песчаных коллекторах ССА, составивших 2,4 трлн м³ (Collett et al., 2008). В 2018 г. полученные результаты извлекаемых запасов метана газовых гидратов были актуализированы; оцененный объем гидратного газа составил 1,5 трлн м³. Новая оценка обусловлена уменьшением размеров скоплений гидратов в пределах исследуемых формаций по результатам анализа дополнительных трехмерных сейсмических и набора каротажных данных, а также введением понижающего коэффициента (до 0,9) для этих формаций в виду высокой неопределенности из-за недостаточного количества пробуренных скважин (Collett, 2019).

Работ по ресурсам газовых гидратов криогенного типа, связанных с субаквальной мерзлотой, довольно мало. Основные две – региональная оценка из (Osadetz, Chen, 2010) для Бассейна Маккензи-Бофорта (БМБ) и глобальная оценка количества метана в криогенных газогидратах всей циркумполярной Арктики, охватывающая мерзлоту суши и акваторий (Ruppel, 2015).

При расчетах (Ruppel, 2015) весьма условно принято, что газовые гидраты способны аккумулироваться на 10% площади нефтегазоносных бассейнов Арктики, совпадающих с распространением многолетней мерзлоты, а толщина гидратосодержащих горизонтов в пределах ЗСГГ составляет 50 м, пористость этих отложений принята 50%, а гидратонасыщение составляет 5%. Объем

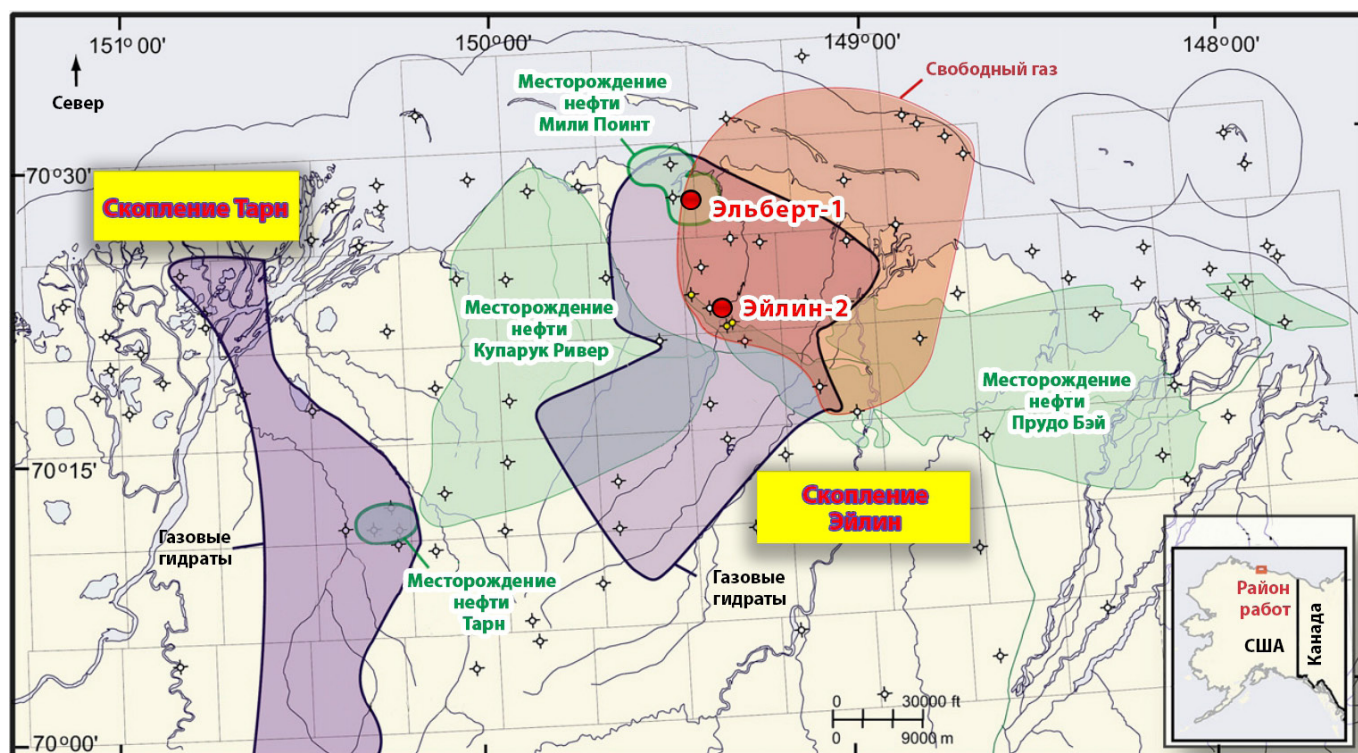


Рис. 2. Карта распространения перспективных газогидратоносных (фиолетовые поля), нефтеносных (зеленые поля) и газоносной (коричневые поля) провинций ССА; отмечены скопления газогидратов Эйлин и Тарн, расположенные частично над нефтяными месторождениями Прудо Бэй, Купарук Ривер и Мили Пойнт (Collett, 1993). Также показаны местоположения исследовательских скважин: Эйлин-2, Эльберт-1, по (Collett, 2018) с изменениями.

гидратного газа в мерзлоте вычислялся путем перемножения площади мерзлоты в нефтегазоносных бассейнах, толщины газогидратоносного горизонта, пористости и гидратонасыщения.

Ресурсная оценка газогидратов в пределах БМБ (рис. 3) основана на данных каротажа 203 скважин на суше и в прибрежной зоне на основе детерминированного и вероятностного моделирования (Osadetz, Chen, 2010). На основе материалов ГИС скважин проанализированы данные по газогидратоносным интервалам, и оценена гидратонасыщенность отложений. Из исследованных 203 скважин только 122 скважины вскрыли газовые гидраты. В работе (Osadetz, Chen, 2010) применялся метод «Арчи» для расчета гидратонасыщенности на основе данных гамма-каротажа; карта плотности структурных элементов, учитывающая разломы и складчатые зоны, способствующие миграции углеводородов, использована, чтобы оценить миграцию УВ газов.

В работе (Osadetz, Chen, 2010) принято, что скопления газогидратов ограничены радиусом 565 м вокруг вскрывших газовые гидраты скважин с гидратонасыщением, постоянным на всей прилегающей к скважине территории. Согласно полученным результатам, в пределах БМБ оценки объема гидратного метана на единицу площади (удельная плотность в скоплениях – q_a) можно подразделить на три типа по величине извлекаемых ресурсов (англ. «recoverable resources» – аналог запасов категории C_2):

- «богатые», в которых удельная плотность запасов превышает $1,0 \times 10^9$ м³/км² (оценены в скважинах Mallik L-38 и Adgo P-25);
- «средние», где значения q_a находятся в диапазоне от $1,0 \times 10^8$ до $1,0 \times 10^9$ м³/км² (оценены в 12 скважинах);
- «тощие» (истощенные – остальные), в которых значения q_a составляют менее $1,0 \times 10^8$ м³/км². В эту категорию попали 105 скважин с прилегающими территориями.

Большая часть скоплений (около 86%) отнесена к категории («истощенных»), и лишь небольшое количество

скважин и прилегающих территорий показали высокую удельную плотность.

Газовые гидраты на Евразийском шельфе бурением не вскрыты, сведений о гидратонасыщенности нет. Поэтому единственным источником для прогнозных ресурсных оценок могут служить материалы опубликованных работ по БМБ, обеспеченному необходимыми данными по гидратонасыщенности и плотностям ресурсов (запасов) на единицу площади, а также характеризующемуся определенным сходством по геологическому строению с морем Лаптевых, в пределах которого предполагается также и широкое развитие криолитозоны (Смирнов и др., 2024a).

Материалы и методы

Методика моделирования зоны стабильности криогенных газовых гидратов

Для решения задачи по моделированию и картированию криолитозоны и ЗСТГ криогенного типа разработан комплекс программ для математического моделирования термобарических условий морских отложений для расчета ЗСТГ криогенного типа PEGAS (PERmafrost GAS hydrate Stability forecast) (Смирнов и др., 2024b).

Модель, лежащая в основе комплекса PEGAS, основывается на решении по неявной разностной схеме методом сквозного счета одномерного нестационарного уравнения теплопроводности:

$$\rho C \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda_e \frac{\partial T}{\partial z} \right), \quad (1)$$

где ρ – плотность морских отложений, C – теплоемкость морских отложений, λ_e – эффективный коэффициент теплопроводности морских отложений. Глубина расчетного домена Z_{max} составляет 10 тыс. метров с шагом по вертикали – 1 м. Шаг по времени модели равняется 10^9 сек. Подробное описание модели дано в работе (Смирнов и др., 2024a).

Говоря о моделировании температурного режима морских отложений на региональном масштабе, необходимо помнить большое число физических процессов и параметров, которые мы не можем учитывать. Как показали расчеты (Смирнов и др., 2024a), морские отложения – высокоинерционная динамическая система, требующая точной настройки граничных условий и теплофизических параметров для получения качественного результата. Анализ результатов моделирования для скважин с термометрией в заливе Буор-Хая из работы (Chuvilin et al., 2021) демонстрирует расхождение между натурными и прогнозными данными (рис. 4). Среди причин подобного расхождения можно выделить следующие: неточное задание температуры и солености на верхней границе в виду их интерполяции по полю из архивов реанализа (вместо задания по данным *in situ*), отсутствие в модели учета сезонных колебаний солености и температуры на верхней границе расчетного домена, неточность в подборе теплофизических параметров, наконец, методологическая неточность в описании процесса фазового перехода вода-лед (неправильный выбор кривой незамерзшей воды). Однако нужно заметить, что задача получить максимально приближенные к «реальным» значения температуры на профиле слабо реализуема

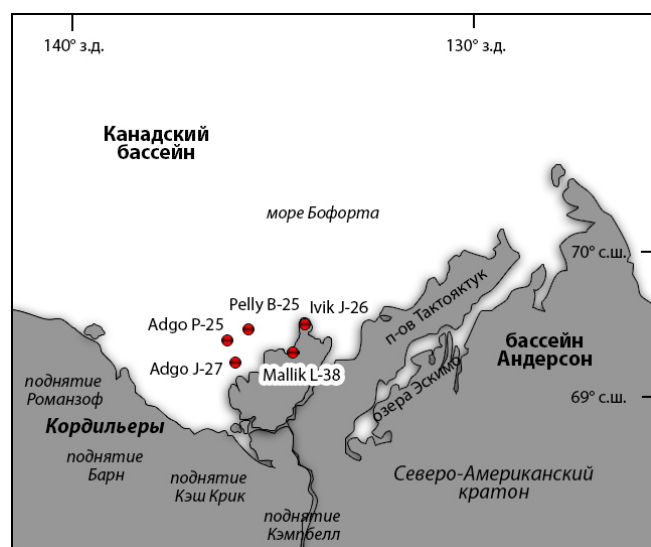


Рис. 3. Карта района БМБ с указанием основных скважин и структурных элементов по (Osadetz, Chen, 2010) с изменениями. Скважины показаны красными кружками.

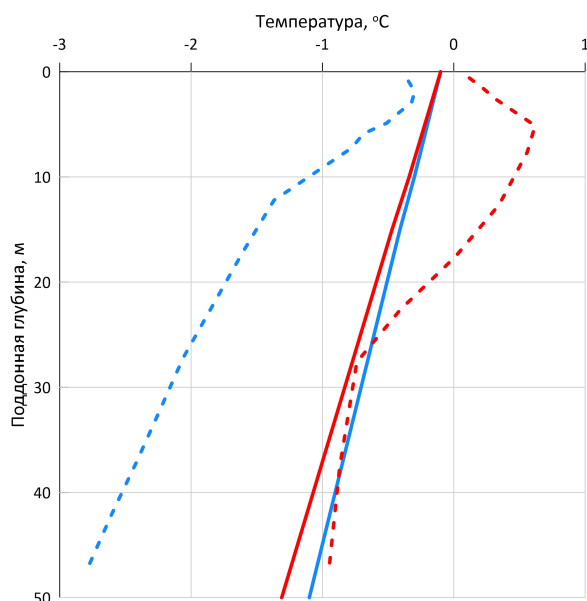


Рис. 4. Результаты моделирования (Смирнов и др., 2024) и данные термометрии из скважин залива Буор-Хая (Chuvilin et al., 2021). Красный цвет – скважина 4D-12, синий – скважина 1D-14, сплошные линии – результаты моделирования, пунктир – данные термометрии.

в виду сложности описания верхнего граничного условия (Kneier, 2018).

Можно заключить, что в целом результаты моделирования являются адекватными с точки зрения описания физических процессов. Как показано в работе (Смирнов и др., 2024а), верхнее граничное условие теряет свое влияние на распределение температуры ниже по разрезу. Короткопериодные колебания температуры на верхней границе практически не имеют влияния на ЗСГГ, что дает нам право использовать данную методику в региональном масштабе для получения первичных ресурсных оценок.

Поскольку основными факторами, обуславливающими параметры ЗСГГ (ее мощность и пространственное распространение), как и для криолитозоны, являются температура и давление, результат расчета тепловых полей в системе PEGAS служит основой для дальнейшего моделирования ЗСГГ криогенного типа.

Равновесная кривая гидрата метана рассчитывается на экспериментальных данных или строится на основе эмпирических данных. Вид подобной аппроксимации результатов лабораторных экспериментов для водной среды в общем случае можно представить как в (Moridis et al., 2003):

$$\ln(P_D) = \sum_{n=0}^5 a_n (T + T_D)^n, \quad (2)$$

где P_D – равновесное давление (мПа), T и T_D – равновесная температура и ее отклонение за счет солености среды соответственно, a_n – эмпирические константы.

Подобные регрессионные зависимости заложены в свободно распространяемом продукте CSMHYD Hydoff (Sloan, 1998). Данная программа позволяет рассчитать равновесное давление гидратообразования при заданной температуре.

Для того чтобы автоматизировать ввод данных в Hydoff, а также вывод результатов из консоли Hydoff, обработку результатов и подготовку к дальнейшим картографическим работам, разработан программный комплекс на языке Python, получивший название MAGAS (Marine GAS hydrate) (Матвеева и др., 2024). Программа посредством подпроцессного взаимодействия с Hydoff в фоновом режиме осуществляет ввод данных из импортируемых массивов, содержащих необходимые значения геотермического градиента. Взаимодействие с Hydoff в фоновом режиме осуществляется с помощью класса Popen библиотеки Subprocesses. MAGAS, помимо расчета равновесной кривой, с помощью запускаемого в фоновом режиме Hydoff также строит и геотермический профиль в узле сетки по термоградиенту и температуре придонной воды или анализирует уже имеющиеся профили, и проводит в узлах сетки расчет ЗСГГ по пересечению с ними вычисленных равновесных кривых. В результате расчета создается выходной массив данных, содержащих значения мощности ЗСГГ и поддонной глубины залегания ее нижней границы в каждой точке заданной расчетной сетки. Полученные данные могут быть использованы для построения карт двумерного (мощность) или трехмерного (положение кровли и подошвы) распространения ЗСГГ в любой ГИС-системе. Данный метод фоновой автоматизации процесса вычисления равновесных кривых гидратообразования нашел свое применение в некоторых предыдущих работах, в частности в (Matveeva et al., 2023). Отличием MAGAS от тривиального метода вычисления равновесных кривых, применяемого в аналогичных работах, является возможность с помощью Hydoff рассчитать равновесные кривые для газа произвольного состава, что позволяет проводить параметрические исследования с учетом состава природного газа.

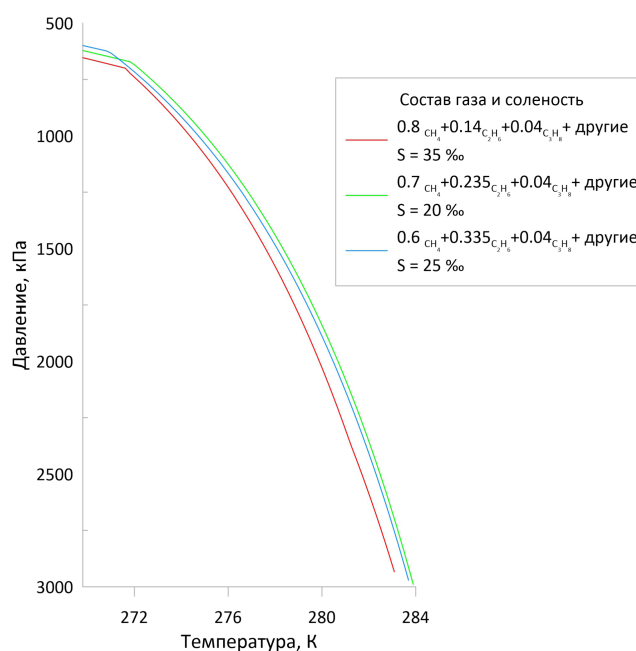


Рис. 5. Равновесные кривые с различным составом газа-гидратообразователя и солености, рассчитанные с помощью фоновой автоматизации Hydoff. S – соленость гидратообразующей воды, %.

Пример вычисленных кривых с различным составом газа-гидратообразователя представлен на рисунке 5, из которого видно, что наименее благоприятные условия для формирования ЗСГГ соответствуют повышению доли метана в составе газовой смеси, а также повышению солёности гидратообразующей воды.

Методика ресурсной оценки

Для расчета количества метана в криогенных газовых гидратах использован метод удельных плотностей, описанный в работе (Матвеева и др., 2024). Метод подразумевает распространение на равноранговые газогидратоносные объекты эмпирически установленной закономерности, что для каждого объекта в ряду от нефтегазоносной провинции до месторождения существует определенный диапазон величин удельной плотности на единицу площади. Чем мельче ранг объекта, тем выше характерная для него удельная плотность. Зная значения удельных плотностей ресурсов, а также соответствующие площади распространения потенциально газогидратоносных акваторий, областей или скоплений, вычисляют количество метана в Q по методике (Матвеева и др., 2024):

$$Q_i = q_i \cdot S_i \quad (3)$$

где S_i – площадь соответствующего нефтегазогеологического таксона, q_i – удельное содержание газа на единицу площади соответствующего данному таксону диапазона, получив тем самым общее содержание газа (Q_i) в газовых гидратах соответствующей i -ой пространственной единицы.

В качестве эталона для определения удельной плотности ресурсов в газогидратном скоплении использовались данные по газогидратам БМБ из (Osadetz, Chen, 2010), единственной, где приводятся оценки удельной плотности q_a в мерзлотных скоплениях на площади 58 550 км². Общее количество метана в скоплениях БМБ по детерминированному методу ($Q_{БМБ}$) оценено величиной $8,82 \times 10^{12}$ м³ и представляет собой сумму по 112 скоплениям. Полученная нами на основании указанных данных

величина q_a для БМБ в среднем по скоплениям, составляет $1,51 \times 10^8$ м³/км². Переходя от масштабов отдельных скоплений к масштабу провинции согласно закономерностям изменения плотности запасов газа в ряду от месторождения до провинции (Матвеева и др., 2024), q_a следует разубожить в 31 раз, т.е. $q_p = 1,5 \times 10^8 : 31 = 4,87 \times 10^6$ м³/км².

Умножение величины среднего удельного содержания газа в скоплениях на площадь газогидратоносной провинции (ЗСГГ отдельной акватории) даёт региональную величину количества метана в криогенных газовых гидратах изученных арктических морей ($Q_{рег}$) и суммарную по всем шельфовым морям Российской Арктики ($Q_{АРК}$).

Ресурсные оценки криогенных газовых гидратов на шельфе российской Арктики

Зона стабильности криогенных газовых гидратов

Зона стабильности гидратов криогенного типа рассчитывалась по данным из работы (Смирнов и др., 2024а) для кривых 100% CH₄ и различной солёности придонной воды (рис. 6). Зона стабильности криогенных газовых гидратов характеризуется обширным распространением на всем Евразийском арктическом шельфе. Наибольшей мощности, по нашим прогнозам, ЗСГГ достигает к востоку от Новосибирских островов, достигая 1417 метров. Кроме Новосибирских островов, обусловленная криолитозоной ЗСГГ широко распространена на северо-западе Карского моря (к юго-западу от Северной Земли), вдоль побережья п-ова Таймыр, на входе в Хатангский залив и в прибрежной зоне между Хатангским заливом и дельтой р. Лена. Влияние температуры и солёности придонной воды прослеживается по характерным гидрологическим эффектам (рис. 6), например, в возникновении подобия «меандра» – устойчивого во времени завихрения сравнительно теплых водных масс к западу от о. Врангеля, и сразу по двум термохалинным интрузиям: водосбросу с дельты р. Лена, а также затоку теплых соленых вод через Берингов пролив. Сочетание распресненных вод и повышенных температур в пределах

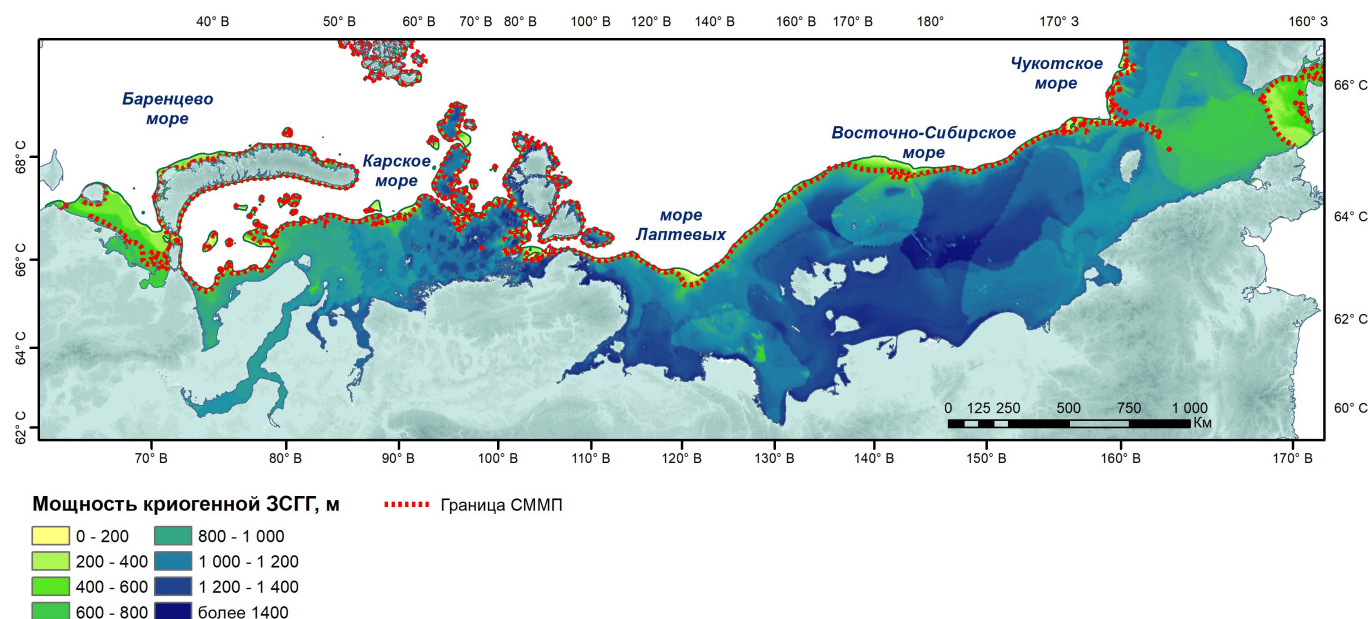


Рис. 6. Распространение зоны стабильности газовых гидратов криогенного происхождения

дельты реки приводит к формированию на мелководье аномальной зоны с пониженной мощностью ЗСГГ (800–1000 м с минимальными значениями до 200–400 м на отдельных участках). Заток тихоокеанских вод сквозь Берингов пролив приводит к деградации ЗСГГ, уменьшая ее в центральной части Чукотского моря до 200 метров. В Беринговом проливе, при сравнении результатов моделирования криолитозоны (Смирнов и др., 2024а) и результатов данной работы, ЗСГГ криогенного происхождения сохраняется на участках с полностью деградировавшей модельной мерзлотой. Очевидно, что «посткриогенная» ЗСГГ сохраняется за счет высокой инерционности морских отложений, как системы, а также возникновения дополнительного гидростатического давления на верхней границе в результате трансгрессии моря. Такая же картина наблюдается и в Печорском море.

Ресурсные оценки в отдельных скоплениях (аналог категории Д₁)

В рамках работ по локализации скоплений газовых гидратов, согласно методике, описанной в (Matveeva et al., 2023) применительно к шельфу Карского моря, удалось выделить ряд ловушек углеводородов в ЗСГГ, среди которых оконтурены четыре потенциально газогидратоносных объекта в морях Лаптевых и Карском (рис. 7).

Размер скоплений газовых гидратов зависит от типа ловушек углеводородов, к которым они приурочены. Наименьший размер имеют тектонически-экранированные ловушки, средний размер которых составляет 2 км. Большую протяжённость на сейсмических разрезах имеют ловушки сводового и стратиграфического типов, их средний размер составляет порядка 8 и 12 км соответственно. По пересечениям сейсмических профилей были построены внешние контуры прогнозируемых подмерзлотных скоплений газовых гидратов, приуроченных к ловушкам, расположенным в ЗСГГ криогенного типа (рис. 8).

Выполнены локальные ресурсные оценки (аналог ресурсов категории Д₂) количества метана в прогнозируемых криогенных скоплениях газовых гидратов на шельфе моря Лаптевых (рис. 9), путем умножения площади локальных скоплений на значение q_p .

Как видно из рис. 9, количество метана в газовых гидратах находится в прямой зависимости от площади скопления, что обусловлено методикой подсчета. Наибольшими объемами гидратного метана характеризуются участки №1 и №4, близкие по значению.

Региональные ресурсные оценки (аналог категорий Д₁+Д₂)

Для региональных оценок газогидратоносности шельфовых морей российской Арктики их каждая акватория (в пределах ЗСГГ) по рангу приравнивалась к газогидратоносной провинции и оценивалась отдельно (рис. 10). Одним из критически важных параметров при ресурсной оценке газовых гидратов является газогенерационный потенциал морских отложений, который определяется мощностью осадочного чехла с предельным минимальным значением 500 м, поскольку примерно до такой поддонной глубины может простираться зона сульфатредукции, препятствующая метаногенерации. В связи с этим,

при региональных оценках участки с осадочным чехлом менее 500 м согласно (Поселов и др., 2012) были исключены из расчетов (рис. 10).

Полученные региональные оценки (Q_p) находятся в прямой зависимости от площади потенциально газогидратоносных провинций, что обусловлено методикой расчета при постоянной удельной плотности ресурсов (рис. 11). Так, наибольшим Q_p характеризуется Восточно-Сибирское море (3,45 трлн м³), следом за которым с большим отрывом следует Карское море (2,37 трлн м³).

Обсуждение

Анализ литературы по количественным оценкам субаквальных криогенных газовых гидратов в Арктике выявил малое число таких работ. В отечественной литературе можно отметить статью Е.В. Перловой, которая однако посвящена фильтрогенным субаквальным газовым гидратам и криогенным газогидратам суши (Перлова, 2019) и не учитывает рассматриваемый в настоящей статье газогидратный пул. В работе (Матвеева и др., 2024) по сходной методике удельных плотностей приводится суммарная оценка по состоянию на 01.01.2020 г. фильтрогенных и криогенных газовых гидратов Арктических морей с акцентом на особенности и методические подходы к количественной оценке газогидратов фильтрационного генезиса. Особенности и специфика расчетов ЗСГГ и количества криогенного метана впервые приводится в настоящей статье, количественная оценка актуализирована и выполнена по состоянию на 01.01.2024 г.

Прогнозируемое количество метана в криогенных газовых гидратах на Евразийском арктическом шельфе при общей площади обусловленной криолитозоной ЗСГГ 1988,5 тыс. км² оценивается авторами настоящей работы величиной 9,24 трлн м³ при удельной плотности $4,87 \times 10^6$ м³/км². Площадь, покрытая субаквальной мерзлотой, в пределах которой распространяются криогенные субаквальные газовые гидраты, согласно оценке (Ruppel, 2015), составляет 508 тыс. км² или примерно 10% от всей оцениваемой площади и, согласно методике (Матвеева и др., 2024), аккумулирует порядка 2,55 трлн м³ СН₄ в форме гидрата при удельной плотности q_p $5,01 \times 10^6$ м³/км². Обе оценки предлагают q_p чрезвычайно близкие по значению. Различия между работами заключаются в оцениваемых площадях и методическом подходе.

Локальные ресурсные оценки дают суммарное содержание газа 0,101 трлн м³ по четырем прогнозируемым скоплениям газовых гидратов криогенного типа из локализованных 83 в море Лаптевых. Умножение среднего содержания Q_d по 4 объектам (0,025 трлн м³) на общее число локализованных скоплений (83) дает оценку ~2,075 трлн м³, что согласуется с результатами региональной оценки для моря Лаптевых (2,12 трлн м³).

Заключение

В статье представлен подход к региональным и локальным ресурсным оценкам субаквальных газовых гидратов криогенного типа по методу удельных плотностей на основе данных численного моделирования теплопроводности морских отложений.

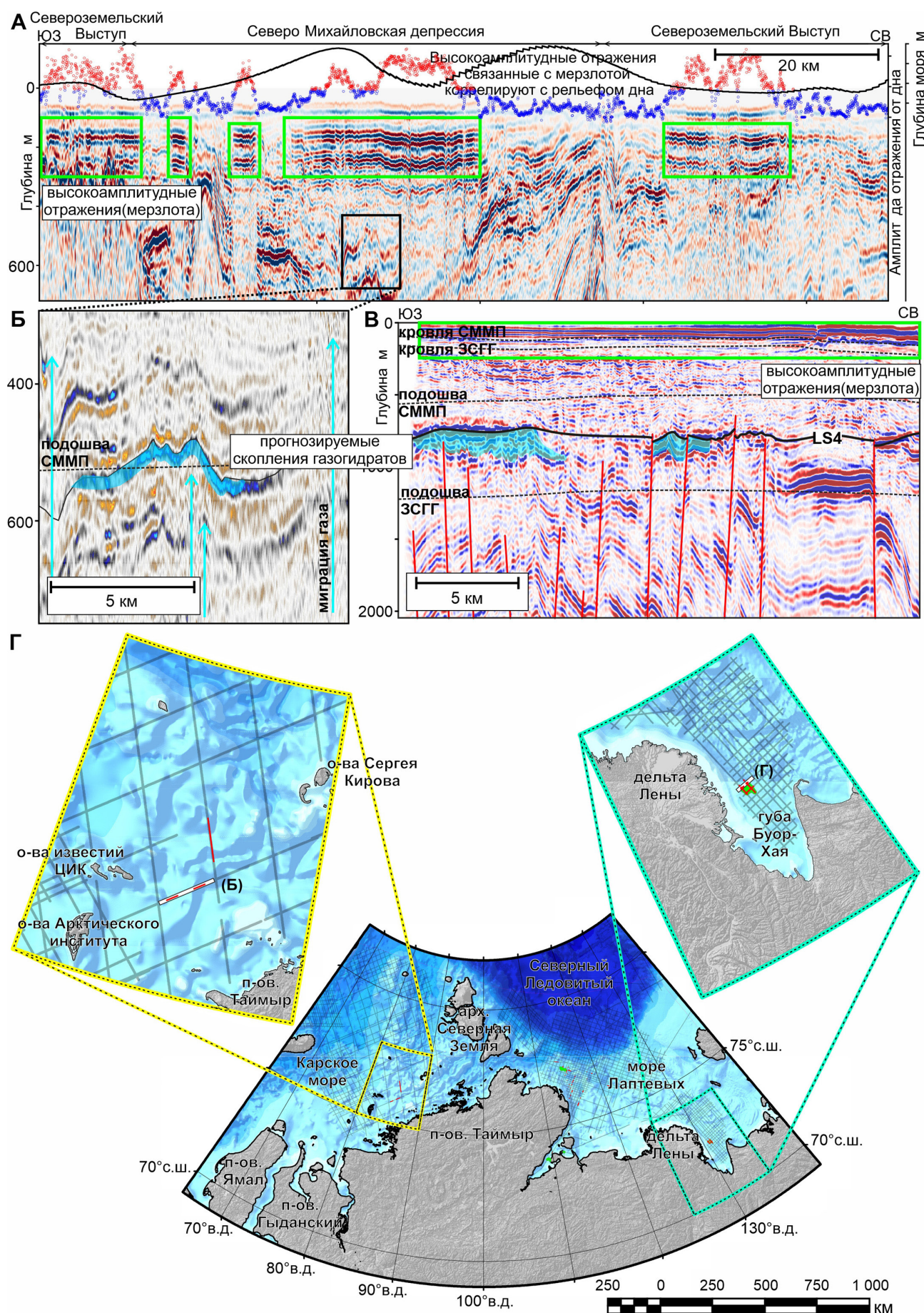


Рис. 7. Примеры подмерзлотных ловушек углеводородов в ЗСГГ (прогнозируемых скоплениях газовых гидратов): А – на сейсмическом разрезе в Карском море; Б и В – на фрагментах сейсмических разрезов в море Лаптевых. Высокоамплитудные отражения, вызванные мерзлотой, отмечены зелеными рамками, а амплитуда отражений от дна – черной линией на графике А. Г – положение фрагментов сейсмопрофилей отмечено красным пунктиром, контуры ловушек – зеленым цветом.

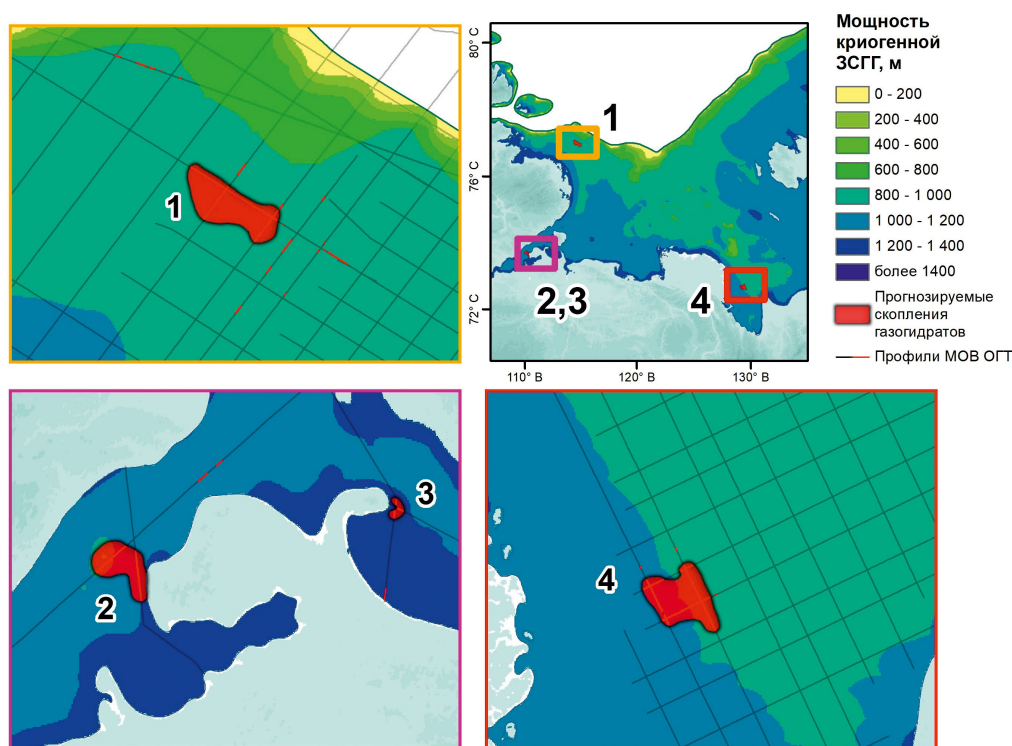


Рис. 8. Прогнозируемые газогидратоносные объекты (подмерзлотные скопления) в шельфовой зоне моря Лаптевых: 1 – «Северо-Таймырский-1», 2 – «Хатангский-1», 3 – «Хатангский-2», 4 – «Буор-Хая-1»

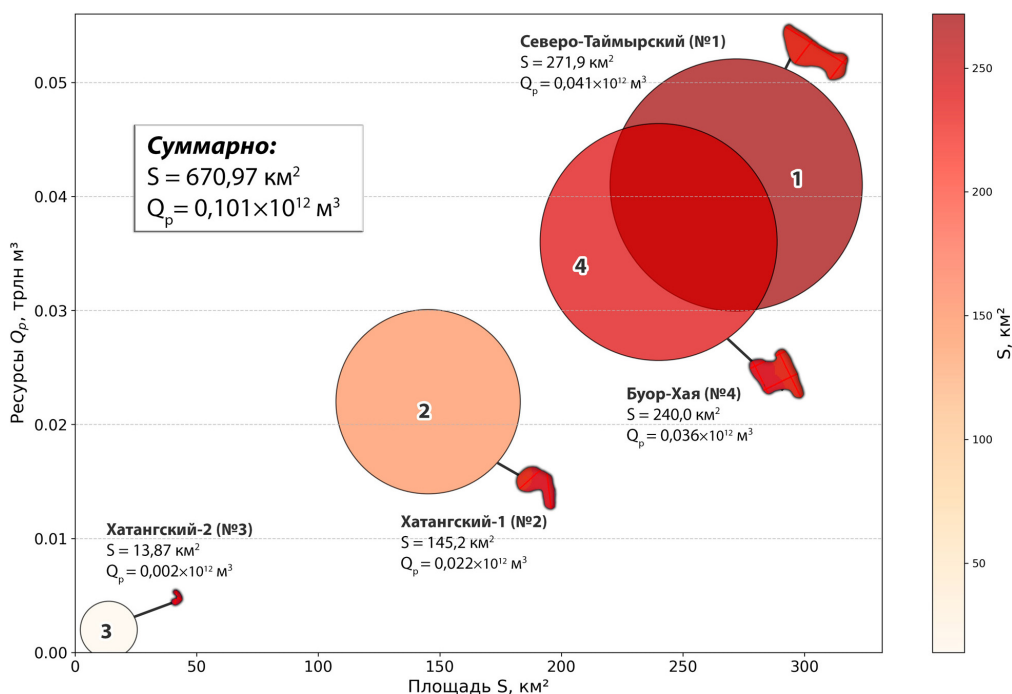


Рис. 9. Количество метана в криогенных скоплениях газовых гидратов моря Лаптевых (размер кругов отражает площадь скопления). Нумерация скоплений соответствует рисунку 7.

Выделены основные особенности криогенных газовых гидратов при их оценке: ассоциация ЗСГГ с криолитозонной, а также слабая изученность шельфа, не позволяющая оценивать ресурсы категории С₂, что приводит к необходимости моделировать термобарические условия морских отложений, прогнозировать характер распространения криолитозоны и выполнять ресурсные оценки на их основе, пользуясь статистическими закономерностями

и закономерностями, установленными в нефтегазовой геологии или по данным из более изученных газогидратоносных регионов.

Представлена методика фоновой автоматизации вычисления равновесных кривых, позволяющая использовать известное программное обеспечение Hydoff для вычисления границ ЗСГГ.

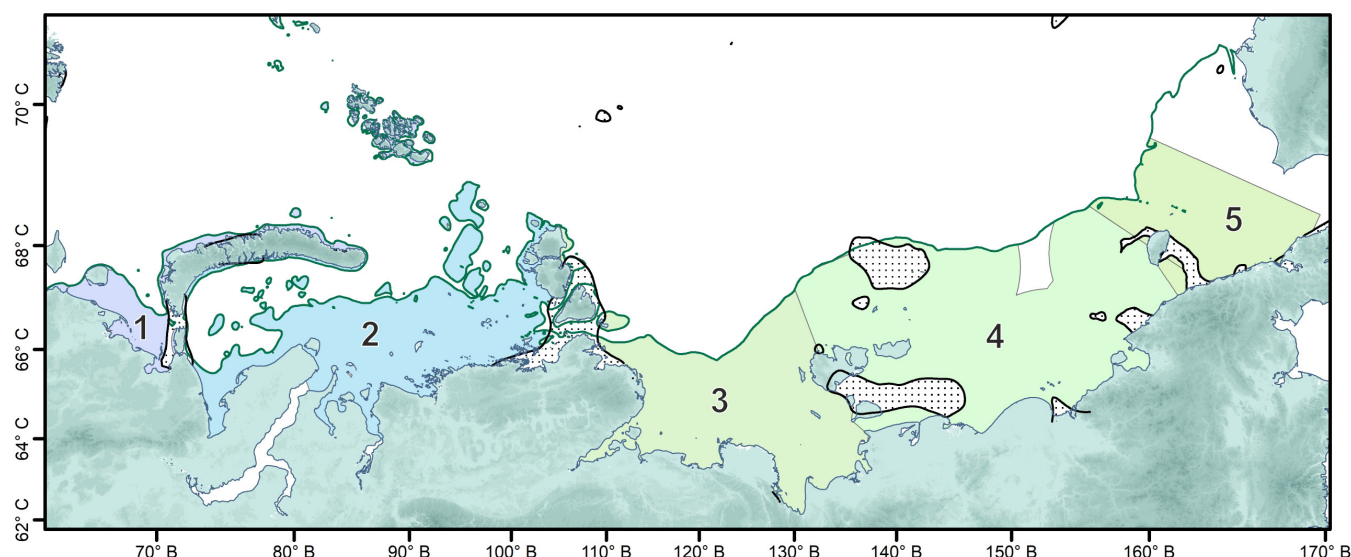


Рис. 10. Потенциально газогидратоносные провинции: 1 – Баренцева моря, 2 – Карского моря, 3 – моря Лаптевых, 4 – Восточно-Сибирского моря, 5 – Чукотского моря; черным крапом выделены участки с малой мощностью осадочного чехла по (Поселов и др., 2012). Зеленая линия отображает границу ЗСГТ криогенного типа.

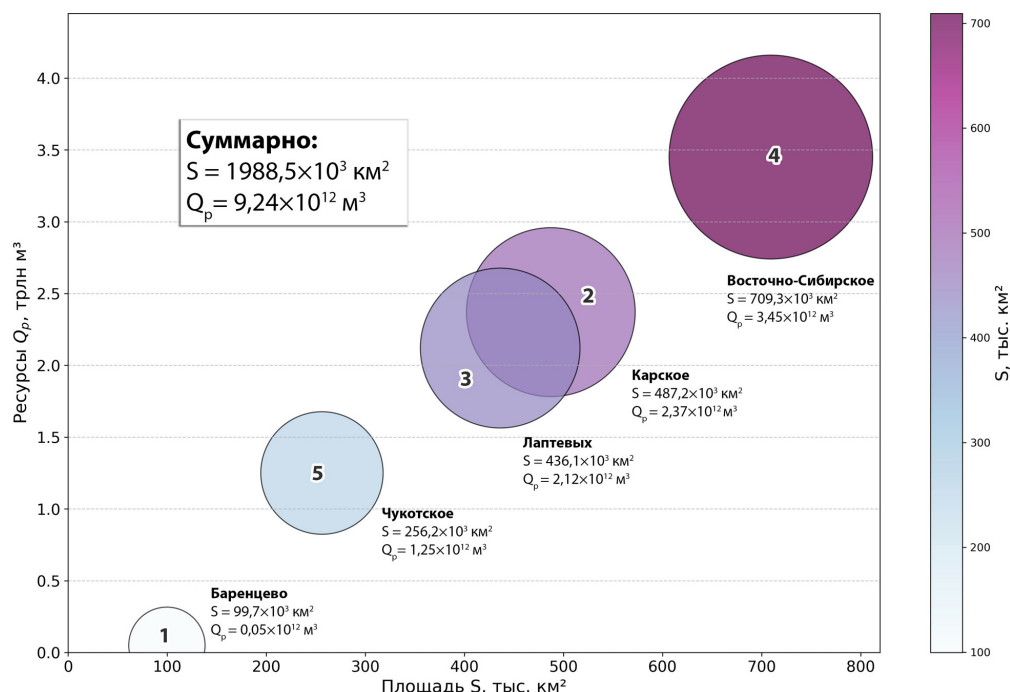


Рис. 11. Региональные оценки ресурсов метана и площади ЗСГТ криогенного типа. Нумерация расчетных участков соответствует рисунку 10.

По данным численного моделирования наибольшие мощности ЗСГТ криогенного типа прогнозируются в морях Лаптевых и Восточно-Сибирском, наименьшие – в Печорском и Чукотском. Сопоставление площадей ЗСГТ и криолитозоны показывает наличие участков, где в настоящий момент криолитозона полностью деградировала, но, вследствие высокой инерционности морских отложений как системы, возможно формирование «посткриогенной» (постмерзлотной) ЗСГТ, учтенной в ресурсных оценках.

Результаты расчетов на региональном уровне показали, что количество метана в гидратах криогенного генезиса

на Евразийском шельфе России составляет 9,24 трлн м³. Исходя из того, что количество гидратного метана криогенного типа по всей Арктике с учетом суши составляет чуть меньше, чем 1% от общемировых геологических запасов газа (Ruppel, 2015), можно полагать, что на шельфе российской Арктики в субаквальных газовых гидратах аккумулировано около 0,3% от общемировых запасов газа, по оценке авторов настоящей статьи.

По данным сейсморазведки локализованы четыре потенциально газогидратоносные структуры на шельфе моря Лаптевых, ассоциированные с криолитозонной. По результатам локализации впервые выполнены локальные

количественные оценки скоплений газовых гидратов на Евразийском арктическом шельфе. Общее содержание CH_4 в четырех прогнозируемых скоплениях оценено величиной 0,101 трлн м^3 .

Дальнейшее уточнение ресурсных оценок возможно при развитии математического аппарата моделирования и учета дополнительных палеогеографических факторов. Получение новых локальных оценок требует дополнительных натурных данных, в первую очередь, величин гидратонасыщенности и данных ГИС скважин, вскрывших мерзлоту.

Для полноценного изучения криогенных газовых гидратов на арктических шельфах необходимы дальнейшие исследования, направленные на улучшение методологии прогноза и оценок ресурсного потенциала, с учетом динамичных климатических изменений и эволюции криолитозоны и ЗСГГ в пределах шельфовых зон.

Финансирование

Публикация статьи поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-10-2022-011 в рамках программы развития НЦМУ.

Литература

- Гинсбург Г.Д., Соловьев В.А. (1994). Субмаринные газовые гидраты. СПб: ВНИИОкеангеология, 199 с.
- Малахова В.В., Елисеев А.В. (2020). Влияние диффузии солей на состояние и распространение многолетнемерзлых пород и зоны стабильности метан-гидратов шельфа моря Лаптевых. *Лед и снег*, 60(4), с. 533–546. DOI: 10.31857/S2076673420040058
- Матвеева Т.В., Логвина Е.А. (2012). Газовые гидраты арктических акваторий: фактор риска или потенциальное полезное ископаемое? *Российские полярные исследования*, 2, с. 19–21.
- Матвеева Т.В., Логвина Е.А., Назарова О.В. (2024). Газовые гидраты акваторий: методы и результаты ресурсных оценок. *Геология нефти и газа*, 3, с. 81–96. <https://doi.org/10.47148/0016-7894-2024-3-81-96>
- Матвеева Т.В., Щур Н.А., Щур А.А., Смирнов Ю.Ю. (2024). Программный комплекс для расчета параметров зоны стабильности субаквальных газовых гидратов “MAGine GAs hydrate Stability forecast” (MAGAS). Роспатент. Свид-во №2024680266 от 27.08.2024.
- Перлова Е.В. (2019). Первоочередные объекты освоения ресурсов гидратного газа для развития минерально-сырьевой базы газодобычи России. *Научно-технический сборник «Вести газовой науки»*, 4(41), с. 164–168.
- Поселов В.А., Жолондз С.М., Трухалев А.И., Косыко М.К., Поселова Л.Г., Буценко В.В., Павленкин А.Д., Верба В.В., Ким Б.И. (2012). Карта мощности осадочного чехла Северного Ледовитого океана. *Геолого-геофизические характеристики литосферы Арктического региона. Труды ВНИИОкеангеология*, 223(8), с. 8–14.
- Рокос С.И., Длугач А.Г., Локтев А.С., Костин Д.А., Куликов С.Н. (2009). Многолетнемерзлые породы шельфа Печорского и Карского морей: генезис, состав, условия распространения и залегания. *Инж. изыскания*, 10, с. 38–41.
- Романовский Н.Н., Гаврилов А.В., Тумской В.Е., Холодов А.Л. (2003). Криолитозона Восточно-Сибирского арктического шельфа. *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология*, 4, с. 51–56.
- Смирнов Ю.Ю., Матвеева Т.В., Щур Н.А., Щур А.А., Бочкарев А.В. (2024а). Численное моделирование субаквальных многолетнемерзлых пород на евразийском шельфе Арктики. *Криосфера Земли*, 28(5), с. 38–59. <https://doi.org/10.15372/KZ20240504>
- Смирнов Ю.Ю., Щур Н.А., Матвеева Т.В., Щур А.А. (2024б). Программный комплекс для расчета параметров зоны стабильности криогенных газовых гидратов “PERmafst GAs hydrate Stability forecast” (PEGAS). Роспатент. Свид-во №2024680251 от 27.08.2024.
- Anderson B.J., Wilder J.W., Kurihara M., White M.D., Moridis G.J., Wilson S.J., Pooladi-Darvish M., Masuda Y., Collett T.S., Hunter R.B., Narita H., Rose K., Boswell R. (2008). Analysis of modular dynamic formation test results from the Mount Elbert 01 stratigraphic test well, Milne Point Unit, North Slope Alaska. *Proceedings of the 6th International Conference on Gas Hydrates* (ICGH 2008). Vancouver, 13 p.
- Angelopoulos M., Overduin P.P., Frederieke M. et al. (2020) Recent advances in the study of Arctic submarine permafrost. Permafrost and Periglacial Processes. *Transactions of the International Permafrost Association*, 31(3), pp. 341–457. <https://doi.org/10.1002/ppp.2061>
- Chuvilin E., Bukhanov B., Grebenkin S. et al. (2021). Thermal properties of sediments in the East Siberian Arctic Seas: A case study in the Buor-Khaya Bay. *Marine and Petroleum Geology*, 123, p. 104672. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104672>
- Collett T.S. (1993). Natural gas hydrates of the Prudhoe Bay and Kuparuk River area, North Slope, Alaska. *AAPG Bulletin*, 77(5), pp. 793–812. <https://doi.org/10.1306/BDF8D62-1718-11D7-8645000102C1865D>
- Collett T.S. (1995). Gas hydrate resources of the United States. In Gautier, D.L., Dolton, G.L., Takahashi, K.I., and Varnes, K.L., eds., National assessment of United States oil and gas resources on CD-ROM: U.S. Geological Survey Digital Data Series 30.
- Collett T.S. (2002). Energy resource potential of natural gas hydrates. *AAPG Bulletin*, 86(11), pp. 1971–1992. <https://doi.org/10.1306/61EEDDD2-173E-11D7-8645000102C1865D>
- Collett T.S., Agena W., Lee M., Zyrianova M.V., Bird Kenneth, Charpentier T.C., Houseknecht David, Klett T.R., Pollastro R.M., Schenk C.J. (2008). Assessment of Gas Hydrate Resources on the North Slope, Alaska. U.S. Geological Survey Fact Sheet, 2008-3073, pp. 1–4. <https://doi.org/10.3133/fs20083073>
- Collett T.S., Lewis K.A., Zyrianova M.V., Haines S.S., Schenk C.J., Mercier T.J., Brownfield M.E., Gaswirth S.B., Marra K.R., Leathers-Miller H.M., Pitman J.K., Tennyson M.E., Woodall C.A., Houseknecht D.W. (2019). Assessment of undiscovered gas hydrate resources in the North Slope of Alaska, 2018. U.S. Geological Survey Fact Sheet, 2019–3037, pp. 1–4. <https://doi.org/10.3133/fs20193037>
- Fütterer D.K., Niessen F. (2004). Profile of sediment echo sounding during POLARSTERN cruise ARK-IX/4 with links to ParaSound data files [dataset]. Alfred Wegener Institute, Helmholtz Centre for Polar and Marine Research, Bremerhaven, PANGAEA. <https://doi.org/10.1594/PANGAEA.206530>
- Gavrilov A., Pavlov V., Fridenberg A., Boldyrev M., Khilimoniyuk V., Pizhankova E.I., Buldovich S., Kosevich N., Alyautdinov A.R., Ogienko M., Roslyakov A., Cherbunina M., Ospennikov E. (2020). The current state and 125 kyr history of permafrost on the Kara Sea shelf: modeling constraints. *The Cryosphere*, 14(6), pp. 1857–1873. <https://doi.org/10.5194/tc-14-1857-2020>
- Hinz K., Delisle G., Block M. (1998). Seismic evidence for the vertical extent of submarine permafrost in the Laptev Sea, Siberia. *Proc. 7th. International Conference on Permafrost*, Yellowknife, Canada, pp. 453–458.
- Kassens H., Bauch H., Dmitrienko I., Drachev S., Grikurov G., Thiede J., Tsching K. (2001). Transdrift VIII: Drilling the Laptev Sea in 2000. *The Nansen Icebreaker (A newsletter from the Nansen Arctic Drilling Program)*, 12(1), pp. 8–9.
- Kneier F. (2018). Subsea permafrost in the Laptev Sea: Influences on degradation dynamics, state and distribution. Doctoral dissertation, University of Potsdam, 221 p.
- Makogon, Y.F., Holditch, S.A., Makogon, T.Y. (2007). Natural gas-hydrates – A potential energy source for the 21st Century. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 56(1), pp. 14–31. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2005.10.009>
- Matveeva T.V., Chazov A.O., Smirnov Y.Y. (2023). The Geological Characteristics of a Subpermafrost Gas Hydrate Reservoir on the Taimyr Shelf of the Kara Sea (Eastern Arctic). *Geotecton.*, 57 (Suppl 1), pp. S153–S173. <https://doi.org/10.1134/S0016852123070099>
- Moridis G.J. (2003). Numerical studies of gas production from methane hydrates. *Society of Petroleum Engineers Journ.*, 32(8), pp. 359–370. <https://doi.org/10.2118/87330-PA>
- Niessen F. (2004). Profile of sediment echo sounding during cruise ARK-XI/1 with links to ParaSound data files, Alfred Wegener Institute for Polar and Marine Research, Bremerhaven, PANGAEA. <https://doi.org/10.1594/PANGAEA.206531>
- Osadetz K.G., Chen Z. (2010). A re-evaluation of Beaufort Sea-Mackenzie Delta basin gas hydrate resource potential: petroleum system approaches to non-conventional gas resource appraisal and geologically-sourced methane flux. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 58(1), pp. 56–71. <https://doi.org/10.2113/gscpgbull.58.1.56>
- Osterkamp, T. E. (2001). Sub-sea permafrost. Elements of physical oceanography. *A derivative of the encyclopedia of ocean sciences*, 2, pp. 2902-2912. <https://doi.org/10.1006/rwos.2001.0008>
- Overduin P.P., Schneider von Deimling T., Miesner F., Grigoriev, M.N., Ruppel C.D., Vasiliev A., Lantuit H., Juhls B., Westermann S. (2019).

Submarine permafrost map in the Arctic modeled using 1-D transient heat flux (SuPerMAP). *J. Geophys. Res.: Oceans*, 124(6), pp. 3490–3507. <https://doi.org/10.1029/2018JC014675>

Pang X. (2023). Evaluation of the Global Potential Resource of the Natural Gas Hydrate. In: Quantitative Evaluation of the Whole Petroleum System. Singapore: Springer, pp. 413–454. https://doi.org/10.1007/978-981-99-0325-2_12

Rachold V., Bolshiyarov D.Y., Grigorov M.N., Hubberten H.W., Junker R., Kunitzky V.V., Merker F., Schneider W. (2007). Nearshore Arctic subsea permafrost in transition. *Eos, Transactions American Geophysical Union*, 88(13), pp. 149–150. <https://doi.org/10.1029/2007EO130001>

Rekant P., Bauch H.A., Schwenk T., Portnov A.D., Gusev E.A., Spiess V., Cherkashov G., Kassens H. (2015). Evolution of subsea permafrost landscapes in Arctic Siberia since the Late Pleistocene: a synoptic insight from acoustic data of the Laptev Sea. *Arktos*, 1, pp. 1–15. <https://doi.org/10.1007/s41063-015-0011-y>

Ruppel C.D. (2015). Permafrost-Associated Gas Hydrate: Is It Really Approximately 1 % of the Global System? *Journal of Chemical & Engineering Data*, 60(2), pp. 429–436. <https://doi.org/10.1021/je500770m>

Ruppel C.D., Kessler J.D. (2017). The interaction of climate change and methane hydrates. *Rev. Geophys.*, 55(1), pp. 126–168. <https://doi.org/10.1002/2016RG000534>

Sloan E.D. (1998). Gas hydrates: review of physical/chemical properties. *Energy & Fuels*, 12(2), pp. 191–196. <https://doi.org/10.1021/ef970164+>

Sloan E.D., Koh C.A. (2007). Clathrate Hydrates of Natural Gases (3rd ed.). Boca Raton: CRC Press, 758 p. <https://doi.org/10.1201/9781420008494>

Сведения об авторах

Юрий Юрьевич Смирнов – ведущий инженер, Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И. С. Грамберга; аспирант, Российский государственный гидрометеорологический университет

Россия, 190121, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 124
e-mail: y.smirnov@vniio.ru

Татьяна Валерьевна Матвеева – кандидат геол.-минерал. наук, ученый секретарь, Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И. С. Грамберга

Россия, 190121, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 124
e-mail: t.matveeva@vniio.ru

Артем Олегович Чазов – ведущий инженер, Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И. С. Грамберга

Россия, 190121, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 124
e-mail: a.chazov@vniio.ru

Статья поступила в редакцию 18.12.2024;

Принята к публикации 10.04.2025; Опубликовано 20.09.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Cryogenic gas hydrates on the Arctic shelves: forecast features and resource assessments

Yu. Yu. Smirnov^{1,2*}, T. V. Matveeva¹, A. O. Chazov¹

¹All-Russia Research Institute for Geology and Mineral Resources of the World Ocean, Saint Petersburg, Russian Federation

²Russian State Hydrometeorological University, Saint Petersburg, Russian Federation

*Corresponding author: Yury Yu. Smirnov; e-mail: y.y.smirnov@mail.ru

Abstract. The study is dedicated to the features of forecasting and quantitative assessment of methane resources in subaqueous cryogenic gas hydrates on the Russian Arctic shelf. The work is based on numerical modeling of submarine permafrost and the thermal regime of marine sediments. As a result of the mathematical modeling, equilibrium curves of hydrate formation with variable seawater salinity were constructed. These curves facilitated the determination of the spatial boundaries of cryogenic gas hydrate stability zones. In regions with predicted cryogenic gas hydrate stability zones, potentially hydrate-bearing accumulations were delineated based on Common Depth Point (CDP) seismic data. The amount of methane in four forecasted sub-permafrost gas hydrate accumulations on the Laptev Sea shelf was estimated. The identified accumulations are projected to contain approximately 0.1 trillion cubic meters of methane in hydrate form. According to the regional-scale assessments, up to 9.24 trillion cubic meters of methane, or about 0.3% of the global gas-in-place assessments, may be accumulated on the Russian Arctic shelf

Keywords: cryogenic gas hydrates, resource assessment, submarine permafrost, gas hydrate stability zone, seismic exploration, gas hydrate accumulations

Acknowledgements

The publication of the article was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-10-2022-011 within the framework of the development program for a world-class Research Center.

Recommended citation: Smirnov Yu. Yu., Matveeva T.V., Chazov A.O. (2025). Cryogenic gas hydrates on the Arctic shelves: forecast features and resource assessments. *Georesursy = Georesources*, 27(3), pp. 64–76. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.25>

References

Anderson B.J., Wilder J.W., Kurihara M., White M.D., Moridis G.J., Wilson S.J., Pooladi-Darvish M., Masuda Y., Collett T.S., Hunter R.B., Narita H., Rose K., Boswell R. (2008). Analysis of modular dynamic formation test results from the Mount Elbert 01 stratigraphic test well, Milne Point Unit, North Slope Alaska. *Proceedings of the 6th International Conference on Gas Hydrates* (ICGH 2008). Vancouver, 13 p.

Angelopoulos M., Overduin P.P., Frederieke M. et al. (2020) Recent advances in the study of Arctic submarine permafrost. Permafrost and Periglacial Processes. *Transactions of the International Permafrost Association*, 31(3), pp. 341–457. <https://doi.org/10.1002/ppp.2061>

Chuvilin E., Bukhanov B., Grebenkin S. et al. (2021). Thermal properties of sediments in the East Siberian Arctic Seas: A case study in the Buor-Khaya Bay. *Marine and Petroleum Geology*, 123, p. 104672. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104672>

Collett T.S. (1993). Natural gas hydrates of the Prudhoe Bay and Kuparuk River area, North Slope, Alaska. *AAPG Bulletin*, 77(5), pp. 793–812. <https://doi.org/10.1306/BDF8D62-1718-11D7-8645000102C1865D>

Collett T.S. (1995). Gas hydrate resources of the United States. In Gautier, D.L., Dolton, G.L., Takahashi, K.I., and Varnes, K.L., eds., National assessment of United States oil and gas resources on CD-ROM: U.S. Geological Survey Digital Data Series 30.

Collett T.S. (2002). Energy resource potential of natural gas hydrates. *AAPG Bulletin*, 86(11), pp. 1971–1992. <https://doi.org/10.1306/61EEDDD2-173E-11D7-8645000102C1865D>

- Collett T.S., Agena W., Lee M., Zyrianova M.V., Bird Kenneth, Charpentier T.C., Houseknecht David, Klett T.R., Pollastro R.M., Schenk C.J. (2008). Assessment of Gas Hydrate Resources on the North Slope, Alaska. U.S. Geological Survey Fact Sheet, 2008-3073, pp. 1–4. <https://doi.org/10.3133/fs20083073>
- Collett T.S., Lewis K.A., Zyrianova M.V., Haines S.S., Schenk C.J., Mercier T.J., Brownfield M.E., Gaswirth S.B., Marra K.R., Leathers-Miller H.M., Pitman J.K., Tennyson M.E., Woodall C.A., Houseknecht D.W. (2019). Assessment of undiscovered gas hydrate resources in the North Slope of Alaska, 2018. U.S. Geological Survey Fact Sheet, 2019–3037, pp. 1–4. <https://doi.org/10.3133/fs20193037>
- Fütterer D.K., Niessen F. (2004). Profile of sediment echo sounding during POLARSTERN cruise ARK-IX/4 with links to ParaSound data files [dataset]. Alfred Wegener Institute, Helmholtz Centre for Polar and Marine Research, Bremerhaven, PANGAEA. <https://doi.org/10.1594/PANGAEA.206530>
- Gavrilov A., Pavlov V., Fridenberg A., Boldyrev M., Khilimonyuk V., Pizhankova E.I., Buldovich S., Kosevich N., Alyautdinov A.R., Ogienko M., Roslyakov A., Cherbunina M., Ospennikov E. (2020). The current state and 125 kyr history of permafrost on the Kara Sea shelf: modeling constraints. *The Cryosphere*, 14(6), pp. 1857–1873. <https://doi.org/10.5194/tc-14-1857-2020>
- Ginzburg G.D., Soloviev V.A. (1994). Submarine gas hydrates. Saint Petersburg: VNIIOceangeologiya, 199 p. (In Russ.)
- Hinz K., Delisle G., Block M. (1998). Seismic evidence for the vertical extent of submarine permafrost in the Laptev Sea, Siberia. *Proc. 7th. International Conference on Permafrost*, Yellowknife, Canada, pp. 453–458.
- Kassens H., Bauch H., Dmitrienko I., Drachev S., Griukurov G., Thiede J., Tsching K. (2001). Transdrift VIII: Drilling the Laptev Sea in 2000. *The Nansen Icebreaker (A newsletter from the Nansen Arctic Drilling Program)*, 12(1), pp. 8–9.
- Kneier F. (2018). Subsea permafrost in the Laptev Sea: Influences on degradation dynamics, state and distribution. Doctoral dissertation, University of Potsdam, 221 p.
- Makogon, Y.F., Holditch, S.A., Makogon, T.Y. (2007). Natural gas-hydrates – A potential energy source for the 21st Century. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 56(1), pp. 14–31. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2005.10.009>
- Malakhova V.V., Eliseev A.V. (2020). Influence of Salt Diffusion on the State and Distribution of Permafrost Rocks and Methane Hydrate Stability Zone of the Laptev Sea Shelf. *Ice and Snow*, 60(4), pp. 533–546. (In Russ.)
- Matveeva T.V., Chazov A.O., Smirnov Y.Y. (2023). The Geological Characteristics of a Subpermafrost Gas Hydrate Reservoir on the Taimyr Shelf of the Kara Sea (Eastern Arctic). *Geotecton.*, 57 (Suppl 1), pp. S153–S173. <https://doi.org/10.1134/S0016852123070099>
- Matveeva T.V., Logvina E.A. (2012). Gas hydrates of Arctic waters: risk factor or potential mineral resource? *Rossiiskie polar'nye issledovaniya*, 2, pp. 19–21. (In Russ.)
- Matveeva T.V., Logvina E.A., Nazarova O.V. (2024). Gas hydrates of water areas: methods and results of resource assessments. *Geologiya nefi i gaza*, 3, pp. 81–96. (In Russ.) <https://doi.org/10.47148/0016-7894-2024-3-81-96>
- Matveeva T.V., Shchur N.A., Shchur A.A., Smirnov Y.Y. (2024). Program Complex for Calculation of Subaqueous Gas Hydrate Stability Zone Parameters «MARINE GAs hydrate stability forecast» (MAGAS). Russian Agency for Patents and Trademarks. Certificate No. 2024680266. (In Russ.)
- Moridis G.J. (2003). Numerical studies of gas production from methane hydrates. *Society of Petroleum Engineers Journ.*, 32(8), pp. 359–370. <https://doi.org/10.2118/87330-PA>
- Niessen F. (2004). Profile of sediment echo sounding during cruise ARK-XI/1 with links to ParaSound data files, Alfred Wegener Institute for Polar and Marine Research, Bremerhaven, PANGAEA. <https://doi.org/10.1594/PANGAEA.206531>
- Osadetz K.G., Chen Z. (2010). A re-evaluation of Beaufort Sea-Mackenzie Delta basin gas hydrate resource potential: petroleum system approaches to non-conventional gas resource appraisal and geologically-sourced methane flux. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 58(1), pp. 56–71. <https://doi.org/10.2113/gscpgbull.58.1.56>
- Osterkamp, T. E. (2001). Sub-sea permafrost. Elements of physical oceanography. *A derivative of the encyclopedia of ocean sciences*, 2, pp. 2902–2912. <https://doi.org/10.1006/rwos.2001.0008>
- Overduin P.P., Schneider von Deimling T., Miesner F., Grigoriev, M.N., Ruppel C.D., Vasiliev A., Lantuit H., Juhls B., Westermann S. (2019). Submarine permafrost map in the Arctic modeled using 1-D transient heat flux (SuPerMAP). *J. Geophys. Res.: Oceans*, 124(6), pp. 3490–3507. <https://doi.org/10.1029/2018JC014675>
- Pang X. (2023). Evaluation of the Global Potential Resource of the Natural Gas Hydrate. In: Quantitative Evaluation of the Whole Petroleum System. Singapore: Springer, pp. 413–454. https://doi.org/10.1007/978-981-99-0325-2_12
- Perlova, E.V. (2019). Priority objects of hydrate gas resources development for the development of the mineral resource base of gas production in Russia. *Nauchno-tehnicheskiiy sbornik Vesti gazovoy nauki*, 4(41), pp. 164–168. (In Russ.)
- Poselov V.A., Zholondz S.M., Trukhalev A.I., Kosko M.K., Poselova L.G., Butsenko V.V., Pavlenkin A.D., Verba V.V., Kim B.I. (2012). Map of the sedimentary cover thickness of the Arctic Ocean. *Geological and geophysical characteristics of the Arctic region lithosphere. Trudy VNIIOkeangeologiya*, 223(8), pp. 8–14. (In Russ.)
- Rachold V., Bolshiyarov D.Y., Grigoriev M.N., Hubberten H.W., Junker R., Kunitsky V.V., Merker F., Schneider W. (2007). Nearshore Arctic subsea permafrost in transition. *Eos, Transactions American Geophysical Union*, 88(13), pp. 149–150. <https://doi.org/10.1029/2007EO130001>
- Rekant P., Bauch H.A., Schwenk T., Portnov A.D., Gusev E.A., Spiess V., Cherkashov G., Kassens H. (2015). Evolution of subsea permafrost landscapes in Arctic Siberia since the Late Pleistocene: a synoptic insight from acoustic data of the Laptev Sea. *Arktos*, 1, pp. 1–15. <https://doi.org/10.1007/s41063-015-0011-y>
- Rokos S.I., Dlugach A.G., Loktev A.S., Kostin D.A., Kulikov S.N. (2009). Multiyear frozen rocks of the Pechora and Kara Seas shelf: genesis, composition, conditions of distribution and occurrence. *Inzh. izyskaniya*, 10, pp. 38–41. (In Russ.)
- Romanovsky N.N., Gavrilov A.V., Tumskey V.E., Kholodov A.L. (2003). Cryolithozone of the East Siberian Arctic shelf. *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*, 4, pp. 51–56. (In Russ.)
- Ruppel C.D. (2015). Permafrost-Associated Gas Hydrate: Is It Really Approximately 1 % of the Global System? *Journal of Chemical & Engineering Data*, 60(2), pp. 429–436. <https://doi.org/10.1021/je500770m>
- Ruppel C.D., Kessler J.D. (2017). The interaction of climate change and methane hydrates. *Rev. Geophys.*, 55(1), pp. 126–168. <https://doi.org/10.1002/2016RG000534>
- Sloan E.D. (1998). Gas hydrates: review of physical/chemical properties. *Energy & Fuels*, 12(2), pp. 191–196. <https://doi.org/10.1021/ef970164+>
- Sloan E.D., Koh C.A. (2007). Clathrate Hydrates of Natural Gases (3rd ed.). Boca Raton: CRC Press, 758 p. <https://doi.org/10.1201/9781420008494>
- Smirnov Yu.Yu., Matveeva T.V., Shchur N.A., Shchur A.A., Bochkarev A.V. (2024a). Numerical modelling of submarine permafrost on the Eurasian Arctic shelf considering modern climate zonality. *The Earth's Cryosphere*, 28(5), pp. 38–59. (In Russ.) <https://doi.org/10.15372/KZ20240504>
- Smirnov Yu.Yu., Shchur N.A., Matveeva T.V., Shchur A.A. (2024b). Program complex for calculating the parameters of the stability zone of cryogenic gas hydrates «Permafrost GAs hydrate stability forecast» (PEGAS). Russian Agency for Patents and Trademarks. Certificate No. 2024680251. (In Russ.)

About the Authors

Yury Yu. Smirnov – Lead Engineer, All-Russia Research Institute for Geology and Mineral Resources of the World Ocean; Postgraduate Student, Russian State Hydrometeorological University
124 Moika River Embankment, Saint Petersburg, 190121, Russian Federation
e-mail: y.smirnov@vniio.ru

Tatiana V. Matveeva – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Academic Secretary, All-Russia Research Institute for Geology and Mineral Resources of the World Ocean
124 Moika River Embankment, Saint Petersburg, 190121, Russian Federation
e-mail: t.matveeva@vniio.ru

Artem O. Chazov – Lead Engineer, All-Russia Research Institute for Geology and Mineral Resources of the World Ocean
124 Moika River Embankment, Saint Petersburg, 190121, Russian Federation
e-mail: a.chazov@vniio.ru

Manuscript received 18 December 2024;

Accepted 10 April 2025; Published 20 September 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Дестабилизация внутримерзлотных газогидратов при их взаимодействии с криопэгами. Результаты экспериментального моделирования

Е.М. Чувилін^{1*}, Е.О. Кривохат¹, Б.А. Буханов^{1,2}, В.В. Екимова¹, А.З. Мухаметдинова¹

¹Сколковский институт науки и технологий, Москва, Россия

²Институт динамики геосфер имени академика М.А. Садовского, Москва, Россия

В представленной работе на основе экспериментального моделирования рассмотрено влияние состава природных солевых растворов (криопэгов) на основные характеристики солепереноса и условия диссоциации поровых газогидратных образований в мерзлых породах. Исследования проводились на искусственно приготовленных мерзлых гидратонасыщенных песчаных грунтах, которые контактировали с замороженными солевыми растворами различного химического состава при атмосферном давлении и постоянной отрицательной температуре $\sim -6^\circ\text{C}$, т.е. в условиях проявления эффекта самоконсервации поровых гидратов метана.

В ходе экспериментального моделирования выявлено, что изменение соотношения содержания солей NaCl и MgCl_2 в контактном растворе значительно влияет на процессы солепереноса и критическую концентрацию, вызывающую диссоциацию порового гидрата метана. Так, с понижением содержания NaCl (и повышением MgCl_2 соответственно) в солевом растворе интенсивность солепереноса и процессов диссоциации газогидратов в мерзлом грунте увеличивается.

На основе метода ЯМР-релаксометрии проведена экспериментальная оценка фазовых превращений в мерзлых гидратосодержащих песчаных породах при их контакте с замороженными солевыми растворами. Полученные результаты указывают на закономерное продвижение во времени фронта повышенного содержания жидкой фазы воды в направлении миграционного потока соли. Как показывают ЯМР исследования, интенсивность продвижения фронта жидкой компоненты повышается в соответствии с увеличением миграционной способности ионов солей в ряду $\text{Na}_2\text{SO}_4 - \text{NaCl} - \text{MgCl}_2$.

Результаты экспериментального моделирования позволяют обосновать возможность дестабилизации внутримерзлотных газогидратных образований за счет перетоков и миграции различных природных солевых растворов (например, криопэгов или морской воды) вызванных как природными, так и техногенными причинами.

Ключевые слова: Арктика, многолетнемерзлые породы, природные газовые гидраты, криопэги, солеперенос, диссоциация газогидратов, эмиссия метана

Для цитирования: Чувилін Е.М., Кривохат Е.О., Буханов Б.А., Екимова В.В., Мухаметдинова А.З. (2025). Дестабилизация внутримерзлотных газогидратов при их взаимодействии с криопэгами. Результаты экспериментального моделирования. *Георесурсы*, 27(3), с. 77–88. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.6>

Введение

Арктический регион широко известен своим огромным нефтегазовым потенциалом, что делает его одним из самых востребованных регионов для разведки и добычи углеводородов. Однако добыча углеводородов в Арктике осложнена многими факторами, один из которых – наличие многолетнемерзлых пород. Толщи

многолетнемерзлых пород представляют собой сложную многокомпонентную систему, включающую в себя органиноминеральный скелет, подземный лед, природные охлажденные солевые растворы (криопэги), а также газовые скопления, в том числе и в виде газогидратов. Газогидраты представляют собой кристаллические клатратные соединения, образующиеся из газа (в основном метана) и воды при определенных термобарических условиях (Макогон, 1974; Мах, 2000). Газовые гидраты достаточно широко распространены в природе, а их способность аккумулировать значительные объемы природного газа – до 170 м^3 метана на 1 м^3 газогидрата – делает их весьма перспективными нетрадиционными источниками природного газа (Якушев, 2009; Makogon, 2010). Газовые гидраты могут

* Ответственный автор: Евгений Михайлович Чувилін
e-mail: e.chuvilin@skoltech.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

существовать как в стабильном, так и в метастабильном состояниях, но в то же время они крайне чувствительны к любым изменениям окружающей среды (Chuvilin et al., 2018). Повышение температуры, снижение пластового давления, а также взаимодействие с различными химическими растворами могут привести к дестабилизации газовых гидратов, что, в свою очередь, влечет за собой интенсивное газовыделение, изменение тепловых, фильтрационных свойств и потерю механической прочности пород (Shakhova et al., 2019; Дзюбло и др., 2020; Chuvilin et al., 2019a, b).

Одним из факторов, вызывающих диссоциацию газовых гидратов в криолитозоне, может являться их взаимодействие с природными солевыми растворами – морской водой, а также внутримерзлотными солевыми растворами (криопэгами) (Chuvilin et al., 2019b; Малахова, 2020). Существует несколько возможных причин активизации этих процессов: миграция криопэгов в ходе эволюции криолитозоны и формирование подводной мерзлоты при трансгрессии арктических морей. Особую актуальность приобретают процессы солепереноса при вскрытии криопэгов и перетоках морской воды в ходе бурения разведочных и добывающих скважин нефтегазового комплекса.

На сегодняшний день влияние миграции и перетоков природных солевых вод на внутримерзлотные газогидратные образования изучено крайне слабо как в теоретическом, так и в экспериментальном плане. Имеющиеся экспериментальные данные по изучению солепереноса в мерзлых гидратосодержащих породах (Chuvilin et al., 2019b, 2022a, 2023; Чувилин и др., 2023) касаются, в основном, чистых растворов солей (например, NaCl, MgCl₂, KCl), природные же солевые растворы (криопэги и морская вода) содержат катионы и анионы различного состава.

Криопэгами, как известно, являются высокоминерализованные изолированные напорные отрицательно-температурные рассолы, которые возникают в результате криогенного метаморфизма. Их концентрация в криолитозоне может достигать 100 г/л и выше. Формирование криопэгов связано с отжатием при промерзании горных пород части водорастворимых солей и их криогенном концентрировании перед фронтом промерзания. При дальнейшем промерзании линзы высокоминерализованных растворов (криопэгов) могут оказаться внутри мерзлого массива. Многократно повторяющиеся циклы замерзания-оттаивания способствуют миграции и накоплению в грунтах высокоминерализованного порового раствора (Кияшко, 2014; Сухорукова, 2015; Стрелецкая, 2016). Криопэги в толще мерзлых пород встречаются в виде изолированных линз, которые отличаются невыдержанностью по размерам, залегают на различной глубине и не сообщаются между собой (Стрелецкая, Лейбман, 2002; Трофимов, Красилов, 2017). Согласно имеющимся исследованиям, криопэги в арктической зоне, как и морская вода, имеют морской тип химического состава (Кияшко, 2014; Аксенов, Геворкян, 2023). В таблице 1 представлено характерное содержание солей в составе криопэгов (Иванова и др., 2008; Шиманов и др., 2019).

Как видно из таблицы, в таких природных солевых растворах преобладает NaCl (до 80–82%), вторыми по содержанию являются соли магния (до 15%). Содержание солей калия и кальция не превышает обычно нескольких процентов.

NaCl	MgCl ₂	MgSO ₄	KCl	CaSO ₄
77-82%	11-15%	4%	2%	5%

Табл. 1. Соотношение солей в составе криопэгов и морской воды (значения указаны в вес%)

На сегодняшний день процесс взаимодействия чистых солевых растворов (NaCl) с мерзлыми гидратосодержащими грунтами в экспериментальном плане рассмотрен достаточно подробно (Chuvilin et al., 2022b, c; Чувилин и др., 2023), однако воздействие смесей солей, характерных для природных солевых растворов, на мерзлые гидратосодержащие породы не исследовано – имеются лишь отдельные попытки учесть этот процесс в ходе математического моделирования (Малахова, Елисеев, 2020; Казакевич и др., 2022). В этой связи возникает необходимость проведения специального экспериментального моделирования для изучения влияния природных растворов солей (криопэгов) на дестабилизацию внутримерзлотных газогидратов в ходе их миграции и перетоков.

Методика экспериментального моделирования

Экспериментальное моделирование диссоциации поровых газовых гидратов в мерзлых породах в результате миграции солей включало следующие этапы:

- 1) приготовление искусственных грунтовых образцов, содержащих поровые гидраты метана, с использованием барокамеры высокого давления;
- 2) заморозка в барокамере гидратонасыщенных образцов и перевод их в метастабильное состояние путем снижения давления до атмосферного при фиксированной отрицательной температуре;
- 3) извлечение мерзлых гидратонасыщенных образцов из барокамеры;
- 4) осуществление взаимодействия мерзлых гидратосодержащих образцов, находящихся в условиях метастабильности, с замороженным солевым раствором при постоянной отрицательной температуре при атмосферном давлении (0,1 МПа).

Экспериментальное моделирование выполнялось путем создания физического контакта исследуемых мерзлых гидратонасыщенных образцов в условиях самоконсервации с солевым раствором, близким по составу к морской воде и криопэгам, в твердом (замороженном) состоянии при атмосферном давлении, в герметичном теплоизолированном контейнере при постоянной отрицательной температуре –6 °С (рис. 1).

Для экспериментального моделирования использовались синтетические солевые растворы (P1 и P2), типичные по химическому составу для внутримерзлотных криопэгов в арктической зоне. Их химический состав представлен в табл. 2.

Как следует из представленной таблицы 2, в составе солевых растворов преобладал NaCl – в диапазоне от 77 до 81%. Среди других солей в растворах присутствовали хлориды магния и калия, а также сульфаты магния и кальция. Для сравнения опыты выполнялись и на растворе чистого NaCl (далее P-3).

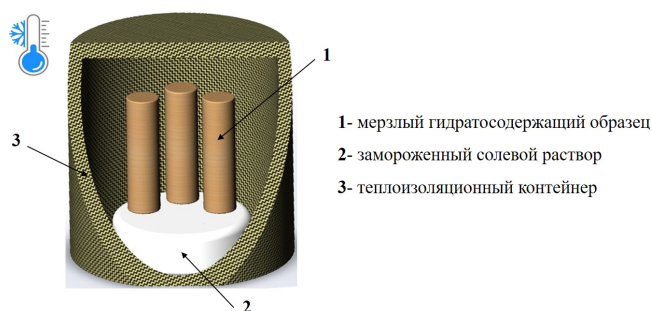


Рис. 1. Схема установки по взаимодействию мерзлых гидратосодержащих образцов с замороженным солевым раствором при давлении 0,1 МПа и фиксированной отрицательной температуре (-6°C)

Солевой раствор	Содержание солей, вес%				
	NaCl	MgCl ₂	MgSO ₄	KCl	CaSO ₄
P-1	77	15	0	2	6
P-2	81	11	5	3	0

Табл. 2. Состав солевых растворов

В качестве объекта исследования в экспериментах использовались образцы мелкозернистого песка нарушенного сложения. Основные характеристики песчаного грунта указаны в табл. 3. В песчаном грунте преобладала фракция 0,25–0,1 мм (80%), а доля пылевато-глинистых частиц не превышала 1%. По минеральному составу песок был кварцевым (содержание кварца превышает 98%), и его исходная степень засоленности не превышала 0,01%. Удельная активная поверхность составляла 0,6 г/м².

Для экспериментального моделирования изготавливались песчаные образцы цилиндрической формы ($d = 3$ см, $h = 9$ см) с заданными значениями влажности ($W = 12 \pm 1\%$), плотности ($\rho = 1,85 \pm 0,02$ г/см³) и пористости ($\varphi = 39 \pm 1\%$), которые затем замораживались. Мерзлые песчаные образцы помещались в специальную барокамеру (рис. 2), в которой происходил процесс гидратонасыщения образцов с использованием охлажденного газа – метана. Барокамера (автоклав высокого давления) для гидратонасыщения имела объем 0,7 л с возможностью подачи газового давления до 8 МПа.

Насыщение мерзлых песчаных образцов гидратом метана проводилось с использованием специальной методики, благодаря которой возможно получать равномерно гидратонасыщенные образцы с высоким содержанием гидрата – до 40–60% (Чувилін, Гурьева, 2009). Процесс гидратонасыщения песчаных образцов в барокамере начинался при отрицательной температуре (около -6°C) при подаче охлажденного метана до 6 МПа. Это обеспечивало достижение равномерного распределения газогидрата по образцу, поскольку исключало перераспределение влаги при гидратообразовании. Затем, для повышения гидратонасыщенности образцов, использовался

метод температурных циклов, при котором образцы подвергались процессу охлаждения-оттаивания в пределах от -6°C до $+3^{\circ}\text{C}$ при давлении метана выше равновесного. В целом процесс гидратонасыщения образцов длился не менее 2-х недель. После этого барокамера с мерзлыми гидратонасыщенными образцами охлаждалась до $-8 \pm 1^{\circ}\text{C}$ с целью вымерзания остаточной влаги, далее давление снижалось ниже равновесного для установления режима самоконсервации порового гидрата. Затем, барокамера с мерзлыми образцами, содержащими метастабильный поровый гидрат, открывалась в холодильной комнате. Для полученных образцов определялись основные физические характеристики, в частности влажность (W), которая по образцу изменялась в пределах $12 \pm 1\%$, плотность $\rho = 1,85 \pm 0,02$ г/см³, пористость $\varphi = 39 \pm 1\%$, а также коэффициент гидратности (доля поровой влаги, перешедшей в гидрат) K_h – около 0,47. После этого мерзлые гидратонасыщенные песчаные образцы приводились в контакт с замороженным 0,1н (0,1 г-экв/л) солевым раствором (C_{p-pa}). Эксперименты проводились при атмосферном давлении и постоянной температуре -6°C . Через определенные промежутки времени образцы снимались с контактного раствора и поинтервально разделялись на слой толщиной $0,8 \pm 0,2$ мм. Максимальное время взаимодействия мерзлого гидратосодержащего образца с замороженным раствором солей достигало 6 часов. За это время диссоциация порового гидрата в мерзлом образце в условиях метастабильности не превышала 11%.

Поинтервальная разделка образцов после эксперимента позволила оценить распределение влажности, газосодержания, коэффициента гидратности и накопление солей по высоте образца. Количество ионов солей, проникших в результате взаимодействия образцов с солевым раствором, определялось методом водных вытяжек с использованием кондуктометра МАРК 603 (ООО «Взор», Россия).



Рис. 2. Барокамера для искусственного гидратонасыщения грунтовых образцов (производство ООО «Криолаб» совместно с ЦКП «ФабЛаб и Мастерская», Россия)

Грунт	Содержание частиц каждой фракции, %						Минеральный состав	Засоленность, %
	1÷0,5	0,5÷0,25	0,25÷0,1	0,1÷0,05	0,05÷0,002	< 0,002		
Песок мелкозернистый	--	1,5	80,4	17,3	0,8	--	> 98% кварц	0,01

Табл. 3. Основные характеристики исследуемого грунта

Алгоритм расчета основных показателей, определяемых в ходе экспериментального моделирования, представлен ниже. Для расчетов параметров гидратосодержания образцов для гидрата метана использовалось координатное число 5,9 (Давлетшина, Чувилин, 2020).

Коэффициент гидратности (K_h , д.ед.) определялся с использованием следующей формулы:

$$K_h = \frac{W_h}{W},$$

где W_h – количество влаги, перешедшей в гидрат (% по отношению к массе сухого образца), W – весовая влажность образца (%).

Также рассчитывалось изменение потока ионов соли через сечение образца (J_s , г/см²·с):

$$J_s = \frac{v}{S \cdot t},$$

где S – площадь поперечного сечения образца [см²], v – количество солей [г], t – время миграции соли [с].

Эффективный коэффициент диффузии (D_{ef} , см²/с) при миграции солей определялся по следующей формуле:

$$D_{ef} = \frac{J_s}{gradC} \cdot 10^4,$$

где J_s – изменение потока ионов соли через сечение образца [г/см²·с], $gradC$ – градиент концентрации [г/см⁴].

Результаты экспериментального моделирования

В результате проведенного экспериментального моделирования получены данные о миграции и аккумуляции ионов солей и последующей диссоциации порового газового гидрата при взаимодействии мерзлых гидратонасыщенных образцов с замороженными солевыми растворами, близкими по составу к морской воде (Р-1 и Р-2). В процессе исследований отмечено, что при проникновении ионов солей вглубь образца начальная влажность мерзлых песчаных образцов, содержащих гидрат, практически не изменилась. Значения влажности варьировались в диапазоне $W = 12 \pm 1,1\%$. Проведена сравнительная характеристика полученных результатов с результатами экспериментального моделирования взаимодействия мерзлых песчаных образцов, содержащих гидрат, с замороженным раствором соли 100% NaCl (Р-3), которое было проведено ранее (Chuvilin et al., 2022b).

Продолжительность взаимодействия льдо- и гидратосодержащих песчаных образцов с замороженными растворами Р-1 и Р-2 была различной: от 75 до 295 минут. На рис. 3 представлена динамика изменения засоленности мерзлых песчаных образцов, содержащих гидрат метана, в ходе взаимодействия с замороженными растворами Р-1 и Р-2.

Как свидетельствуют экспериментальные данные, по мере увеличения длительности контакта между мерзлыми гидратонасыщенными образцами песка и замороженным природным солевым раствором, глубина проникновения солей увеличивалась. Так, для мерзлого гидратосодержащего песка, контактирующего с замороженным раствором Р-2 (рис. 3а), за 75 минут взаимодействия соли проникли на расстояние 2,7 см от контакта между образцом и раствором, за 90 минут – на 3,5 см от контакта, за 130 минут соли достигли глубины 5 см

от контакта, а за 225 минут соли проникли практически на всю длину образца – около 6,5 см. Значение засоленности в контактной области образца во времени возрастало и на момент окончания эксперимента (225 минут) достигало 0,83%.

Результаты экспериментов по взаимодействию мерзлого гидратосодержащего песка с замороженным раствором Р-1 (рис. 3б) также показывают увеличение глубины проникновения ионов солей во времени. Так, за 90 минут взаимодействия соли проникли в образец на расстояние 3,3 см от контакта с замороженным раствором, за 145 минут – на 5,1 см от контактной области, а за 295 минут соли достигли расстояния 6,1 см. При этом значение засоленности в контактной области образцов во времени увеличивалось и на момент окончания эксперимента (295 минут) достигало 0,75%.

Величина накопления ионов солей в исследуемых песчаных образцах определяет распределение гидрата по образцу. В исходном состоянии (перед контактом с раствором) в мерзлых песчаных образцах около 47% поровой влаги находилось в гидратной форме. В ходе одностороннего засоления образцов наблюдалось закономерное снижение гидратосодержания со стороны зоны контакта. Динамику изменения гидратосодержания мерзлых образцов во времени можно проследить на рис. 4.

Результаты экспериментов демонстрируют зависимость распределения порового гидрата в образцах от длительности их контакта с замороженными солевыми растворами. Так, при контакте с замороженным Р-2 (рис. 4а) за 75 минут взаимодействия поровый газогидрат полностью разложился в образце на расстоянии 1 см

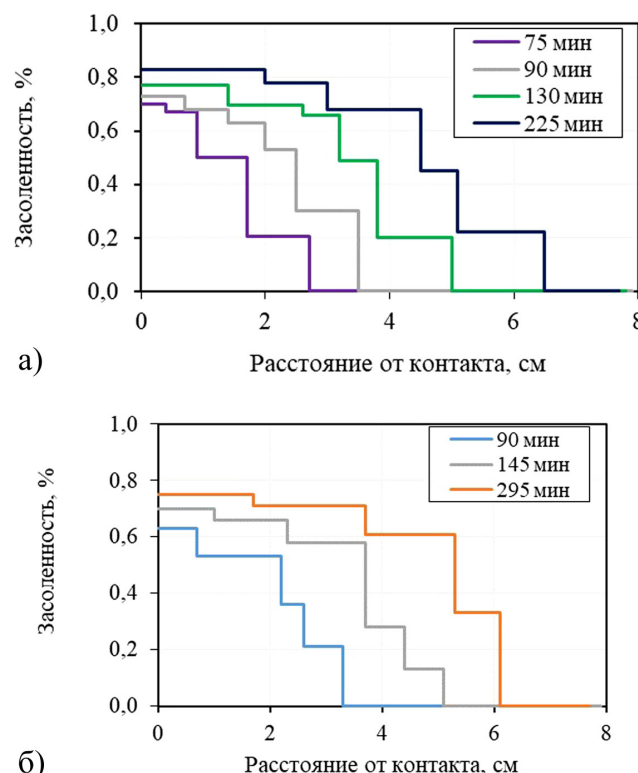


Рис. 3. Динамика накопления солей во времени по длине образца мерзлого гидратонасыщенного песка ($W = 12 \pm 1,1\%$) при его взаимодействии при $P = 0,1$ МПа и $t = -6$ °С с замороженными 0,1н солевыми растворами Р-1 и Р-2

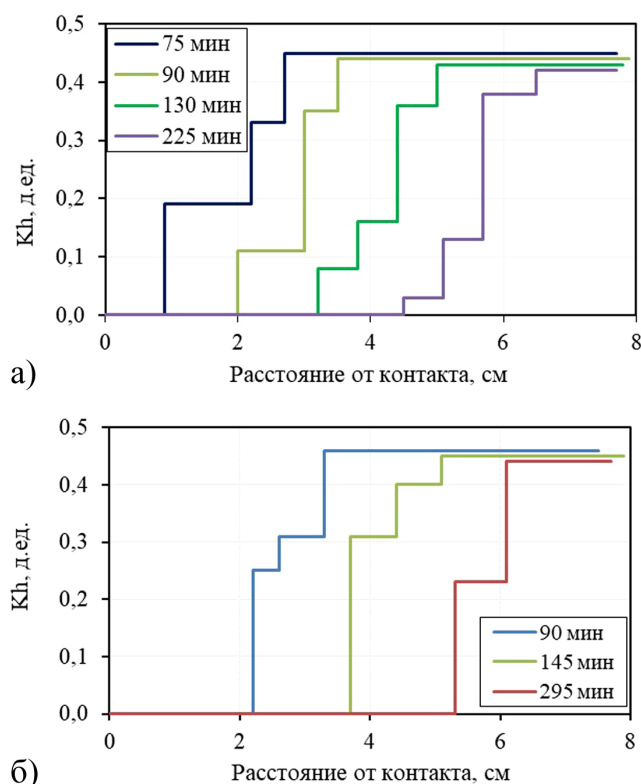


Рис. 4. Динамика изменения во времени значений коэффициента гидратности K_h по длине образца мерзлого гидратонасыщенного песка ($W = 12 \pm 1,1\%$) при его взаимодействии при $P = 0,1$ МПа и $t = -6^\circ\text{C}$ с замороженными 0,1н солевыми растворами P-1 и P-2. Исходная величина K_h (перед опытом) составила около 0,47.

от контакта, за 90 минут – на расстоянии 2 см от контакта, за 130 минут фронт разложения проник на расстояние 3,5 см от контакта, а за 225 минут достиг 4,5 см. В процессе одностороннего засоления происходило снижение доли поровой влаги, находящейся в гидратной форме (K_h), и возникновение фронта полного разложения газогидрата. При взаимодействии с замороженным P-1 (рис. 4б) за 90 минут взаимодействия поровый газогидрат в образце полностью разложился на расстоянии 2,2 см от контакта, за 145 минут – на расстоянии 3,7 см от контакта, а за 295 минут фронт разложения проник на расстояние 5,3 см от области контакта.

Результаты экспериментального моделирования взаимодействия мерзлых гидратонасыщенных образцов песка с замороженными солевыми растворами, близкими по составу к составу морской соли и криопэгам, были сопоставлены с результатами экспериментального моделирования взаимодействия мерзлых гидратонасыщенных образцов песка с замороженным чистым раствором соли NaCl (Раствор 3).

На рис. 5 приведены данные по распределению засоленности по высоте мерзлого гидратонасыщенного образца песка при взаимодействии в изотермических условиях (-6°C) с замороженными солевыми растворами P-1, P-2 и P-3.

Представленные данные демонстрируют, что процессы миграции и аккумуляции ионов солей наиболее интенсивно протекали в случае контакта мерзлого гидратонасыщенного песчаного образца с замороженным

раствором P-1, где ионы солей проникли на глубину 6,5 см, при взаимодействии с раствором P-2 соли проникли на глубину 6,2 см, а при контакте с раствором P-3 – на глубину лишь 4,3 см (рис. 5а).

Более интенсивный перенос и аккумуляция солей при контакте мерзлого гидратонасыщенного песчаного образца с замороженным раствором P-1 приводит к более активной диссоциации порового газового гидрата (рис. 5б). Как следует из представленных данных, при взаимодействии мерзлого гидратонасыщенного песчаного образца с замороженным раствором P-1 поровый газогидрат полностью разложился на расстоянии 4,9 см от контакта, при взаимодействии с замороженным раствором P-2 – на расстоянии 4,5 см от контакта, а при контакте с раствором P-3 – только на расстоянии 2,5 см (рис. 5б).

На основе анализа проведенного сравнения сопоставлены значения критической концентрации C_{cr} полной диссоциации порового газового гидрата для растворов P-1, P-2 и P-3 после 3-х часового взаимодействия с мерзлыми гидратосодержащими образцами песка (табл. 4). Так, критическая концентрация диссоциации порового газового гидрата при взаимодействии с раствором P-3 составила 0,8%, при контакте с раствором P-2 составила 0,58%, а в случае взаимодействия с раствором P-1 – 0,47%.

Проведена сравнительная оценка средней плотности потока ионов соли в мерзлый гидратонасыщенный образец в зависимости от состава контактного раствора (рис. 6).

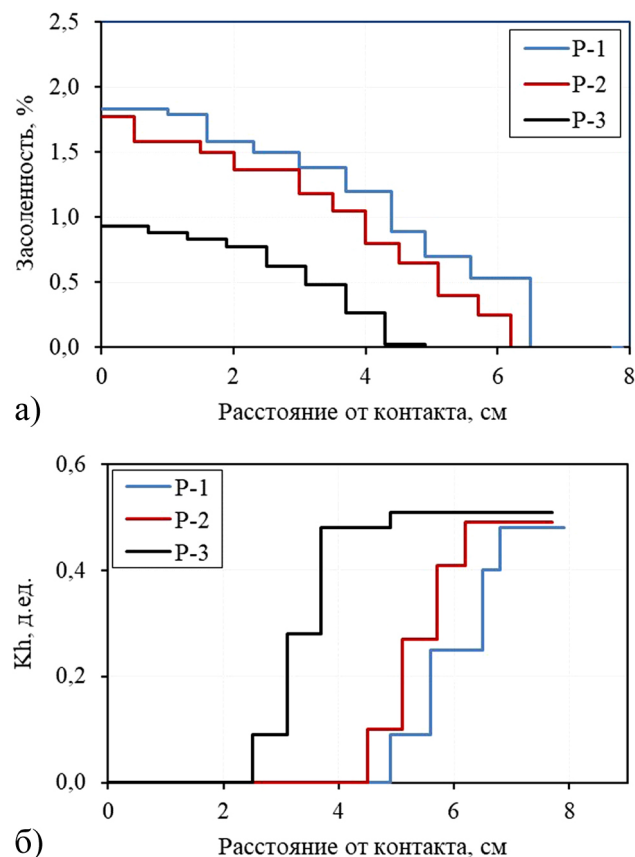


Рис. 5. Влияние состава замороженного солевого раствора на изменение засоленности (а) и коэффициента гидратности K_h (б) при взаимодействии мерзлого гидратонасыщенного песка ($W = 12 \pm 1,1\%$) в течение 3-х часов с замороженными 0,1н солевыми растворами P-1, P-2 и P-3 при $P = 0,1$ МПа, $t = -6^\circ\text{C}$

Как следует из расчетных данных, при взаимодействии мерзлого гидратосодержащего образца песка с замороженным раствором Р-1 средняя плотность потока существенно выше, чем при взаимодействии с замороженным раствором Р-3 (рис. 6). Так, после 3-х часов взаимодействия мерзлого гидратосодержащего образца песка с замороженными растворами солей средняя плотность потока ионов солей снижалась от $4,10 \cdot 10^{-9}$ г/(см²·с) при контакте с раствором Р-1 до $2,97 \cdot 10^{-9}$ г/(см²·с) при контакте с раствором Р-3.

На основе анализа данных, полученных в ходе экспериментального моделирования, рассчитаны эффективные коэффициенты диффузии миграции солей D_{ef} (табл. 5). Выявлено, что при взаимодействии с замороженным раствором Р-1 D_{ef} равен $4,0 \cdot 10^{-7}$ см²/с, при взаимодействии с раствором Р-2 – $3,8 \cdot 10^{-7}$ см²/с, а при взаимодействии с раствором Р-3 – $1,7 \cdot 10^{-7}$ см²/с. Таким образом, значения эффективного коэффициента диффузии миграции солей D_{ef} для раствора Р-1 оказались в 2,3 раза выше, чем для раствора Р-3.

В целом, экспериментальное моделирование показало, что существует значительное различие в интенсивности процессов солепереноса и диссоциации порового гидрата в мерзлых гидратосодержащих породах в зависимости от состава контактного солевого раствора. В большей степени такое различие обусловлено изменением соотношения NaCl и MgCl₂ в составе раствора солей. Благодаря проведенным ранее исследованиям (Chuvilin et al., 2022b) выявлено, что интенсивность миграции и накопления

Название контактного раствора	Содержание основных компонентов, %		C _{кр} , %
	NaCl	MgCl ₂	
Р-1	77	15	0,47
Р-2	81	11	0,58
Р-3	100	0	0,80

Табл. 4. Влияние основных компонентов в составе контактного раствора на критическую концентрацию соли ($C_{кр}$), вызывающую полное разложение порового гидрата, при температуре -6 °С в мерзлом гидратосодержащем песке

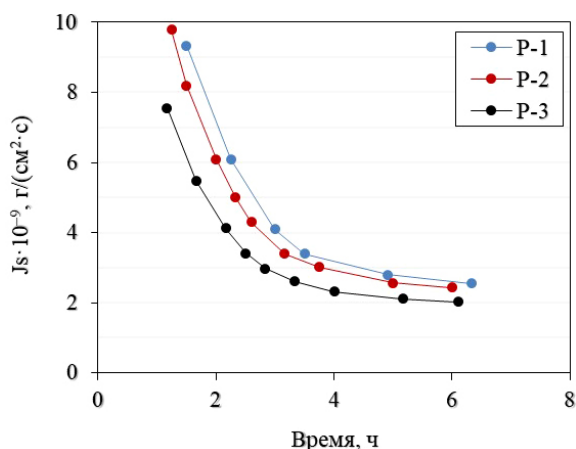


Рис. 6. Влияние состава солевого раствора на среднюю плотность потока ионов солей (J_s) в мерзлый гидратосодержащий образец песка ($W = 12 \pm 1,1\%$) при взаимодействии с замороженными 0,1н солевыми растворами Р-1, Р-2 и Р-3 при $P = 0,1$ МПа, $t = -6$ °С

Название контактного раствора	Содержание основных компонентов, %		D_{ef} (см ² /с)
	NaCl	MgCl ₂	
Р-1	77	15	$4,0 \cdot 10^{-7}$
Р-2	81	11	$3,8 \cdot 10^{-7}$
Р-3	100	0	$1,7 \cdot 10^{-7}$

Табл. 5. Влияние основных компонентов в составе контактного раствора на эффективный коэффициент диффузии миграции ионов солей в мерзлом гидратосодержащем образце песка ($W = 12 \pm 1,1\%$, $P = 0,1$ МПа, $t = -6$ °С, $C_{p-pa} = 0,1$ н)

солей увеличивается в ряду $Na_2SO_4 - KCl - CaCl_2 - NaCl - MgCl_2$ (рис. 7). Это сопровождается повышением величины критической концентрации разложения порового газового гидрата. При этом сульфаты не оказывают значительного влияния на стабильность гидрата.

ЯМР исследования фазовых превращений в льдо-гидратосодержащих образцах при солепереносе

В рамках проводимых исследований для оценки фазовых превращений в льдо-гидратосодержащих грунтовых системах в процессе солепереноса был задействован ЯМР-релаксометр Geospec 2-53 (Oxford Instruments Inc, Великобритания). Одной из важных особенностей данной модели ЯМР-релаксометра, работающего на частоте 2,28 МГц с магнитным полем 0,05 Тл, является наличие дополнительного набора градиентных катушек, расположенных вдоль каждой стороны магнита. Такая конструкция прибора ЯМР позволяет определять не только общий объем жидкой фазы воды в исследуемом образце, но и получить одномерный профиль (1D) её распределения по высоте образца (Mukhametdinova et al., 2021).

Для исследования газо- и гидратонасыщенных дисперсных сред был изготовлен специальный ЯМР-кернадержатель, который представлял собой ячейку высокого давления с рабочим объемом ~ 40 см³, оборудованную газовым манометром и арматурой для подачи газа (Bukhanov et al., 2022). Его уникальность заключается в том, что он полностью изготовлен из высокопрочного пластика (РЕЕК Zedex-324), который имеет рабочую температуру в диапазоне от -50 °С до $+250$ °С, характеризуется низкой теплопроводностью ($\sim 0,2$ Вт/м·К), высокой

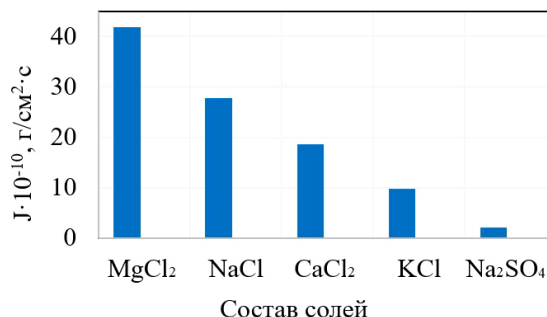


Рис. 7. Влияние химического состава контактного раствора на плотность потока ионов солей в мерзлый гидратосодержащий песчаный образец ($W = 12 \pm 1,1\%$), через 4 ч после начала взаимодействия с замороженным солевым раствором ($t = -6$ °С, $C_{p-pa} = 0,1$ н, $P = 0,1$ МПа) (Chuvilin et al., 2022b)

прочностью и малой помехой для ЯМР сигналов. Таким образом, данный кернодержатель позволяет проводить исследования фазового состава поровой воды в дисперсных средах под давлением газа до 8,0 МПа и температуре от -10°C до $+25^{\circ}\text{C}$. Более подробно методика проведения ЯМР исследований применительно к льдо- и гидратосодержащим образцам в условиях солепереноса представлена в (Буханов и др., 2024).

Анализ в ходе ЯМР исследований распределения количества жидкой фазы воды в мерзлых гидратосодержащих песчаных образцах, вызванного диффузией ионов солей различного химического состава, позволяет выделить две особенности. Прежде всего, отмечается закономерное продвижение во времени фронта повышенного содержания жидкой фазы в направлении миграционного потока от солевого контакта к противоположному торцу грунтового образца. Кроме того, прослеживается закономерное влияние химического состава контактирующего раствора на интенсивность продвижения фронта жидкой компоненты. Так, на рис. 8а видно, что через 1 час после взаимодействия мерзлого гидратосодержащего песка с замороженным солевым раствором Р-3 фронт повышенного содержания жидкой фазы воды продвинулся примерно на 3,1 см от места контакта. Через 2,5 часа от начала эксперимента повышенное содержание жидкой компоненты в мерзлом гидратосодержащем песчаном образце прослеживалось уже на расстоянии 4,4 см от области контакта (рис. 8б). При этом в эксперименте с раствором Р-2 при аналогичных термобарических условиях отмечалась более активная динамика (примерно на 25–30%) продвижения жидкой компоненты вдоль льдо- и гидратосодержащего образца. В этом эксперименте уже через 2,5 часа после его начала повышенное содержание жидкой компоненты достигло противоположного торца образца (рис. 8б). Следует отметить, что в обоих описываемых экспериментах, несмотря на повышение содержания жидкой фазы воды в ходе солепереноса, наблюдалось лишь частичное плавление порового льда, то есть в ходе всего опыта образцы оставались мерзлыми.

Отмеченные особенности в динамике изменения жидкой фазы воды вдоль льдо- и гидратосодержащих грунтовых образцов являются результатом диффузии ионов соли, которые в процессе солепереноса способствуют частичному плавлению порового льда и диссоциации порового гидрата с образованием некоторого количества неравновесной (переохлажденной и незамерзшей) поровой воды. При этом более интенсивное продвижение фронта жидкой компоненты при контакте мерзлого гидратосодержащего образца с раствором Р-2, по сравнению с раствором Р-3, вызвано, как показано выше, большей миграционной способностью ряда ионов, входящих в его состав, а именно ионами соли MgCl_2 . Это хорошо подтверждается экспериментальными данными, где для мерзлых гидратосодержащих образцов, контактирующих с раствором 100% MgCl_2 (концентрация 0,16н), интенсивность продвижения жидкой фазы воды была на 20–30% больше, чем при контакте с 100% NaCl (раствор Р-3) аналогичной концентрации (рис. 9).

В ходе ЯМР исследований получена динамика движения фронта жидкой фазы воды для величины $W_{\text{liquid}} = 1\%$ для экспериментов с различными солевыми растворами

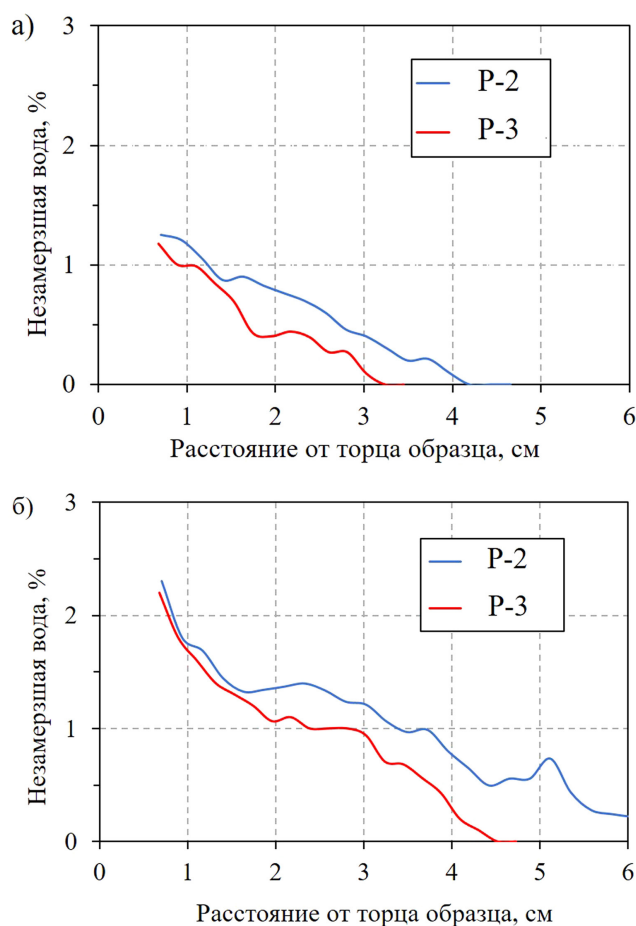


Рис. 8. Распределение количества жидкой воды вдоль мерзлых гидратосодержащих образцов, контактирующих с замороженными 0,1н солевыми растворами Р-2 и Р-3 при -6°C и $P = 0,1$ МПа через 1 час (а) и 2,5 часа (б) после начала эксперимента

(рис. 10). Это позволило оценить скорости движения фронта жидкой фазы воды, связанной с солепереносом, в мерзлом гидратосодержащем образце при его контакте с солевыми растворами NaCl , MgCl_2 , а также Na_2SO_4 . Для контактного раствора MgCl_2 эта скорость оказалась на 26% выше, чем для эксперимента с раствором NaCl , а для контактного раствора Na_2SO_4 эта скорость была почти в 3,5 раза ниже по сравнению с раствором NaCl .

В целом, по результатам ЯМР исследований установлено, что интенсивность движения фронта жидкой фазы воды в ходе солепереноса в мерзлом гидратонасыщенном песке при фиксированной отрицательной температуре (-6°C) и при его контакте с солевыми растворами увеличивается в ряду $\text{Na}_2\text{SO}_4 - \text{NaCl} - \text{MgCl}_2$, что полностью согласуется с данными по интенсивности диффузии ионов солей, представленными выше.

Обсуждение результатов

Как показывают результаты экспериментального моделирования, взаимодействие мерзлых гидратосодержащих пород с солевыми растворами, близкими по составу к криопэгам, может стать причиной дестабилизации газогидратных образований в криолитозоне. С учетом того, что в арктической мерзлоте криопэги могут встречаться на глубинах от 20 м до 150 м (Шиманов и др., 2019), их перетоки в ходе бурения разведочных

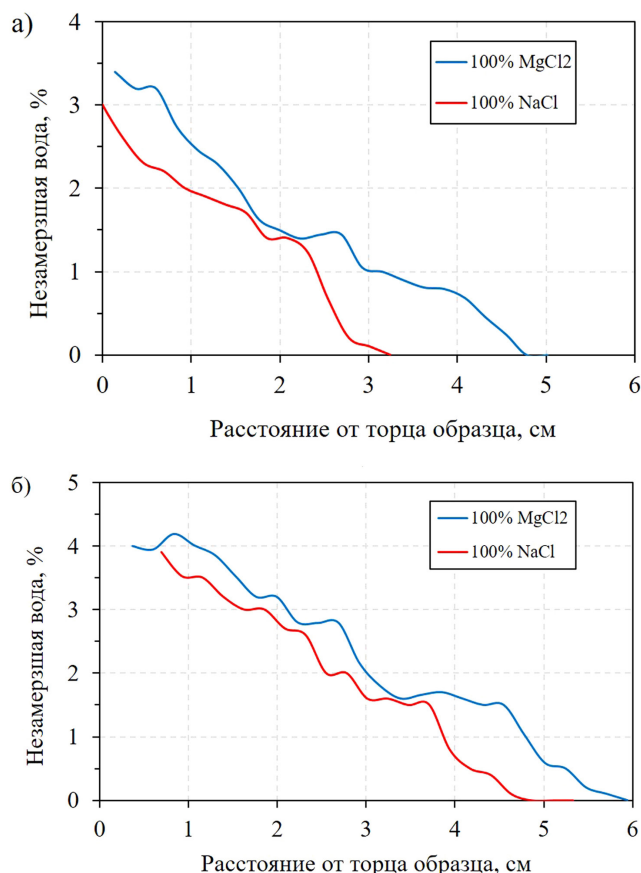


Рис. 9. Распределение количества жидкой воды вдоль мерзлых гидратосодержащих образцов, контактирующих с замороженными 0,16н солевыми растворами при -6°C и $P = 0,1$ МПа, через 0,8 часа (а) и 2,2 часа (б) после начала эксперимента

и добывающих скважин способны вызвать активное разложение как внутримерзлотных, так и подмерзлотных газогидратов. Полученные экспериментальные данные позволяют представить схематическую модель дестабилизации внутримерзлотных газогидратных образований при перетоке криопэггов в результате бурения скважин в криолитозоне следующим образом (рис. 11). В исходном состоянии в арктической мерзлоте можно выделить стабильные и метастабильные газогидратные образования (рис. 11а). Стабильные газогидраты находятся в современной зоне стабильности, а метастабильные (или реликтовые) образовались в геологическом прошлом (тысячи и десятки тысяч лет назад) в благоприятных термодинамических условиях, но в настоящее время расположены выше современной зоны стабильности газогидратов и существуют благодаря геологическому проявлению эффекта самоконсервации газовых гидратов (Chuvilin et al., 2018).

В ходе бурения скважин вскрытие линз криопэггов приводит к их перетокам, в том числе с буровыми растворами, в нижележащие горизонты мерзлоты, где могут содержаться газогидратные образования (рис. 11б). Ионы солей из криопэггов при достижении мерзлого гидратонасыщенного горизонта мигрируют в него, вызывая дестабилизацию внутримерзлотных гидратов, а при определенной критической концентрации приводят к их полной диссоциации. Поскольку критическая концентрация диссоциации гидратов в мерзлых отложениях при давлении газа ниже равновесного значительно ниже, чем при давлении

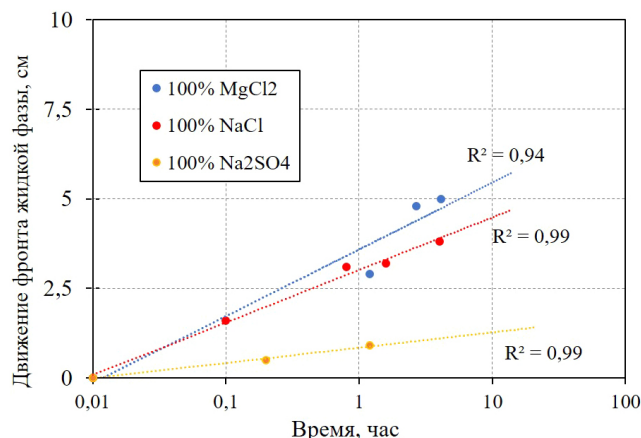


Рис. 10. Динамика движения фронта жидкой фазы воды ($W_{\text{liquid}} = 1,0\%$) в мерзлом гидратосодержащем образце песка ($t = -6^{\circ}\text{C}$, $P = 0,1$ МПа) при солепереносе в результате контакта с 0,16н солевыми растворами различного химического состава

выше равновесного (Чувиллин и др., 2023), то в первую очередь происходит дестабилизация метастабильных газогидратных скоплений (рис. 11в). Учитывая, что миграция солей в мерзлые горизонты, содержащие газогидраты в стабильных условиях, происходит гораздо медленнее, чем в метастабильных условиях, в последних фронты засоления и разложения газогидратов проникают глубже (рис. 11г). В результате метастабильный газогидратный резервуар может полностью разложиться, а стабильные газогидратные образования, находящиеся при более высоких давлениях, лишь частично диссоциировать. Выделяющийся при диссоциации газогидратов метан может скапливаться в высокопроницаемых горизонтах мерзлых пород и тем самым образовывать внутримерзлотные газовые карманы, а также мигрировать вверх по разрезу вдоль ствола скважины по более проницаемым зонам, сформированным в ореолах оттаивания при бурении и эксплуатации скважины.

Подобные газовыделения в процессе бурения добывающих скважин и заколонные газопроявления при их эксплуатации неоднократно фиксировались на месторождениях севера Западной Сибири (Аветов, Якушев, 2017; Аветов и др., 2018; Якушев, 2019; Yakushev, 2023). Однако, несмотря на повышенные риски возникновения и развития аварийных ситуаций, которые впоследствии могут привести к потере устойчивости ствола скважины, решение данных проблем на практике носит спонтанный характер, т.к. подготовка эффективных рекомендаций и регламентов требует научных исследований, разработку оригинального подхода и учета актуального мерзлотно-геологического строения на всю мощность мерзлых грунтов для рассматриваемой территории.

Заключение

Анализ природных условий залегания мерзлых гидратосодержащих пород в арктической криолитозоне указывает на возможность диссоциации природных газовых гидратов по причине взаимодействия мерзлых гидратосодержащих отложений с природными солевыми растворами – криопэггами и морской водой. Это возможно при проникновении ионов солей в гидратонасыщенные

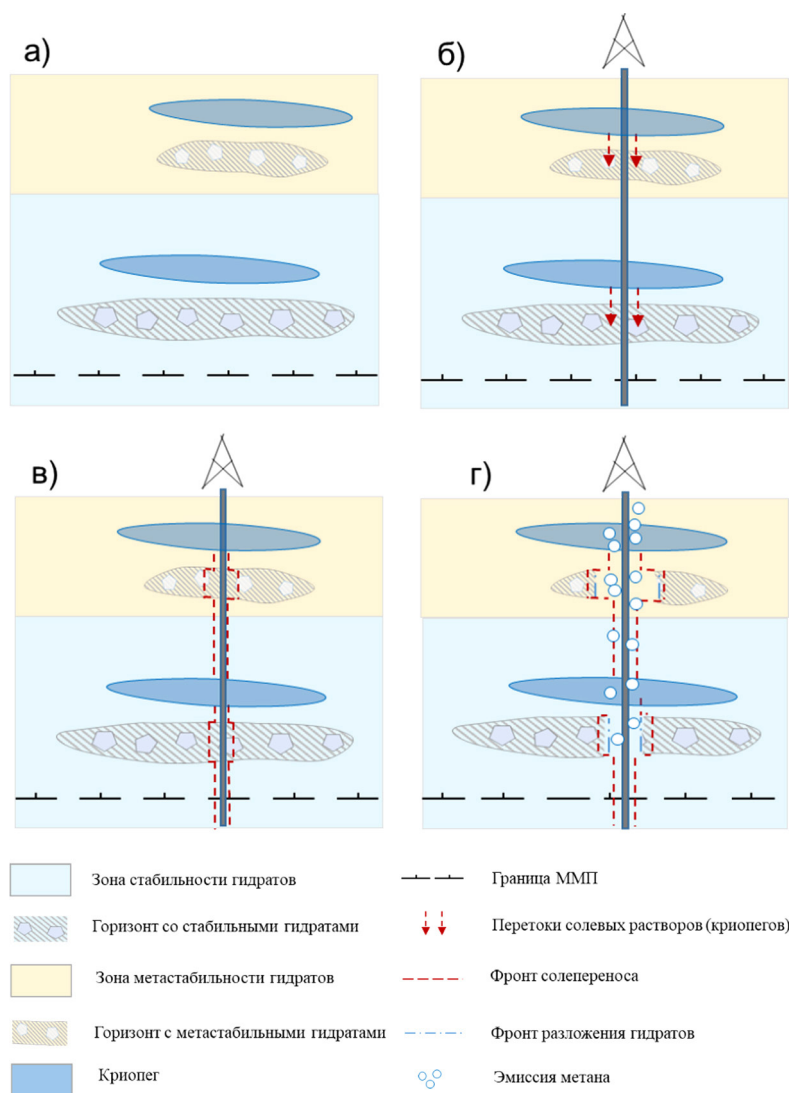


Рис. 11. Схематическая модель дестабилизации внутримерзлотных газогидратных образований при перетоке криопеггов в результате бурения скважин в криолитозоне: а) исходное состояние; б) переток внутримерзлотных солевых вод (криопеггов) в ходе бурения; в) начало взаимодействия криопеггов с гидратосодержащими горизонтами; г) засоление гидратосодержащих горизонтов и разложение газогидратных образований

породы вследствие разрушения криопеггов и перетоков морской воды при бурении скважин нефтегазового комплекса.

В настоящей работе проведено экспериментальное моделирование взаимодействия мерзлых гидратонасыщенных образцов с замороженными солевыми растворами, близкими по составу к природным солевым растворам (криопегам), при атмосферном давлении и постоянной отрицательной температуре -6°C .

В ходе экспериментального моделирования выявлено, что изменение соотношения содержания солей NaCl и MgCl_2 в контактном растворе значительно влияет на процессы солепереноса и последующей диссоциации порового газового гидрата: с понижением содержания NaCl эти процессы интенсифицируются. На основании проведенных экспериментов для каждого солевого раствора получены основные параметры солепереноса (средние потоки солей, эффективный коэффициент диффузии) и значения критической концентрации, вызывающей полную диссоциацию порового газового гидрата. При понижении

содержания NaCl (и повышения MgCl_2 , соответственно) в солевом растворе, взаимодействующим с мерзлым гидратосодержащим образцом, плотность миграционного потока соли и коэффициент диффузии увеличиваются, а величина критической концентрации снижается.

На основе метода низкочастотной ЯМР-релаксометрии проведены специальные исследования по оценке фазовых превращений в мерзлых гидратосодержащих песчаных породах при их взаимодействии с замороженными солевыми растворами. Эти результаты позволили выявить закономерности продвижения во времени фронта повышенного содержания жидкой фазы в направлении миграционного потока, а также оценить влияние химического состава контактирующего раствора на интенсивность продвижения этого фронта.

Выполненные экспериментальные исследования позволяют рассматривать внутримерзлотные солевые растворы (криопегги) как один из возможных факторов дестабилизации газогидратных скоплений в криолитозоне при разработке нефтегазовых месторождений в Арктике.

Финансирование/Благодарности

Представленные исследования выполнены при финансовой поддержке грантов РНФ № 22-17-00112 и № 22-67-00025.

Публикация статьи поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-10-2022-011 в рамках программы развития НЦМУ.

Авторы благодарят коллег из ЦКП «ФабЛаб и Мастерская» за помощь в разработке и изготовлении экспериментального оборудования.

Литературы

- Аветов Н.Р., Краснова Е.А., Якушев В.С. (2018). О возможных причинах и природе газовыделений вокруг газовых и газоконденсатных скважин на территории Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. *Вестник Газовой Науки*, 33(1), с. 33–40.
- Аветов Н.Р., Якушев В.С. (2017). Распространение и особенности заколонных газопроявлений на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении. *Газовая Промышленность*, 6(753), с. 26–28.
- Аксенов В.И., Геворкян С.Г. (2023). Засоленные и льдистые мерзлые грунты Арктического побережья как основание сооружений. Москва: ООО «МАФ», 280 с.
- Буханов Б.А., Чувилин Е.М., Мухаметдинова А.З., Кривохат Е.О. (2024). Применение технологии ЯМР для исследования жидкой фазы воды в мерзлых гидратосодержащих породах при различных термобарических условиях. *Российский химический журнал (Журнал Российского химического общества)*, 68(4), с. 81–87. DOI: 10.6060/rj.2024684.10
- Давлетшина Д.А., Чувилин Е.М. (2020). Экспериментальная оценка возможности газогидратообразования в тонкодисперсных грунтах при отрицательных температурах. *Криосфера Земли*, 24(4), с. 25–33.
- Дзюбю А.Д., Алексеева К.В., Перекрестов В.Е., Сян Х. (2020). Природные и техногенные риски при освоении нефтегазовых месторождений на шельфе арктических морей. *Безопасность труда в промышленности*, (4), с. 74–81. DOI: 10.24000/0409-2961-2020-4-74-81
- Иванова Н.В., Ривкин Ф.М., Власова Ю.В. (2008). Строение и закономерности формирования криогенной толщи на побережье Печорского моря. *Криосфера Земли*, 12(2), с. 19–24.
- Казакевич Г.И., Повешенко Ю.А., Подрыга В.О., Рагимли П. И. К., Бакир А. Э. Э. Б. А., Абу-Наб, А. К. И. (2022). Математическое моделирование диссоциации газовых гидратов в пористой среде с учетом льда и соли. *Препринты Института прикладной математики им. М.В. Келдыша РАН*, (0), с. 11–26. <https://doi.org/10.20948/prepr-2022-11>
- Кияшко Н.В. (2014). «Закономерности изменения фазового и химического состава, теплофизических характеристик засоленных пород и криопгзов п-ова Ямал в процессе их криогенного метаморфизма», *Дисс. канд. геолого-минерал. наук*. Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва, 138 с.
- Макогон Ю.Ф. (1974). Гидраты природных газов. М.: Недра, 208 с.
- Малахова В.В. (2020). Влияние диффузии соли на стабильность метангидратов Арктического шельфа. *Интерэкспо Гео-Сибирь*, 4(1), с. 91–97. DOI: 10.33764/2618-981X-2020-4-1-91-97
- Малахова В.В., Елисеев А.В. (2020). Влияние диффузии солей на состояние и распространение многолетнемерзлых пород и зоны стабильности метан-гидратов шельфа моря Лаптевых. *Лёд и Снег*, 60(4), с. 533–546. DOI: 10.31857/S2076673420040058
- Стрелецкая И.Д. (2016). Метан в подземных льдах и мерзлых отложениях-причина опасных геологических процессов в Арктике. Перспективы развития инженерных изысканий в строительстве в Российской Федерации. *XII Общероссийская конференция изыскательских организаций*, Москва, Россия, 07-09 декабря, с. 283–288.
- Стрелецкая И.Д., Лейбман М.О. (2002). Криогеохимическая взаимосвязь пластовых льдов, криопгзов и вмещающих их отложений Центрального Ямала. *Криосфера Земли*, 6(3), с. 15–24.
- Сухорукова А.Ф. (2015). Состояние изученности криопгзов в арктической зоне Сибири. *Интерэкспо Гео-Сибирь*, 2(1), с. 172–176.
- Трофимов В.Т., Красилов Н.С. (2017). Закономерности изменения степени и пространственного распределения засоленности грунтов многолетнемерзлых грунтовых толщ Арктического побережья России. *Инженерно-геологические задачи современности и методы их решения*, Москва, Россия, 13-14 апреля, с. 8–16.

Чувилин Е.М., Гурьева О.М. (2009). Экспериментальное изучение образования гидратов CO₂ в поровом пространстве промерзающих и мерзлых пород. *Криосфера Земли*, 13(3), с. 70–79.

Чувилин Е.М., Екимова В.В., Давлетшина Д.А., Буханов, Б.А., Кривохат, Е.О. (2023). Солеперенос в мерзлых породах, содержащих гидрат метана, при их взаимодействии с солевыми растворами. *Криосфера Земли*, 27(6), с. 40–50. DOI: 10.15372/KZ20230604

Шиманов А.А., Комаров И.А., Киреева Т.А. (2019). Особенности изменения химического состава криопгзов полуострова Ямал в процессе криогенного концентрирования. *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, (6), с. 73–80.

Якушев В.С. (2009). Природный газ и газовые гидраты в криолитозоне. Москва: ООО «ВНИИГаз», 190 с.

Якушев В.С. (2019). Проблемы освоения месторождений полуострова Ямал, связанные с загазованностью слоя вечной мерзлоты. *Научный Журнал Российского Газового Общества*, 3–4 (22–23), с. 49–53.

Bukhanov B.A., Chuvilin E.M., Mukhametdinova A.Z., Sokolova N.S., Afonin M.Y., Istomin V.A. (2022). Estimation of residual pore water content in hydrate-bearing sediments at temperatures below and above 0 °C by NMR. *Energy & Fuels*, 36(24), pp. 14789–14801. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.2c03089>

Chuvilin E.M., Bukhanov B.A., Davletshina D.A., Grebenkin S.I., Istomin V.A. (2018). Dissociation and self-preservation of gas hydrates in permafrost. *Geosciences*, 8(12), 431. <https://doi.org/10.3390/geosciences8120431>

Chuvilin E.M., Ekimova V.V., Bukhanov B.A., Grebenkin S.I., Shakhova N.E., Semiletov I.P. (2019a). Role of warming in destabilization of intrapermafrost gas hydrates in the arctic shelf: Experimental modeling. *Geosciences*, 9(10), 407. <https://doi.org/10.3390/geosciences9100407>

Chuvilin E.M., Ekimova V.V., Bukhanov B.A., Grebenkin S.I., Shakhova N.E., Semiletov I.P. (2019b). Role of salt migration in destabilization of intra permafrost hydrates in the Arctic Shelf: Experimental modeling. *Geosciences*, 9(4), 188. <https://doi.org/10.3390/geosciences9040188>

Chuvilin E.M., Ekimova V.V., Davletshina D.A., Bukhanov B.A., Krivokhat E.O., Shilenkov V. (2022a). Temperature variation during salt migration in frozen hydrate-bearing sediments: Experimental modeling. *Geosciences*, 12(7), 261. DOI: 10.3390/geosciences12070261

Chuvilin E.M., Ekimova V.V., Davletshina D.A., Bukhanov B.A., Krivokhat E.O., Shilenkov V. (2022b). Migration of Salt Ions in Frozen Hydrate-Saturated Sediments: Temperature and Chemistry Constraints. *Geosciences*, 12(7), 276. DOI: 10.3390/geosciences12070276

Chuvilin E.M., Ekimova V.V., Davletshina D.A., Bukhanov B.A., Krivokhat E.O. (2023). Migration of Salt Ions in Frozen Hydrate-Saturated Sand: Effect of Silt and Clay Particles. *Energy & Fuels*, 37(7), pp. 5331–5340. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.3c00274

Chuvilin E.M., Ekimova V.V., Davletshina D.A., Krivokhat E.O., Shilenkov V., Bukhanov B.A. (2022c). Pressure Influence on Salt Migration in Frozen Hydrate-Saturated Sediments: Experimental Modeling. *Energy & Fuels*, 36(18), pp. 10519–10528. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.2c01282

Makogon Y.F. (2010). Natural gas hydrates – A promising source of energy. *Journal of natural gas science and engineering*, 2(1), pp. 49–59. DOI: 10.1016/j.jngse.2009.12.004

Max M.D. (ed.) (2000). Natural gas hydrate in oceanic and permafrost environments. Washington: Kluwer Academic Publishers, 419 p.

Mukhametdinova A.Z., Habina-Skrzyniarz I., Kazak A.V., Krzyżak A.T. (2021). NMR relaxometry interpretation of source rock liquid saturation — A holistic approach. *Marine and Petroleum Geology*, 132, 105165. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105165>

Shakhova N.E., Semiletov I.P., Chuvilin E.M. (2019). Understanding the permafrost–hydrate system and associated methane releases in the East Siberian Arctic Shelf. *Geosciences*, 9(6), 251. <https://doi.org/10.3390/geosciences9060251>

Yakushev V. (2023). Environmental and Technological Problems for Natural Gas Production in Permafrost Regions. *Energies*, 16, 4522. <https://doi.org/10.3390/en16114522>

Сведения об авторах

Евгений Михайлович Чувилин – кандидат геол.-минерал. наук, доцент, ведущий научный сотрудник, Центр науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, территория ИЦ “Сколково”, ул. Сикорского, д. 11

e-mail: e.chuvilin@skoltech.ru

Екатерина Олеговна Кривохат – аспирант, Центр науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, территория ИЦ “Сколково”,
ул. Сикорского, д. 11
e-mail: ekaterina.krivokhat@skoltech.ru

Борис Александрович Буханов – кандидат геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник, Центр науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, территория ИЦ “Сколково”,
ул. Сикорского, д. 11
e-mail: b.bukhanov@skoltech.ru

Валентина Васильевна Екимова – кандидат тех. наук, инженер, Центр науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий центра науки и технологий

Россия, 121205, Москва, территория ИЦ “Сколково”,
ул. Сикорского, д. 11
e-mail: vvekimova1992@gmail.ru

Алия Захрафовна Мухаметдинова – кандидат тех. наук, старший научный сотрудник, Центр науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий центра науки и технологий

Россия, 121205, Москва, территория ИЦ “Сколково”,
ул. Сикорского, д. 11
e-mail: a.mukhametdinova@skoltech.ru

Статья поступила в редакцию 05.12.2024;

Принята к публикации 16.04.2025; Опубликована 20.09.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Destabilization of intrapermafrost gas hydrates by salt migration from cryopegs: experimental results

E.M. Chuvilin^{1*}, E.O. Krivokhat¹, B.A. Bukhanov^{1,2}, V.V. Ekimova¹, A.Z. Mukhametdinova¹

¹Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow, Russian Federation

²Institute of Geosphere Dynamics of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Evgeny M. Chuvilin, e-mail: e.chuvilin@skoltech.ru

Abstract. The migration of dissolved salts from natural saline solutions (cryopeg brines or seawater) into permafrost and its effect on the dissociation of intrapermafrost gas hydrates is studied in laboratory experiments. The experiments are applied to laboratory-made frozen sand samples saturated with methane hydrate and exposed to interaction with chemically different frozen saline solutions simulating cryopeg brines. The runs were performed at atmospheric pressure and a constant subzero temperature of approximately $-6\text{ }^{\circ}\text{C}$, i.e., under the P-T conditions that can maintain self-preservation of metastable methane pore hydrates.

Variations in the $\text{NaCl}/\text{MgCl}_2$ concentration ratio in the solutions affect significantly the salt transport patterns and the salinity level critical for complete hydrate dissociation. Specifically, both salt migration and hydrate dissociation in frozen soils are faster at lower NaCl and higher MgCl_2 concentrations.

Phase transitions in the pore moisture of frozen hydrate-bearing sand samples interacting with frozen saline solutions are analyzed using low-field NMR relaxometry. According to the NMR data, the front of elevated liquid water content propagates along the salt flow direction, at a rate increasing with the mobility of salt ions in the series $\text{Na}_2\text{SO}_4 - \text{NaCl} - \text{MgCl}_2$.

The experimental results confirm that migration of natural saline solutions (e.g., cryopeg brines or seawater) driven by natural or production-related factors can destabilize intrapermafrost gas hydrates.

Keywords: Arctic, permafrost, natural gas hydrates, cryopegs, salt transfer, gas hydrate dissociation, methane emission

Acknowledgements

The presented research was carried out with the support of the Russian Science Foundation Grants No. 22-17-00112 and No. 22-67-00025.

The publication of the article was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-10-2022-011 within the framework of the development program for a world-class Research Center.

The authors are grateful to colleagues from the “Fablab and Machine Shop” (Skoltech) for assistance in developing and manufacturing experimental equipment.

Recommended citation: Chuvilin E.M., Krivokhat E.O., Bukhanov B.A., Ekimova V.V., Mukhametdinova A.Z. (2025). Destabilization of intrapermafrost gas hydrates by salt migration from cryopegs: experimental results. *Georesursy = Georesources*, 27(3), pp. 77–88. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.6>

References

- Aksenov V.I., Gevorkyan S.G. (2023). Saline and icy frozen soils of the Arctic coast as a foundation for structures. Moscow: MAF, 280 p. (In Russ.)
- Avetov N.R., Krasnova E.A., Yakushev V.S. (2018). On the possible causes and nature of gas emissions around gas and gas condensate wells in the territory of the Yamburg oil and gas condensate field. *Vesti Gazovoy Nauki*, 33(1), pp. 33–40. (In Russ.)
- Avetov N.R., Yakushev V.S. (2017). Distribution and features of behind-the-casing gas shows at the Yamburg oil and gas condensate field. *Gazovaya promyshlennost*, 6(753), pp. 26–28. (In Russ.)
- Bukhanov B.A., Chuvilin E.M., Mukhametdinova A.Z., Krivokhat E.O. (2024). Application of NMR in study of the liquid water phase in frozen hydrate-containing sediments under various thermobaric conditions. *Rossiiskii Khimicheskii Zhurnal (Russian Chemistry Journal)*, 68(4), pp. 81–87. (In Russ.) DOI: 10.6060/rcj.2024684.10
- Bukhanov B.A., Chuvilin E.M., Mukhametdinova A.Z., Sokolova N.S., Afonin M.Y., Istomin V.A. (2022). Estimation of residual pore water content in hydrate-bearing sediments at temperatures below and above $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ by NMR. *Energy & Fuels*, 36(24), pp. 14789–14801. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.2c03089>
- Chuvilin E.M., Bukhanov B.A., Davletshina D.A., Grebenkin S.I., Istomin V.A. (2018). Dissociation and self-preservation of gas hydrates in permafrost. *Geosciences*, 8(12), 431. <https://doi.org/10.3390/geosciences8120431>

- Chuvilin E.M., Ekimova V.V., Bukhanov B.A., Grebenkin S.I., Shakhova N.E., Semiletov I.P. (2019a). Role of warming in destabilization of intrapermafrost gas hydrates in the arctic shelf: Experimental modeling. *Geosciences*, 9(10), 407. <https://doi.org/10.3390/geosciences9100407>
- Chuvilin E.M., Ekimova V.V., Bukhanov B.A., Grebenkin S.I., Shakhova N.E., Semiletov I.P. (2019b). Role of salt migration in destabilization of intra permafrost hydrates in the Arctic Shelf: Experimental modeling. *Geosciences*, 9(4), 188. <https://doi.org/10.3390/geosciences9040188>
- Chuvilin E.M., Ekimova V.V., Davletshina D.A., Bukhanov B.A., Krivokhat E.O. (2023). Migration of Salt Ions in Frozen Hydrate-Saturated Sand: Effect of Silt and Clay Particles. *Energy & Fuels*, 37(7), pp. 5331–5340. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.3c00274
- Chuvilin E.M., Ekimova V.V., Davletshina D.A., Bukhanov B.A., Krivokhat E.O., Shilenkov V. (2022a). Temperature variation during salt migration in frozen hydrate-bearing sediments: Experimental modeling. *Geosciences*, 12(7), 261. DOI: 10.3390/geosciences12070261
- Chuvilin E.M., Ekimova V.V., Davletshina D.A., Bukhanov B.A., Krivokhat E.O., Shilenkov V. (2022b). Migration of Salt Ions in Frozen Hydrate-Saturated Sediments: Temperature and Chemistry Constraints. *Geosciences*, 12(7), 276. DOI: 10.3390/geosciences12070276
- Chuvilin E.M., Ekimova V.V., Davletshina D.A., Bukhanov, B.A., Krivokhat, E.O. (2023). Salt transfer in frozen rocks containing methane hydrate during their interaction with salt solutions. *Earth's Cryosphere*, 27(6), pp. 40–50. (In Russ.) DOI: 10.15372/KZ20230604
- Chuvilin E.M., Ekimova V.V., Davletshina D.A., Krivokhat E.O., Shilenkov V., Bukhanov B.A. (2022c). Pressure Influence on Salt Migration in Frozen Hydrate-Saturated Sediments: Experimental Modeling. *Energy & Fuels*, 36(18), pp. 10519–10528. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.2c01282
- Chuvilin E.M., Gureva O.M. (2009). Experimental study of the formation of CO₂ hydrates in the pore space of freezing and frozen rocks. *Earth's Cryosphere*, 13(3), pp. 70–79. (In Russ.)
- Davletshina D.A., Chuvilin E.M. (2020). Experimental assessment of the possibility of gas hydrate formation in fossil dispersed soils at negative temperatures. *Earth's Cryosphere*, 24(4), pp. 25–33. (In Russ.) DOI: 10.21782/KZ1560-7496-2020-4(25-33)
- Dzyublo A.D., Alekseeva K.V., Perekrestov V.E., Syan H. (2020). Natural and technogenic risks in the development of oil and gas fields on the shelf of the Arctic seas. *Bezopasnost truda v promyshlennosti*, (4), pp. 74–81. (In Russ.) DOI: 10.24000/0409-2961-2020-4-74-81
- Ivanova N.V., Rivkin F.M., Vlasova Y.V. (2008). Structure and patterns of formation of cryogenic strata on the coast of the Pechora Sea. *Earth's Cryosphere*, 12(2), pp. 19–24. (In Russ.)
- Kazakevich G.I., Poveschenko Y.A., Podryga V.O., Ragimli P.I.K., Bakir A.E., Abu-Nab, A. K. I. (2022). Mathematical modeling of gas hydrate dissociation in a porous medium taking into account ice and salt. *KIAM Preprint*, (0), pp. 11–26. (In Russ.) <https://doi.org/10.20948/prepr-2022-11>
- Kiyashko N.V. (2014). Patterns of change in phase and chemical composition, thermophysical characteristics of saline rocks and cryopegs of the Yamal Peninsula during their cryogenic metamorphism. Cand. geol. and min. sci. diss. Lomonosov Moscow State University, Moscow, 138 p. (In Russ.)
- Makogon Y.F. (2010). Natural gas hydrates – A promising source of energy. *Journal of natural gas science and engineering*, 2(1), pp. 49–59. DOI: 10.1016/j.jngse.2009.12.004
- Makogon Y.F. (1974). Natural gas hydrates. Moscow: Nedra, 208 p. (In Russ.)
- Malakhova V.V. (2020). Influence of salt diffusion on the stability of methane hydrates in the Arctic shelf. *Interexpo Geo-Siberia*, 4(1), pp. 91–97. (In Russ.) DOI: 10.33764/2618-981X-2020-4-1-91-97
- Malakhova V.V., Eliseev A.V. (2020). The influence of salt diffusion on the state and distribution of permafrost and the stability zone of methane hydrates on the Laptev Sea shelf. *Ice and Snow*, 60(4), pp. 533–546. (In Russ.) DOI: 10.31857/S2076673420040058
- Max M.D. (ed.) (2000). Natural gas hydrate in oceanic and permafrost environments. Washington: Kluwer Academic Publishers, 419 p.
- Mukhametdinova A.Z., Habina-Skrzyniarz I., Kazak A.V., Krzyżak A.T. (2021). NMR relaxometry interpretation of source rock liquid saturation – A holistic approach. *Marine and Petroleum Geology*, 132, 105165. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105165>
- Shakhova N.E., Semiletov I.P., Chuvilin E.M. (2019). Understanding the permafrost–hydrate system and associated methane releases in the East Siberian Arctic Shelf. *Geosciences*, 9(6), 251. <https://doi.org/10.3390/geosciences9060251>
- Shimanov A.A., Komarov I.A., Kireeva T.A. (2019). Features of changes in the chemical composition of cryopegs of the Yamal Peninsula during cryogenic concentration. *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*, (6), pp. 73–80. (In Russ.)
- Streletskaya I. D., Lejbman M. O. (2002). Cryogeochemical relationship of sheet ice, cryopegs and host sediments of Central Yamal. *Earth's Cryosphere*, 6(3), pp. 15–24. (In Russ.)
- Streletskaya I.D. (2016). Methane in underground ice and frozen sediments is the cause of dangerous geological processes in the Arctic. Prospects for the development of engineering surveys in construction in the Russian Federation. *XII All-Russian Conference of Survey Organizations*, Moscow, Russia, December 7–9, pp. 283–288. (In Russ.)
- Sukhorukova A.F. (2015). The state of knowledge of cryopegs in the Arctic zone of Siberia. *Interexpo Geo-Siberia*, 2(1), pp. 172–176. (In Russ.)
- Trofimov V.T., Krasilova N.S. (2017). Regularities of change in the degree and spatial distribution of soil salinity in permafrost soil strata of the Arctic coast of Russia. *Engineering and geological problems of our time and methods for solving them*, Moscow, Russia, April 13–14, pp. 8–16. (In Russ.)
- Yakushev V. (2023). Environmental and Technological Problems for Natural Gas Production in Permafrost Regions. *Energies*, 16, 4522. <https://doi.org/10.3390/en16114522>
- Yakushev V.S. (2009). Natural gas and gas hydrates in the cryolithozone. Moscow: VNIIGaz, 190 p. (In Russ.)
- Yakushev V.S. (2019). Problems of development of deposits of the Yamal Peninsula, connected with gas pollution of the permafrost layer. *Nauchnyy Zhurnal Rossiyskogo Gazovogo Obshchestva*, 3–4 (22–23), pp. 49–53. (In Russ.)

About the Authors

Evgeny M. Chuvilin – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Leading Research Scientist, Center for Petroleum Science and Engineering, Skolkovo Institute of Science and Technology

11, Sikorskogo st., Skolkovo Information Center, Moscow, 121205, Russian Federation
e-mail: e.chuvilin@skoltech.ru

Ekaterina O. Krivokhat – PhD student, Center for Petroleum Science and Engineering, Skolkovo Institute of Science and Technology

11, Sikorskogo st., Skolkovo Information Center, Moscow, 121205, Russian Federation
e-mail: ekaterina.krivokhat@skoltech.ru

Boris A. Bukhanov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Research Scientist, Center for Petroleum Science and Engineering, Skolkovo Institute of Science and Technology

11, Sikorskogo st., Skolkovo Information Center, Moscow, 121205, Russian Federation
e-mail: b.bukhanov@skoltech.ru

Valentina V. Ekimova – PhD in Petroleum Engineering, Engineer, Center for Petroleum Science and Engineering, Skolkovo Institute of Science and Technology

11, Sikorskogo st., Skolkovo Information Center, Moscow, 121205, Russian Federation
e-mail: vvekimova1992@gmail.ru

Aliya Z. Mukhametdinova – Cand. Sci. (Engineering), Senior Research Scientist, Center for Petroleum Science and Engineering, Skolkovo Institute of Science and Technology

11, Sikorskogo st., Skolkovo Information Center, Moscow, 121205, Russian Federation
e-mail: a.mukhametdinova@skoltech.ru

Manuscript received 5 December 2024;

Accepted 16 April 2025;

Published 20 September 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Особенности образования гидратов природного газа со структурами КС-I и КС-II в кварцевом песке с водой и растворами полимеров

А.С. Портнягин^{1*}, И.К. Иванова¹, Л.П. Калачева¹, В.К. Иванов¹, В.В. Портнягина²

¹Институт проблем нефти и газа Сибирского отделения РАН, Якутск, Россия

²Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова, Якутск, Россия

Актуальность исследования гидратообразования многокомпонентной газовой смеси в кварцевом песке с водой и растворами полимеров обусловлена риском образования гидратов в поровом пространстве вмещающих пород при комплексном воздействии на них закачкой газа и водополимерным заводнением с целью увеличения нефтеотдачи на месторождениях, приуроченных к Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НБ НГО), которые характеризуются аномально низкими пластовыми температурами. Данные месторождения располагаются в зонах непрерывного и прерывистого распространения многолетнемерзлых пород, что в сочетании с низкими значениями теплового потока и большой теплоемкости пород слагающих их продуктивные горизонты, приводят к аномально низким пластовым температурам в пределах 8–17 °С, что на 50–60 °С ниже температуры, рассчитанной по геотермическому градиенту. Таким образом, пластовые условия залегания нефти на месторождениях НБ НГО находятся в зоне стабильности гидратов пластовых газов, а переходу газовой части месторождений в газогидратное состояние препятствует лишь отсутствие достаточного количества свободной от соли воды. В работе в качестве газа-гидратообразователя использовался природный газ Средневилюйского месторождения. Гидраты этого газа были получены в образцах кварцевого песка с размером зерен 0,4–0,3 мм. Весовая влажность песка в количестве 17,6% задавалась дистиллированной водой и следующими растворами полимеров: 1 г/л раствор полиакриламида, 5 г/л раствор натриевой соли карбоксиметилцеллюлозы и 30 г/л раствор полиэтиленгликоля. Фазовые переходы при образовании и разложении гидратов в системах «природный газ-песок-вода/раствор полимера» исследовались методом термического анализа. Показано, что в исследуемых системах образуются гидраты с кубическими структурами КС-I и КС-II. Анализ газа в гидрате КС-II проводился методом газо-адсорбционной хроматографии. Установлено, что в процессе образования гидратов КС-II происходит обогащение гидратной фазы углеводородами C₂-C₄, что является причиной смещения термодинамических условий их образования в область высоких температур и низких давлений.

Ключевые слова: природный газ, гидраты кристаллической структуры КС-I и КС-II, состав газа в гидрате, кварцевый песок, газо-адсорбционная хроматография

Для цитирования: Портнягин А.С., Иванова И.К., Калачева Л.П., Иванов В.К., Портнягина В.В. (2025). Особенности образования гидратов природного газа со структурами КС-I и КС-II в кварцевом песке с водой и растворами полимеров. *Георесурсы*, 27(3), с. 89–100. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.7>

Введение

Газовые гидраты – это нестехиометрические кристаллические соединения, которые образуются при низких температурах и высоком давлении из газа и воды. В процессе формирования газогидратов, молекулы воды образуют полиэдрический каркас с полостями, которые занимают молекулы газов. Интерес к изучению газовых

гидратов обусловлен следующими причинами: 1) условия эксплуатации трубопроводов и добычи нефти и газа могут быть благоприятными для образования газового гидрата, что приводит к закупорке трубопроводов и созданию аварийных ситуаций; 2) обнаруженные огромные залежи гидратов как под вечной мерзлотой, так и на шельфе морей могут служить источником природного газа; 3) газовый гидрат представляет собой привлекательный способ хранения больших количеств газа, таких как водород, углекислый газ и углеводородные газы (Sloan, Koh, 2008).

Основным недостатком, препятствующим масштабному распространению гидратных технологий в промышленности, является низкая скорость их образования. Стимулировать рост гидратов возможно за счет

* Ответственный автор: Альберт Серафимович Портнягин
e-mail: al220282@mail.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

использования пористых сред (Manakov, Stoporev, 2021). Увеличение интенсивности и полноты образования газогидратов в пористых средах происходит из-за улучшения условий передачи тепла в реакционной среде, за счет протекания экзотермического процесса гидратообразования, а также из-за увеличения количества центров кристаллизации и площади водогазового контакта.

Первые экспериментальные исследования гидратообразования в пористых средах начались еще в 60-х годах прошлого столетия. В настоящее время процесс гидратообразования индивидуальных газов и газовых смесей, достаточно хорошо изучен, и существует большое количество публикаций по этой теме (Макогон, 1974; Гройсман, 1985; Троицкий и др., 2015; Булейко и др., 2014; Seo et al., 2009; Kang, Lee, 2010; Pan, Schicks, 2023; Zaripova et al., 2021; Klapp et al., 2010; Чувиллин и др., 2002; Чувиллин, Козлова, 2005; Чувиллин, Гурьева, 2009; Чувиллин и др. 2019; Chuvilin et al., 2022; Aladko et al., 2004; Linga et al., 2012; Zhan et al., 2018; Wu et al., 2022; Benmesbah et al., 2020; Wang et al., 2019; Yang et al., 2016; Wang et al. 2022; Khlebnikov et al., 2017; Qin et al., 2022; Zhang et al., 2023). В этих работах показано, что пористая среда влияет на термодинамические и кинетические характеристики гидратообразования. Установлено, что с уменьшением размера пор (в диапазоне < 100 нм) равновесные условия образования газовых гидратов смещаются в область более высоких давлений и низких температур, что объясняется уменьшением активности воды в поровом пространстве. В крупно- и среднезернистом песке равновесные давления диссоциации гидратов практически идентичны таковым в объеме воды. Кроме этого, по сравнению с гидратообразованием в объеме воды, в пористой среде наличие связанной с горной породой воды снижает полноту ее перехода в гидрат. Вместе с тем публикаций, посвященных изучению состава газа в поровых гидратах, все еще недостаточно (Макогон, 1974; Булейко и др., 2014; Seo et al., 2009; Kang, Lee, 2010; Pan, Schicks, 2023).

В природе известны три кристаллические структуры газовых гидратов (КС-I, КС-II и Н), наиболее распространенными из них являются гидраты кристаллических структур КС-I и КС-II, которые обладают различными размерами и формами многогранных полостей. Известно, что небольшие молекулы газа, такие как метан и этан, образуют гидраты структуры КС-I, а более крупные молекулы пропан и бутаны – гидраты КС-II. Гидраты структуры Н в природной среде встречаются редко и впервые были обнаружены и описаны в сложном образце природного гидрата, извлеченном из каньона Баркли, расположенном на тихоокеанском побережье Канады (Lu et al., 2007) до этого считалось, что их можно получить только при искусственном синтезе.

Природный газ представляет собой смесь вышеупомянутых углеводородов и неуглеводородных компонентов, таких как сероводород, углекислый газ и азот. Каждый из этих компонентов имеет свои собственные гидратные равновесия и структурные характеристики (Wang et al., 2022). Следовательно, образование гидратов из газовой многокомпонентной смеси может привести к сосуществованию гидратных фаз с различной структурой и составом. Так, в каньоне Баркли (Lu et al., 2007) обнаружено сосуществование фаз гидратов Н и КС-II.

О залегании гидратов структур КС-I и КС-II в асфальтовом вулкане Чапопоте в южной части Мексиканского залива и в бассейне Цюндуннань в Южно-Китайском море было сообщено в работах (Klapp et al., 2010; Kida et al., 2006; Wei et al., 2021).

В лабораторных условиях сосуществующие фазы гидратов, образованные из многокомпонентной газовой смеси, в дисперсной среде были описаны в работах (Seo et al., 2009; Kang et al., 2010; Макогон, 1974; Pan, Schicks, 2023; Портнягин и др., 2024). В работах (Seo et al., 2009; Kang et al., 2010) газ-гидратообразователь имел следующий состав, %: метан 89,86; этан 6,40; пропан 2,71 и изобутан 1,03, в качестве пористой среды использовался силикагель с номинальным диаметром пор 100 нм, его влажность задавалась дистиллированной водой. Авторами установлено, что обогащение гидрата тяжелыми молекулами углеводородов усиливается в порах силикагеля, по сравнению с этим процессом в объемной воде. Кроме того, когда тяжелые молекулы углеводородов истощаются в газовой фазе во время образования смешанного гидрата, вместо структуры смешанного гидрата КС-II образуется структура гидрата метана, и обе структуры сосуществуют вместе, что также подтверждается спектроскопическим анализом ^{13}C ЯМР. В монографии Ю.Ф. Макогона изучено изменение состава газа в гидрате при ступенчатом образовании гидратов природного газа Средневилюйского месторождения ($\Sigma \text{C}_2\text{-C}_4 = 6,56$ мол.%) во влажном кварцевом песке. Установлено, что при образовании гидратов природного газа в первую очередь в гидратную форму переходят более тяжелые его компоненты, образуя гидрат со структурой КС-II. После перехода тяжелых гомологов метана в гидратную фазу, газ над гидратом представлял собой чистый метан, который затем образовывал гидрат КС-I. В недавнем исследовании было обнаружено (Pan et al., 2023), что в результате образования гидратов природного газа в естественных отложениях, отобранных в районе вечной мерзлоты горы Цзянь, помимо гидрата структуры КС-II наблюдалась еще одна сосуществующая твердая фаза – аморфный газогидрат.

В работе (Портнягин и др., 2024) установлено, что при образовании гидратов природного газа в образцах монодисперсного кварцевого песка с размером зерен 0,3–0,4 мм, насыщенного водой, образуется смесь гидратов с кристаллическими структурами КС-I и КС-II, при этом равновесные условия образования гидратов КС-II смещаются в область высоких температур на 0,5–1 °С. Обнаруженное смещение от равновесных условий гидратообразования может привести к ошибкам при расчете рисков образования газогидратов в процессе добычи углеводородного сырья. Особенно это актуально при добыче нефти на месторождениях, характеризующихся аномально низкими пластовыми температурами, где для увеличения нефтеотдачи применяется чередование газовых методов с водополимерным заводнением, поскольку в этом случае увеличивается вероятность образования гидратов в пласте коллектора, что требует проведения экспериментальных исследований процессов образования гидратов в пористых средах, насыщенных растворами полимеров.

Таким образом, показано, что при образовании гидратов из сложных смесей углеводородных газов, гомологов метана $\text{C}_1\text{-C}_4$, в пористой среде, насыщенной водой,

образуется смесь гидратов с кристаллической структурой КС-I и КС-II. Причем, равновесные условия образования гидратов КС-II смещены в область низких давлений и высоких температур относительно расчетных равновесных кривых гидратообразования исходной газовой смеси. В настоящей работе как одна из причин смещения равновесных условий образования сосуществующих гидратных фаз рассматривается вовлечение в гидрат структуры КС-II газа с большим содержанием гомологов метана C2-C4 (этана, пропана и бутанов) по сравнению с равновесным составом гидратов исходного природного газа. Таким образом, цель данной работы – определение состава газа в гидрате с кристаллической структурой КС-II, в процессе его образования из природного газа с высоким содержанием тяжелых гомологов метана в поровом пространстве влажного кварцевого песка в присутствии растворов полимеров.

Материалы и методы исследований

Объектами исследования являются гидраты природного газа, полученные в кварцевом песке с водой и водными растворами следующих полимеров: 1 г/л раствор полиакриламида (ПАА) (SNF Floerger марки «FP-207» (Франция)), 5 г/л раствор натриевой соли карбоксиметилцеллюлозы (Na-КМЦ) («Камцелл – О» ТУ 2231-002-50277563-00 (Россия)) и 30 г/л раствор полиэтиленгликоля (ПЭГ) (Norchem – 008.F01600 ТУ 2483-008-71150986-2006 (Россия)).

В качестве газа гидратообразователя использовался природный газ Средневилюйского газоконденсатного месторождения (ГКМ), который по содержанию в своем составе гомологов метана – этана, пропана, изо-бутана и нормального бутана (C2-C4) – близок к внутрипластовому газу месторождений нефти Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НБ НГО) (табл. 1).

Изучение гидратов природного газа получаемых в увлажненном водой или раствором полимера песчаном образце, проводилось на специально собранной установке, схема которой представлена на рисунке 1. Основным элементом установки является автоклав высокого давления из нержавеющей стали, произведенный в Институте неорганической химии СО РАН (г. Новосибирск) под руководством д.х.н. А.Ю. Манакова. Полезный объем автоклава составляет 220 см³. В ходе подготовки к эксперименту увлажненный песчаный образец помещался в автоклав в перфорированном стакане из инертного полимера таким образом, чтобы датчик температуры был погружен в образец. Давление газа над образцом измерялось датчиком давления МИДА ПИ-51. Изменение и поддержание заданной температуры производилось за счет помещения автоклава в суховоздушный термостат «MIR – 256» фирмы Sanyo (Япония). Сбор и обработка первичных данных с датчиков давления и температуры производилась с помощью прецизионного многоканального измерителя температуры «МИТ – 8», оснащенного специальным программным комплексом и подключенным к ЭВМ.

В качестве пористой среды при подготовке песчаного образца применялся просеянный кварцевый песок с зернистостью 0,4–0,3 мм, минералогической плотностью 2,65 г/см³ и плотностью уплотненного песчаного образца в сухом и влажном виде равной 1,44 и 1,60 г/см³

соответственно. Пористость сухой песчаной среды составляла 34,5%, а ее коэффициент фильтрации – 0,03 см/с. Для получения песчаного образца песок массой 96,4 г смешивали с 17 г воды или с эквивалентным по количеству воды объемом раствора полимера. Полученную смесь помещали в перфорированный цилиндрический стакан, затем песок уплотняли, при этом степень заполнения пор водой в образце составляла 73,6%, а его весовая влажность (W) – 17,6 %. Полученный таким образом влажный песчаный образец готовился по описанной выше методике для всех проведенных экспериментов и имел форму цилиндра высотой 3,8 см и диаметром основания 5 см. Характеристики образца пористой среды и условия проведения эксперимента представлены в таблице 2.

Полученный образец влажного песка помещали в автоклав высокого давления так, чтобы измерительная часть термодары (3) располагалась в центре объема образца. Далее, с целью удаления воздуха из свободного объема автоклава, производилась его продувка газом-гидратообразователем, путем напуска газа до величины избыточного давления в автоклаве равного 1 МПа и дальнейшего стравливания до атмосферного давления. Процедуру продувки повторяли три раза, после чего подавали газ-гидратообразователь до установления избыточного давления 14 МПа. Затем автоклав термостатировали при 20 °С до достижения заданной температуры в образце. После чего давление в автоклаве устанавливали равным 13 МПа, при этом количество газа, находящееся в автоклаве на момент начала эксперимента, превышало в 2 раза его

Содержание компонентов, мол. %								
CO ₂	N ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	ΣC ₂ -C ₄	
0,032	0,57	92,32	5,43	1,37	0,144	0,134	7,07	

Табл. 1. Компонентный состав природного газа Средневилюйского ГКМ

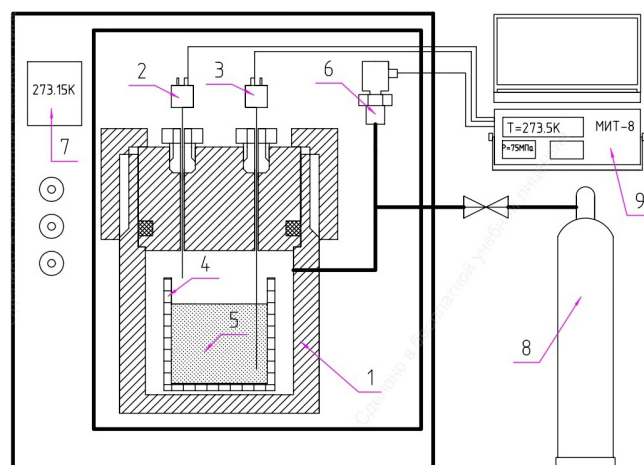


Рис. 1. Схема установки для изучения процессов образования и диссоциации гидратов в пористой среде и статических изохорических условиях методом термического анализа: 1 – автоклав высокого давления, 2 и 3 – термодары КТХА; 4 – перфорированный стакан из инертного полимера, предназначенный для формирования образца пористой среды; 6 – датчик давления МИДА ПИ-51; 7 – воздушный термостат – инкубатор «MIR – 256» фирмы Sanyo (Япония); 8 – баллон с сжиженным природным газом; 9 – прецизионный многоканальный измеритель температуры «МИТ – 8» с подключенным к нему ЭВМ

Среда гидратообразования	Масса песка, г	Масса раствора, г	Весовая влажность, %	Объем автоклава, мл	Начальная температура, °С	Конечная температура, °С	Начальное давление, МПа
Вода	96,4	17,00	17,6	220	20	-5	13
Раствор ПАА, 1 г/л	96,4	17,02	17,6	220	20	-5	13
Раствор Na-КМЦ, 5 г/л	96,4	17,08	17,6	220	20	-5	13
Раствор ПЭГ, 30 г/л	96,4	17,51	17,6	220	20	-5	13

Табл. 2. Характеристики образца пористой среды и условия проведения экспериментов по образованию гидратов природного газа Средневилюйского ГКМ в статических изохорических условиях

количество, необходимое для связывания в гидрат всей содержащейся в приготовленном образце воды. Далее запускали на термостате специальную программу, состоящую из трех этапов: охлаждение увлажненного образца кварцевого песка с 20 до -5°C со скоростью $3^{\circ}\text{C}/\text{ч}$, его термостатирование в течение 8 часов при -5°C и нагрев с -5 до 30°C со скоростью $4^{\circ}\text{C}/\text{час}$. Сбор данных термобарических условий в автоклаве и образце начинался в момент включения на термостате программы эксперимента. Применяемая программа охлаждения и нагрева исследуемой системы была одинакова для всех проведенных экспериментов.

По полученным в ходе эксперимента данным температуры образца и давления свободного газа в автоклаве были построены термобарические профили образования и диссоциации порового гидрата природного газа. Типичный термобарический профиль представлен на рисунке 2.

Показано, что в процессе охлаждения увлажненного образца кварцевого песка, при достижении точки «А» на термобарическом профиле (рис. 2), в образце происходит интенсивное образование порового гидрата, сопровождающееся увеличением температуры в результате протекания экзотермической реакции и снижением давления вследствие связывания свободного газа в гидратную форму. Наиболее интенсивное гидратообразование наблюдалось в интервале температур от 12 до 3°C в зависимости от среды гидратообразования. При переходе в область отрицательных температур, гидратообразование либо не протекало (образцы насыщенные раствором

ПАА), либо протекало менее выражено, без проявления на термограммах экзотермического сигнала (образцы Na-КМЦ и ПЭГ, насыщенные водой и растворами). Установленное снижение интенсивности гидратообразования в области отрицательных температур согласуется с работами (Чувиллин, Гурьева, 2009; Чувиллин и др., 2019). Наибольшее связывание газа в гидрат в области отрицательных температур происходило в системах с водой и растворами ПЭГ. Вероятно, такой характер гидратообразования связан с кинетикой протекания данного процесса для разных систем. Так, в растворах ПАА гидратообразование прекращается до перехода системы в область отрицательных температур, тогда как в воде и растворах Na-КМЦ и ПЭГ процесс гидратообразования завершается на этапе термостатирования системы при -5°C .

При нагреве образца, происходит обратный процесс: диссоциация образованного гидрата. Видно, что диссоциация гидрата происходит в две стадии, где в точке «В» прекращается диссоциация гидратов, равновесные условия образования которых хорошо согласуются с равновесными условиями образования гидратов метана, а в точке «С» диссоциирует гидрат, равновесные условия образования которого смещены по термической шкале относительно рассчитанных условий образования гидратов природного газа Средневилюйского ГКМ исходного состава в область высоких температур (Портнягин и др., 2024).

Определение состава газа, связанного в гидрат, проводилось двумя методами: экспериментальным и экспериментально-расчетным.

С целью определения состава газа в гидрате экспериментальным методом были отобраны пробы газа над гидратонасыщенным образцом и из него. Для этого после образования гидрата в образце увлажненного кварцевого песка, на этапе термостатирования при -5°C , из свободного газа над гидратонасыщенным образцом отбиралась проба газа, затем оставшийся газ стравливался в атмосферу до достижения атмосферного давления, в результате чего температура внутри автоклава снижалась до $(-14)-(-18)^{\circ}\text{C}$ вследствие проявления эффекта дросселирования, что замедляло диссоциацию гидратов на этом этапе. Далее восстанавливали герметичность автоклава и нагревали его до 30°C . В процессе нагрева весь поровый гидрат диссоциировал на газ и воду. Образовавшийся после диссоциации гидратов газ скапливался в свободном пространстве автоклава над образцом кварцевого песка, откуда отбирали очередную пробу газа. Полученный таким образом газ по своему составу соответствовал газу, связанному в гидрат обеих кристаллических структур. Далее проводили определение компонентного состава газа в отобранных пробах методом газо-адсорбционной хроматографии.

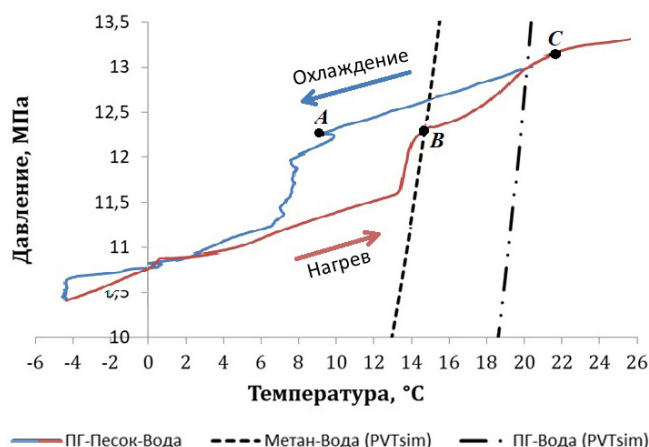


Рис. 2. Типичная диаграмма зависимости давления от температуры, полученная при проведении эксперимента по образованию и диссоциации гидратов природного газа в увлажненном образце песка ($W = 17,6\%$). На рисунке представлен термобарический профиль образования и диссоциации гидрата природного газа из воды.

Для определения состава газа расчетно-экспериментальным методом, из массива экспериментальных данных, представленных на термобарическом профиле (рис. 2), отбирались точки с определенным шагом по температурной шкале, соответствующие изменению температуры в процессе образования поровых гидратов в песчаном образце. В данном случае дискретность выбранных точек составляла 1 °С (рис. 3). Для корректного сравнения состава газа, определенного методом газо-адсорбционной хроматографии, и рассчитанного состава рассматриваемым методом, в расчетах были использованы эмпирические данные температуры и давления в реакционной системе, полученные в экспериментах по образованию гидратов природного газа в образцах пористой среды, проведенных с отбором исследованных проб газа над образцом и из гидрата.

Далее на основе термобарических условий, соответствующих выбранным точкам, определяли количество в автоклаве несвязанного в гидрат свободного газа (n) для каждой рассматриваемой точки по формуле (Linga et al., 2012):

$$n = \frac{pV}{TRz}, \quad (1)$$

где p – давление свободного газа (МПа), V – объем свободного газа (м³), T – температура газа (К) и z – коэффициент сжимаемости.

Коэффициент сжимаемости (z) определяли на специально разработанной в ИПНГ СО РАН программе с учетом изменения состава газа гидратообразователя в каждой из выбранных точек согласно ГОСТ 30319.3-2015.

Затем принимали, что количество свободного газа в точке, расположенной перед началом нуклеации частиц гидрата, выраженной экзотермическим пиком, сопровождающимся снижением давления газа в системе, равно $n_{(0)}$ (красная точка на рис. 3), а состав свободного газа над гидратом равен составу исходного природного газа. В следующей точке (i) количество свободного газа составляет $n_{(i)}$, а количество газа, связанного в гидрат ($\Delta n_{(i)}$):

$$\Delta n_{(i)} = n_{(0)} - n_{(i)}. \quad (2)$$

$\Delta n_{(i)}$ для последующих точек (зеленые точки):

$$\Delta n_{(i)} = n_{(i-1)} - n_{(i)}.$$

Далее по термобарическим условиям, соответствующим i точке, на программном продукте PVTsim рассчитывался состав газа в гидрате. В расчете также учитывалось

соотношение количества свободного газа $n_{(i)}$ к количеству свободной воды $n_{w(i)}$, рассчитываемое для i точки с учетом количества газа и воды, связанной в гидрат. Расчет соотношения количества свободного газа, к количеству свободной воды производили по формуле:

$$\frac{n_{(i)}}{n_{w(i)}} = \frac{100pVM_w}{TRzm_wW_{h(i)}}, \quad (3)$$

где M_w – молярная масса воды (г/моль), m_w – масса воды (г) и $W_{h(i)}$ – степень превращения воды в гидрат в рассматриваемой точке (%).

Степень превращения воды в гидрат ($W_{h(i)}$) рассчитывали по формуле (Linga et al., 2012):

$$w_{h(i)} = \frac{(n_{(0)} - n_{(i)}) * N_{(i-1)} * 100}{n_{w(i)}}, \quad (4)$$

где $N_{(i-1)}$ – гидратное число, отражающее количество молекул воды, необходимое для образования ячейки гидрата, рассчитанное на программном продукте PVTsim для состава газа, соответствующего точке $i-1$.

На основании рассчитанного на программном продукте PVTsim состава газа в гидрате рассчитывался состав, оставшегося в системе свободного газа, не участвовавшего в процессе гидратообразования, по формуле:

$$C_{K_{G(i)}} = \frac{((n_{(i-1)} * C_{K_{G(i-1)}}) - (\Delta n_{(i)} * C_{K_{Hd(i)}}))}{n_{(i)}}, \quad (5)$$

где $C_{K_{G(i)}}$ – молярная концентрация компонента газовой смеси, не участвовавшей в процессе гидратообразования (мол.%), $C_{K_{Hd(i)}}$ – молярная концентрация компонента газовой смеси, связанной в гидрат (мол.%), $C_{K_{G(i-1)}}$ – молярная концентрация компонента газовой смеси, не участвовавшей в процессе гидратообразования, рассчитанная для предыдущей точки (мол.%).

Затем, на программном продукте PVTsim рассчитывался состав газа, вошедшего в гидрат в следующей точке ($i+1$), где в качестве газа гидратообразователя выступал свободный газ с составом равным составу газа, определенного для i точки. Таким образом, учитывалось изменение состава газа-гидратообразователя, который будет оказывать влияние на состав газа, вошедшего в гидрат в следующих точках.

Концентрацию компонентов газа, вовлеченного в гидрат, после завершения процесса гидратообразования (C_{Hd} мол.%) рассчитывали по формуле:

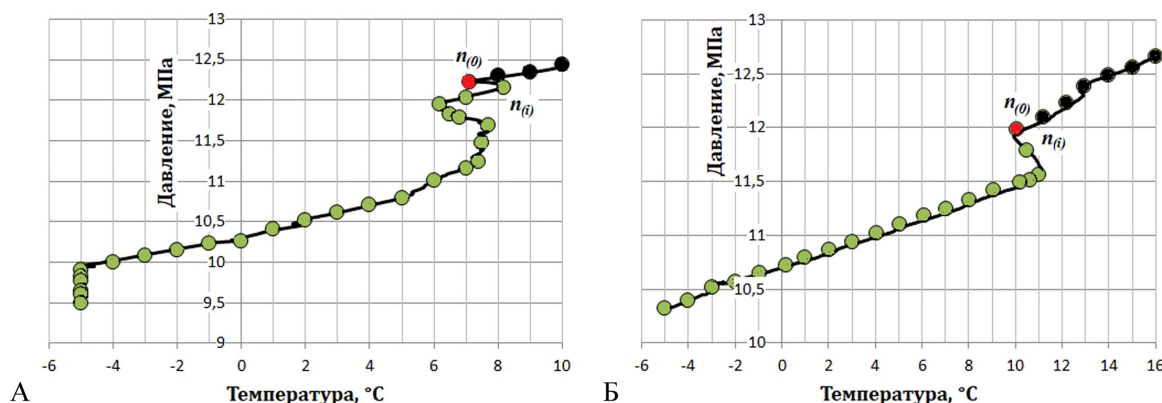


Рис. 3. Выбранные на кривой образования гидратов природного газа экспериментальные точки (выделены зеленым) для расчета компонентного состава газа в поровом гидрате при его образовании в песчаном образце, насыщенном водой А) и раствором ПАА (1 г/л) Б) песка ($W = 17,6\%$)

$$C_{Hd} = \frac{\sum_i (C_{Hd(i)} * \Delta n_{(i)}) * 100}{\sum_j C_{Hd(j)}}, \quad (6)$$

где $\sum_j C_{Hd(j)}$ – суммарная концентрация всех компонентов газовой смеси (мол.%).

Если в системе по результатам расчета состава газа, вошедшего в гидрат, на программном продукте PVTsim будет выявлено образование смеси гидратов с кристаллическими структурами КС-I и КС-II, то формулы (5) и (6) примут вид:

$$C_{Hd(i)} = \frac{w_{KC-I} ((n_{(i-1)} * C_{G(i-1)}) - (\Delta n_{KC-I(i)} * C_{HdKC-I(i)}))}{100 * n_{(i)}} + \frac{w_{KC-II} ((n_{(i-1)} * C_{G(i-1)}) - (\Delta n_{KC-II(i)} * C_{HdKC-II(i)}))}{100 * n_{(i)}} \quad (7)$$

где w_{KC-I} и w_{KC-II} – массовые доли гидратов с кристаллической структурой КС-I и КС-II, $C_{HdKC-I(i)}$ и $C_{HdKC-II(i)}$ – молярные концентрации компонентов газовой смеси, связанной в гидраты с кристаллической структурой КС-I и КС-II (мол.%), $\Delta n_{KC-I(i)}$ и $\Delta n_{KC-II(i)}$ – количество газа, связанное в гидраты с кристаллической структурой КС-I и КС-II (моль):

$$C_{Hd} = \frac{\sum_i ((C_{HdKC-I(i)} * \Delta n_{KC-I(i)}) + (C_{HdKC-II(i)} * \Delta n_{KC-II(i)})) * 100}{\sum_j C_{Hd(j)}} \quad (8)$$

Таким образом, для каждой выбранной точки были рассчитаны компонентный состав свободного газа, не участвовавшего в процессе гидратообразования, а также компонентный состав газа, вошедшего в гидрат. Такие расчеты необходимы для понимания влияния степени превращения воды в гидрат на изменение состава свободного и связанного в гидрат газа. Составы газа в гидратах, полученные экспериментальным и экспериментально-расчетным методами, хорошо согласуются между собой при образовании гидратов природного газа в увлажненных образцах крупнодисперсного кварцевого песка в термобарических условиях, исключающих образование гидратов метана. При этом, полученные рассматриваемыми методами составы газа в гидратах, образованных в условиях, удовлетворяющих стабильности гидратов метана, отличаются между собой вследствие снижения содержания гомологов метана C2-C4 в составе газа, определенного экспериментальным путем.

Результаты исследования

Ранее в работах (Портнягин и др., 2024; Иванова и др., 2023) было показано, что в образцах увлажненного монодисперсного кварцевого песка из природного газа Средневилуйского ГКМ образуется смесь гидратов с кристаллическими структурами КС-I и КС-II. При этом, если равновесные условия образования гидратов с кристаллической структурой КС-I хорошо согласовывались с равновесными условиями образования гидратов метана, рассчитанными на программном продукте PVTsim, то равновесные условия образования гидратов с кристаллической структурой КС-II были смещены по термической шкале в область высоких температур на 0,5–1 °C относительно рассчитанных условий образования гидратов природного газа исходного состава (рис. 4). Такое смещение равновесных условий образования гидратов с кристаллической

структурой КС-II возможно связано с отличием состава газа, вовлеченного в поровый гидрат, от равновесного состава газа в гидрате.

Для изучения динамики изменения содержания компонентов C2-C4 в газе, вошедшем в гидрат и над ним, были определены их равновесные составы на разных этапах процесса гидратообразования по расчетной методике, описанной выше.

Расчетами подтверждено, что в системе «природный газ – кварцевый песок – вода» образуется смесь гидратов с кристаллическими структурами КС-I и КС-II (первой и второй ступени, соответственно). На рисунке 5 представлена зависимость содержания гомологов метана C2-C4 в рассчитанном составе газа, связанного в гидрат, и в составе газа над гидратом от степени превращения воды в гидрат. Показано, что в процессе гидратообразования происходит снижение содержания компонентов C2-C4 как в газе, вошедшем в гидрат, так и в газе над гидратом. Такой ход кривых указывает на то, что в процессе образования гидратов природного газа происходит изменение состава свободного газа-гидратообразователя, которое приводит к изменению состава газа в гидрате. При этом состав газа, вошедшего в гидрат с кристаллической структурой КС-I, существенно не изменялся с увеличением степени превращения воды в гидрат.

Таким образом, можно утверждать, что природный газ в кварцевом песке ($W = 17,6\%$) образует смесь из гидратов с кристаллической структурой КС-I постоянного состава и гидратов с кристаллической структурой КС-II переменного состава.

Состав газа в гидрате с кристаллической структурой КС-II определяли расчетным методом по формуле 9, где Δn_j – количество каждого компонента, составляющего газовую смесь, связанную в гидрат, определяемое по формуле:

$$\Delta n_j = \frac{(C_{Hd(KC-I+KC-II)(j)} * (n_{KC-I} + n_{KC-II}) - C_{HdKC-I(j)} * n_{KC-I})}{100} \quad (9)$$

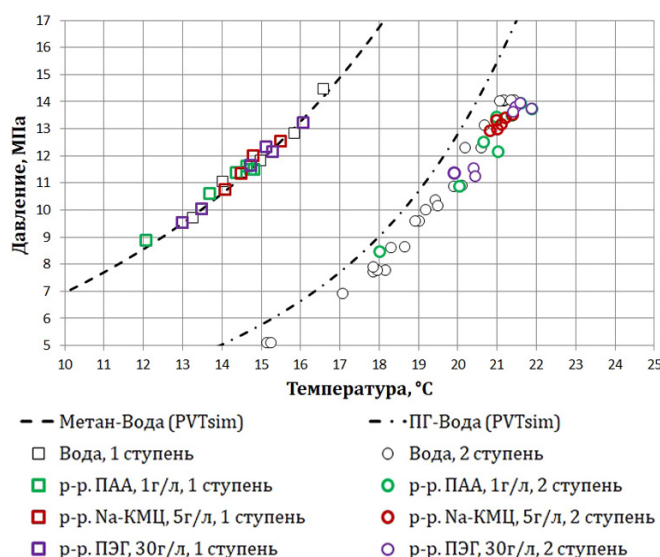


Рис. 4. Экспериментальные точки равновесных условий образования порового гидрата в системе природный газ – кварцевый песок – вода/растворы полимеров, а также расчетные кривые ГО метана и природного газа в объеме воды (PVTsim) (Портнягин и др., 2024)

где $C_{Hd(KC-I+KC-II)(j)}$ – определенная экспериментально концентрация j компонента газа из гидрата (мол.%), $C_{Hd(KC-II)(j)}$ – рассчитанная концентрация j компонента газа из гидрата (мол.%) с кристаллической структурой KC-I. Количество гидратов n со структурами KC-I и KC-II определено экспериментальным путем.

Результаты определения компонентного состава газа, вошедшего в гидрат, экспериментальным и расчетным методами представлены в таблице 3.

Сопоставление расчетных и эмпирических данных состава газа, вошедшего в смесь получаемых гидратов в системе «природный газ – песок – вода», показало, что расчетный состав газа отличается от эмпирического в сторону увеличения содержания гомологов метана C2-C4 в среднем на 26,12%. Такое расхождение в содержании компонентов C2-C4 указывает на разное содержание в смесях гидратов, определенных экспериментальным и расчетным методами, гидратов с кристаллической структурой KC-I. Установлено, что в составе смеси, полученной экспериментальным методом, nKC-I в 6,5 раз выше, чем в расчетном составе смеси гидратов. Такое соотношение количества гидратов структур KC-I и KC-II приводит к снижению содержания компонентов C2-C4 в газе, полученном при диссоциации данной смеси гидратов вследствие разбавления тяжелого газа, выделяющегося из гидрата структуры KC-II, более легким газом из гидрата структуры KC-I.

Сравнение составов газа в гидрате с кристаллической структурой KC-II, определенных расчетным и экспериментальным методами, показывает, что в исследуемой системе образуется гидрат с содержанием компонентов C2-C4 на 9,5 % выше, чем в рассчитанном равновесном составе. Это свидетельствует о том, что из природного газа и воды в кварцевом песке образуется поровый гидрат с кристаллической структурой KC-II неравновесного состава, с большей, чем в равновесном составе, долей гомологов метана C2-C4.

Составы свободного газа, оставшегося в системе после окончания процесса гидратообразования, полученные расчетным и эмпирическим методами, достаточно хорошо

согласуются между собой, что подтверждает перераспределение всего газа, заключенного в гидрат, между гидратами со структурами KC-I и KC-II.

Таким образом, можно утверждать, что в исследуемой системе образуется смесь гидратов с кристаллическими структурами KC-I постоянного состава и KC-II переменного неравновесного состава с повышенным содержанием компонентов C2-C4. Данное обстоятельство позволяет объяснить смещение равновесной кривой образования гидратов второй ступени (KC-II) на 0,5–1 °С в область высоких температур и низких давлений относительно рассчитанной равновесной кривой исходного природного газа (рис. 4).

Проведенные исследования образования гидратов природного газа в песчаных образцах, насыщенных растворами полимеров заданных концентраций (Портнягин и др. 2023, 2024) показало, что также как и при образовании гидратов в системах с пресной водой, происходит образование смеси гидратов с кристаллической структурой KC-II и гидрата со структурой KC-I (рис. 4). При этом содержание гидратов KC-I в смеси гидратов, образованных из растворов ПАА, ниже более чем в 2 раза их содержания в смеси гидратов, образованных из пресной воды, а в смеси гидратов, образованных из растворов Na-КМЦ и ПЭГ, содержание гидрата KC-I ниже этого показателя для воды на 93 и 67% соответственно (табл. 4).

Однако проведенные расчеты не подтверждают образование гидратов с кристаллической структурой KC-I в гидратах природного газа, полученных из растворов полимеров.

На основании количественных соотношений гидратов кристаллических структур KC-II и KC-I и составов газа, вошедших в гидраты KC-I и смесь гидратов обоих структур, были рассчитаны составы газа в гидратах с кристаллической структурой KC-II по формуле 9 (табл. 4). Видно, что содержание C2-C4 в составах, полученных экспериментальным путем, выше этого показателя для рассчитанных равновесных составов на 8,5–22%, что указывает на образование в дисперсной среде из растворов полимеров гидратов переменного неравновесного состава.

Компоненты, % мол.	Природный газ (ПГ)	Расчетный метод				Эмпирический метод				
		Из гидрата				Из газовой шапки	Из гидрата			
		KC-I	KC-II	KC-I+ KC-II			KC-I	KC-II*	KC-I+ KC-II	Из газовой шапки
CO ₂	0,032	0,029	0,052	0,051	0,028	-	0,089	0,070	0,094	
N ₂	0,57	0,201	0,187	0,19	0,65	-	0,38	0,32	0,70	
CH ₄	92,32	97,53	83,33	83,39	94,04	-	81,54	86,63	93,33	
C ₂ H ₆	5,43	2,24	12,37	12,31	4,10	-	12,73	9,39	4,68	
C ₃ H ₈	1,37	0	3,42	3,42	0,98	-	4,64	3,16	0,98	
<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	0,144	0	0,359	0,359	0,103		0,414	0,282	0,101	
<i>n</i> -C ₄ H ₁₀	0,134	0	0,282	0,282	0,104	-	0,217	0,148	0,116	
Кристаллическая структура	-	KC-I	KC-II	KC-II	-	-	KC-II	KC-II	-	
ΣC2-C4	7,07	2,24	16,43	16,37	5,28	-	18,00	12,98	5,87	
$n, 10^{-3}$ моль	-	8,73	166,84	175,57	-		56,50	120,91	177,41	-
nKC-II/ nKC-I	-	19,22	-	-	-		2,14	-	-	-

Табл. 3. Компонентные составы газа, перешедшего в поровый гидрат с кристаллическими структурами KC-I и KC-II, в насыщенном водой песчаном образце ($W = 17,6\%$), а также составы оставшегося после завершения процесса гидратообразования свободного газа.

* – Состав рассчитан по соотношению количества гидратов KC-II и KC-I.

Компоненты, % мол.	ПГ – Песок – Вода		ПГ – Песок – 1 г/л раствор ПАА		ПГ – Песок – 5 г/л раствор Na-КМЦ		ПГ – Песок – 30 г/л раствор ПЭГ	
	Расчетный	Эмпирический	Расчетный	Эмпирический	Расчетный	Эмпирический	Расчетный	Эмпирический
CO ₂	0,19	0,089	0,05	0,126	0,050	0,176	0,050	0,181
N ₂	0,052	0,38	0,19	0,34	0,18	0,63	0,18	0,76
CH ₄	83,30	81,54	82,32	77,18	81,72	78,12	82,02	78,62
C ₂ H ₆	12,31	12,73	12,94	15,28	13,44	14,05	13,26	13,15
C ₃ H ₈	3,51	4,64	3,81	6,41	3,90	6,23	3,80	6,44
<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	0,362	0,414	0,40	0,443	0,411	0,550	0,398	0,588
<i>n</i> -C ₄ H ₁₀	0,282	0,217	0,29	0,203	0,297	0,243	0,294	0,262
ΣC ₂ -C ₄	16,46	18,00	17,44	22,34	18,05	21,08	17,74	20,44
n KC-II/ n KC-I	19,22	2,14	-	4,45	-	4,15	-	3,57
Изм. ΣC ₂ -C ₄ , %	9,35		28,10		16,79		15,22	

Табл. 4. Расчетный компонентный состав газа и состав газа, полученного экспериментальным путем, в гидрате с кристаллической структурой KC-II, образованного из природного газа в кварцевом песке с водой и растворами полимеров ($W = 17,6\%$)

Дискуссия

В работе показано, что в кварцевом песке средней крупности с водой и растворами полимеров из природного газа Средневилюйского ГКМ в статических изохорических условиях образуется смесь гидратов с кристаллическими структурами KC-I и KC-II. Известно, что образование такой смеси газогидратов происходит следующим образом: сначала при формировании гидратов в пористой среде из природного газа в гидрат в первую очередь переходят гомологи метана C₂-C₄, обладающие более высокой равновесной температурой по сравнению с метаном, образуя при этом гидраты с кристаллической структурой KC-II. Оставшиеся незаполненными малые полости гидратного каркаса занимают молекулы метана, который в рассматриваемом природном газе обладает высоким парциальным давлением. Преимущественный переход компонентов C₂-C₄ свободного газа в гидратную форму в определенный момент времени приводит к снижению их содержания в газе над гидратонасыщенным образцом в следующий момент времени. Таким образом, по мере протекания процесса образования гидратов происходит непрерывное изменение состава газа-гидратообразователя а следовательно, и состава связанного в гидрат газа, в сторону снижения содержания гомологов метана C₂-C₄. Данный факт подтверждается приведенными в работе результатами расчета изменения состава свободного газа и газа, связанного в гидрат, в процессе образования газогидрата (рис. 5).

В конечном итоге, изменение концентрации компонентов C₂-C₄ приводит к тому, что в свободном газе остается чистый метан, из которого образуется гидрат метана с кристаллической структурой KC-I (Макогон, 1974). Однако, как установлено в работе, состав газа над гидратонасыщенным образцом после завершения гидратообразования отличается от состава исходного природного газа в сторону снижения содержания гомологов метана C₂-C₄, но их концентрации достаточно для образования гидратов с кристаллической структурой KC-II (табл. 3). Также это подтверждается проведенными расчетами,

где образование гидрата метана происходит из газовой смеси углеводородов с суммарным содержанием компонентов C₂-C₄, равным 13,7 мол.% (рис. 5).

Одной из важных характеристик полученной смеси гидратов является ее состав, выраженный в соотношении количества гидратов кристаллических структур KC-II к KC-I (nKC-II/ nKC-I). Установлено, что распределение в смеси гидратов различных структур в расчетном (равновесном) составе существенно отличается от состава смеси, определенного экспериментальным путем. Так, рассматриваемое соотношение в равновесном составе ниже, чем в эмпирическом в 9 раз, что указывает на образование гидратов с кристаллической структурой KC-I в больших количествах, чем установлено расчетами. К схожим результатам пришли авторы работы (Seo et al., 2009), где в пористой среде силикагеля смесь гидратов содержала на 28% больше гидратов KC-I, чем в смеси гидратов, полученной из чистой воды. Такой характер протекания гидратообразования связан с тем, что в процессе формирования

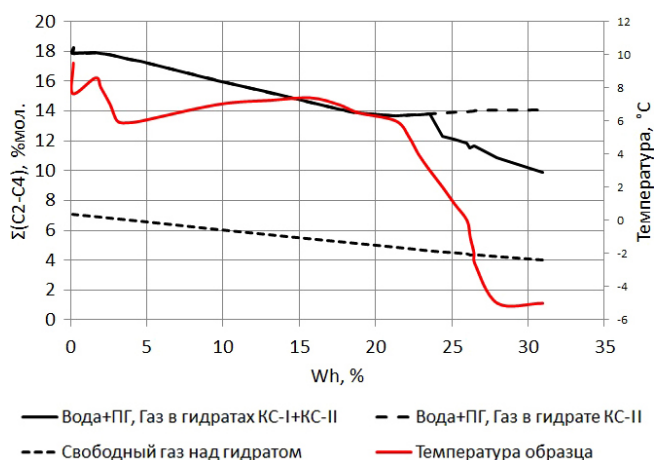


Рис. 5. Зависимость суммы гомологов метана C₂-C₄ в составе газа, вошедшего в смесь гидратов с кристаллической структурой KC-I и KC-II и в свободном газе, а также температуры от степени превращения воды в гидрат (W_h)

гидратов природного газа в кварцевом песке образуются гидраты КС-II неравновесного состава с большим содержанием компонентов C2-C4, чем в рассчитанном равновесном составе. В таблице 3 показан состав газа, связанного в гидраты КС-II. Видно, что содержание компонентов C2-C4 в составе газа в гидрате, определенного эмпирическим путем, выше на 9,5%, чем в равновесном составе. Таким образом, установлено, что во влажном кварцевом песке из природного газа Средневилюйского ГКМ образуется смесь гидратов кристаллических структур КС-I и КС-II, где гидраты КС-II являются гидратами неравновесного переменного состава.

Изучение составов газа в гидратах, образованных в кварцевом песке, насыщенном растворами полимеров, эмпирическим и расчетным методами показало, что содержание компонентов C2-C4 в составе газа, определенном эмпирическим методом, выше на 28,1, 16,8 и 15,2%, чем содержание этих компонентов в рассчитанном составе для растворов ПАА, Na-КМЦ и ПЭГ, соответственно. Такое несоответствие эмпирических и рассчитанных составов указывает на образование гидратов КС-II неравновесного состава. Снижение доли компонентов C2-C4 в ряду растворов полимеров от ПАА к ПЭГ связано со снижением в этом ряду соотношения количества гидратов кристаллических структур КС-II к КС-I на 6,7 и 14%, соответственно, что связано со снижением содержания гидратов КС-I (табл. 4). При этом образование гидратов КС-I в образованной смеси гидратов расчетным методом не подтверждается.

Снижение количества гидрата структуры КС-I объясняется кинетическими особенностями образования гидратов в этих системах. Так, в растворах ПАА протекание основного этапа процесса гидратообразования происходит при более высоких температурах, чем в воде, поэтому образование гидратов с кристаллической структурой КС-I в этой системе расчетами не подтверждено. При этом содержание компонентов C2-C4 в составе газа из гидрата КС-II, определенного экспериментальным путем, выше этого показателя для воды на 24,11%, так как при более высоких температурах в гидрат переходят больше компонентов C2-C4, чем при низких (рис. 6).

Образование гидратов в растворах Na-КМЦ и ПЭГ характеризуется меньшими значениями степени превращения поровой воды в гидрат, при которых концентрирование метана в газе над гидратом недостаточно

для образования гидратов со структурой КС-I. Так, степень превращения воды в гидрат в растворах Na-КМЦ и ПЭГ на 19,8 и 25,2% ниже этого показателя для пресной воды при сопоставимых или меньших значениях скорости гидратообразования. Вероятно, это связано со снижением интенсивности гидратообразования при переходе реакционной системы в область отрицательных температур. Так как в гидрат в первую очередь переходят компоненты C2-C4, то их концентрация в гидрате в начале процесса гидратообразования будет максимальной, и по мере протекания данного процесса будет снижаться, вследствие истощения содержания этих компонентов в газе-гидратообразователе. Поэтому содержание компонентов C2-C4 в гидратах, полученных из растворов Na-КМЦ и ПЭГ, характеризуемых низкими значениями степени превращения воды в гидрат, выше, чем в гидратах, образованных из воды, на 17,11 и 13,55%, соответственно, и хорошо согласуются между собой. На основе анализа кинетических параметров гидратообразования в системах с полимерами, можно резюмировать, что растворы ПАА проявляют свойства кинетического промотора гидратообразования, а растворы Na-КМЦ и ПЭГ можно отнести к кинетическим ингибиторам этого процесса.

Таким образом, можно заключить, что на месторождениях НБ НГО, расположенных в зоне сплошного распространения многолетнемерзлых пород и характеризуемых низкими пластовыми температурами, при совместной или последовательной закачке в пласт пластового газа и нефтевытесняющих агентов на основе рассмотренных водорастворимых полимеров существует риск образования гидратов природного газа в породе коллектора. Причем, использование растворов ПАА нежелательно, поскольку эти растворы проявляют свойства кинетического промотора гидратообразования.

Заключение

Результаты экспериментального и расчетного определения составов гидратов природного газа, полученных в песчаных образцах, насыщенных водой и растворами полимеров ($W = 17,6\%$), показали, что в этих системах образуется смесь гидратов структуры КС-I и гидратов неравновесного переменного состава со структурой КС-II. Установлено, что содержание компонентов C2-C4 в полученных гидратах структуры КС-II во всех исследованных системах на 8,5–22% выше, чем в рассчитанном равновесном составе. Это свидетельствует о том, что из природного газа в кварцевом песке образуется поровый гидрат с кристаллической структурой КС-II неравновесного состава с большей, чем в равновесном составе, долей гомологов метана C2-C4.

Результаты настоящей работы будут полезны для расчетов условий безгидратной эксплуатации нагнетательных скважин месторождений Непско-Ботубинской НГО с учетом смещения равновесных условий образования гидратов природного газа с кристаллической структурой КС-II в область высоких температур и низких давлений.

Полученные данные можно использовать при подсчете запасов востребованных химической промышленностью компонентов C2-C4 в запасах природного газа, хранящихся в газогидратном состоянии, и для расчета условий их извлечения.

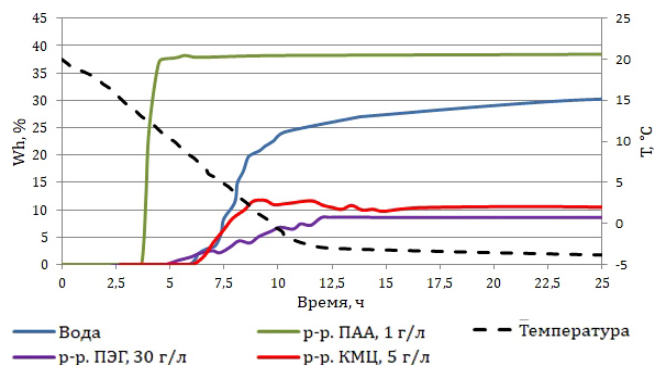


Рис. 6. Зависимость степени превращения воды в гидрат (Wh) от времени при образовании гидратов природного газа в кварцевом песке с водой и растворами полимеров

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена в рамках Госзадания Минобрнауки РФ (Рег. №122011100157-5) с использованием научного оборудования ЦКП ФИЦ ЯНЦ СО РАН.

Публикация статьи поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-10-2022-011 в рамках программы развития НЦМУ.

Авторы благодарят рецензента за тщательный анализ статьи и конструктивные замечания.

Литература

- Будейко В.М., Вовчук Г.А., Григорьев Б.А., Истомин В.А. (2014). Фазовое поведение углеводородных систем в водонасыщенном песчаном коллекторе при условиях гидратообразования. *Научно-технический сборник Вести газовой науки*, 4(20), с. 156–163.
- Гройсман А.Г. (1985). Теплофизические свойства газовых гидратов. Новосибирск: Наука, 96 с.
- Иванова И.К., Калачева Л.П., Портнягин А.С., Иванов В.К., Бубнова А.Р., Аргунова К.К. (2023). Экспериментальные исследования гидратообразования природного газа в пористой среде в присутствии растворов хлорида и гидрокарбоната натрия. *Химия и технология топлив и масел*, 4(638), с. 19–23. DOI 10.32935/0023-1169-2023-638-4-19-23
- Макогон Ю.Ф. (1974). Гидраты природных газов. М.: Недра, 208 с.
- Парфёнова Н.М., Григорьев Е.Б., Косякова Л.С. и др. (2017). Углеводородное сырьё Чаяндинского НГКМ: газ, конденсат, нефть. *Научно-технический сборник Вести газовой науки*, 2(30), с. 139–149.
- Портнягин А.С., Иванова И.К., Калачева Л.П., Портнягина В.В. (2023). Изучение процессов образования гидрата природного газа в пористой среде из смеси растворов полимеров с нефтью. *Химия и технология топлив и масел*, 4(638), с. 24–28. DOI: 10.32935/0023-1169-2023-638-4-24-28
- Портнягин А.С., Иванова И.К., Калачева Л.П., Иванов В.К., Портнягина В.В. (2024). Особенности термодинамических условий образования и состав газа в гидратах природного газа, полученных в засолённой хлоридом кальция дисперсной среде. *Химия и технология топлив и масел*, 4(644), с. 38–44. DOI: 10.32935/0023-1169-2024-644-4-38-44
- Троицкий В.М., Соколов А.Ф., Истомин В.А., Рассохин С.Г., Ваньков В.П., Мизин А.В., Алеманов А.Е. (2015). Физическое моделирование процессов гидратообразования в режиме фильтрации природного газа в поровой среде Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения. *Научно-технический сборник Вести газовой науки*, 4(24), с. 99–109.
- Федорова А.Ф., Калачева Л.П. (2015). Состав и физико-химические свойства гидратов природных газов Иреляхского и Средневилюйского месторождений. *Нефтегазохимия*, 3, с. 85–87.
- Чувилин Е.М., Гурьева О.М. (2009). Экспериментальное изучение образования гидратов CO₂ в поровом пространстве промерзающих и мерзлых пород. *Криосфера Земли*, 13(3), с. 70–79.
- Чувилин Е.М., Давлетшина Д.А., Лупачик М.В. (2019). Гидратообразование в мерзлых и оттаивающих метанонасыщенных породах. *Криосфера Земли*, 23(2), с. 50–61.
- Чувилин Е.М., Козлова Е.В. (2005). Исследования формирования мерзлых гидратосодержащих пород. *Криосфера Земли*, 9(1), с. 73–80.
- Чувилин Е.М., Перлова Е.В., Махонина Н.А., Якушев В.С. (2002). Фазовые переходы воды в газонасыщенных грунтах. *Геология и геофизика*, 43(7), с. 689–697.
- Aladko E.Ya., Dyadin Y.A., Larionov E.G. (2004). Dissociation conditions of methane hydrate in mesoporous silica gels in wide ranges of pressure and water content. *Journal of Physical Chemistry B: Biophysical Chemistry, Biomaterials, Liquids, and Soft Matter*, 108(42), pp. 16540–16547. DOI 10.1021/jp048389q
- Benmesbah F.D., Ruffine L., Clain P., Osswald V., Fandino O., Fournaison L., Delahaye A. (2020). Methane hydrate formation and dissociation in sand media: Effect of water saturation, gas flowrate and particle size. *Energies*, 13(19), 5200. https://doi.org/10.3390/en13195200
- Chuvilin E., Davletshina D., Bukhanov B. (2022). Formation of Metastability of Pore Gas Hydrates in Frozen Sediments: Experimental Evidence. *Geosciences*, 12(11), 419. DOI 10.3390/geosciences12110419
- Chuvilin E.M., Yakushev V.S., Perlova E.V. (1999). Experimental study of gas hydrate formation in porous media. *Lecture Notes in Physics*, 533, pp. 431–440. https://doi.org/10.1007/BFb0104201
- Kang S.P., Lee J.W. (2010). Formation characteristics of synthesized natural gas hydrates in meso- and macroporous silica gels. *The Journal of Physical Chemistry B*, 114, pp. 6973–6978. https://doi.org/10.1021/jp100812p

Khlebnikov V.N., Antonov S.V., Mishin A.S., Liang M., Khamidullina I.V., Zobov P.M., Likhacheva N.V., Gushchin P.A. (2017). Major factors influencing the generation of natural gas hydrate in porous media. *Natural Gas Industry B*, 4(6), pp. 442–448. https://doi.org/10.1016/j.ngib.2017.09.006

Kida M., Khlystov O., Zemskaya T., Takahashi N., Minami H., Sakagami H., Krylov A., Hachikubo A., Yamashita S., Shoji H., Poort J., Naudts L. (2006). Coexistence of structure I and II gas hydrates in Lake Baikal suggesting gas sources from microbial and thermogenic origin. *Geophysical research letters*, 33, L24603, pp. 1–4. https://doi.org/10.1029/2006GL028296

Clapp S.A., Bohrmann G., Kuhs W.F., Murshed M., Pape T., Klein H., Techmer K.S., Heeschen K.U., Abegg F. (2010). Microstructures of structure I and II gas hydrates from the Gulf of Mexico. *Marine and Petroleum Geology*, 27(1), pp. 116–125. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2009.03.004

Linga P., Daraboina N., Ripmeester J.A., Englezos P. (2012). Enhanced rate of gas hydrate formation in a fixed bed column filled with sand compared to a stirred vessel. *Chemical Engineering Science*, 68, pp. 617–623. https://doi.org/10.1016/j.ces.2011.10.030

Lu H., Seo Yt., Lee Jw. (2007). Complex gas hydrate from the Cascadia margin. *Nature*, 445, pp. 303–306. https://doi.org/10.1038/nature05463

Manakov A.Y., Stoporev A.S. (2021). Physical chemistry and technological applications of gas hydrates: topical aspects. *Russ. Chem. Rev.*, 90(5), pp. 566–600. DOI 10.1070/RCR4986

Pan M., Schicks J.M. (2023). Unraveling the Role of Natural Sediments in sII Mixed Gas Hydrate Formation: An Experimental Study. *Molecules*, 28, 5887, pp. 1–18. https://doi.org/10.3390/molecules28155887

Qin Y., Shang L., Lv Z., He J., Yang X., Zhang Z. (2022). Methane hydrate formation in porous media: Overview and perspectives. *Journal of Energy Chemistry*, 74(11), pp. 454–480. https://doi.org/10.1016/j.jechem.2022.07.019

Seo Y., Kang S.-P., Jang W. (2009). Structure and Composition Analysis of Natural Gas Hydrates: ¹³C NMR Spectroscopic and Gas Uptake Measurements of Mixed Gas Hydrates. *The Journal of Physical Chemistry A*, 113(35), pp. 9641–9649. https://doi.org/10.1021/jp904994s

Sloan E.D., Koh C.A. (2008). Clathrate Hydrates of Natural Gases. 3rd ed., CRC Press, Boca Raton: CRC Press/Taylor & Francis Group., 721 p. http://dx.doi.org/10.1201/9781420008494

Wang L.Y., Dou M.Y., Wang Y., Xu Y., Li Y., Chen Y., Li L. (2022). A review of the effect of porous media on gas hydrate formation. *ACS Omega*, 7, pp. 33666–33679. http://dx.doi.org/10.1021/acsomega.2c03048

Wang R., Liu T., Ning F., Ou W., Zhang L., Wang Z., Peng L., Sun J., Liu Z., Li T., Sun H., Jiang G. (2019). Effect of hydrophilic silica nanoparticles on hydrate formation: Insight from the experimental study. *Journal of energy chemistry*, 30, pp. 90–100. https://doi.org/10.1016/j.jechem.2018.02.021

Wei J., Wu T., Zhu L., Fang Y., Liang J., Lu H., Cai W., Xie Z., Lai P., Cao J., Yang T. (2021). Mixed gas sources induced co-existence of sI and sII gas hydrates in the Qiongdongnan Basin, South China Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 128, 105024. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105024

Wu C., Fan S., Wang Y., Lang X. (2022). Morphology observation on formation and dissociation cycles of methane hydrate in stacked quartz sandy sediments. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 98, 104382. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.104382

Yang S.H.B., Babu P., Chua S.F.S., Linga P. (2016). Carbon dioxide hydrate kinetics in porous media with and without salts. *Applied Energy*, 162, pp. 1131–1140. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.11.052

Zaripova Y., Yarkovoi V., Varfolomeev M., Kadyrov R., Stoporev A. (2021). Influence of water saturation, grain size of quartz sand and hydrate-former on the gas hydrate formation. *Energies*, 14(5), pp. 1–15. https://doi.org/10.3390/en14051272

Zhan L., Wang Y., Li X.S. (2018). Experimental study on characteristics of methane hydrate formation and dissociation in porous medium with different particle sizes using depressurization. *Fuel*, 230, pp. 37–44. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.05.008

Zhang X., Li P., Yuan Q., Li J., Shan T., Wu Q., Wang Y. (2023). A comprehensive review of the influence of particle size and pore distribution on the kinetics of CO₂ hydrate formation in porous media. *Greenhouse Gases: Science and Technology*, 13(6), pp. 860–875. DOI: 10.1002/ghg.2239

Сведения об авторах

Альберт Серафимович Портнягин – научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа СО РАН
Россия, 677007, Якутск, ул. Петровского, д. 2
e-mail: al220282@mail.ru

Изабелла Карловна Иванова – доктор хим. наук, доцент, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа СО РАН

Россия, 677007, Якутск, ул. Петровского, д. 2
e-mail: iva-izabella@yandex.ru

Людмила Петровна Калачева – кандидат хим. наук, исполняющий обязанности заведующего лабораторией техногенных газовых гидратов, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа СО РАН

Россия, 677007, Якутск, ул. Петровского, д. 2
e-mail: lpko@mail.ru

Виктор Климентьевич Иванов – младший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа СО РАН

Россия, 677007, Якутск, ул. Петровского, д. 2
e-mail: viktorklimentievich@gmail.com

Виктория Витальевна Портнягина – кандидат тех. наук, доцент Горного института, Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова

Россия, 677007, Якутск, ул. ул. Белинского, д. 58
e-mail: vck_i@mail.ru

Статья поступила в редакцию 25.11.2024;

Принята к публикации 04.07.2025; Опубликована 30.09.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Features of natural gas hydrates formation of structures I and II in quartz sand with water and polymer solutions

A.S. Portnyagin^{1*}, I.K. Ivanova¹, L.P. Kalacheva¹, V.K. Ivanov¹, V.V. Portnyagina²

¹Yakut Scientific Center of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Yakutsk, Russian Federation

²M.K. Ammosov North-Eastern Federal University, Yakutsk, Russian Federation

*Corresponding author: Albert S. Portnyagin, e-mail: al220282@mail.ru

Abstract. The relevance of investigation of a multicomponent gas mixture hydrate formation in quartz sand with water and polymer solutions is due to the risk of the hydrate formation in the pore space of surrounding rocks under the complex effect of a gas injection and water-polymer flooding in order to increase oil recovery at fields confined to the Nepa-Botuoba oil-and-gas bearing region (NB OGBR), which are characterized by abnormally low reservoir temperatures. These fields are located in zones of continuous and intermittent distribution of permafrost rocks, which, in combination with low values of heat flow and high heat capacity of the rocks composing their productive horizons, lead to abnormally low reservoir temperatures within 8–17 °C, which is 50–60°C lower than the temperature calculated by the geothermal gradient. Thus, the reservoir conditions of oil occurrence at the NB OGBR fields are in the hydrate stability zone of reservoir gases, and the transition of the gas to the hydrate state is prevented only by the lack of a sufficient amount of salt-free water. In the research, natural gas from the the Sredneviluy field was used as a hydrate-forming gas. Hydrates of this gas were obtained in quartz sand samples with a grain size of 0.4–0.3 mm. The sand moisture content of 17.6% was set by distilled water and the following polymer solutions: 1 g/L polyacrylamide solution, 5 g/L sodium carboxymethyl cellulose solution, and 30 g/L polyethylene glycol solution. Phase transitions during the hydrate formation and decomposition in “the natural gas-sand-water/polymer solution” systems were investigated using thermal analysis. It was shown that hydrates with cubic structures I and II are formed in systems under study. The gas analysis in the hydrate of structure II was carried out by the method of gas-adsorption chromatography. It was established that during the hydrates formation of structure II, the hydrate phase is enriched with hydrocarbons C₂–C₄, which is the reason for the shift of the thermodynamic conditions of their formation to the region of high temperatures and low pressures.

Keywords: natural gas, hydrates of the crystalline structure I and II, gas composition in hydrate, quartz sand, gas adsorption chromatography

Recommended citation: Portnyagin A.S., Ivanova I.K., Kalacheva L.P., Ivanov V.K., Portnyagina V.V. (2025). Features of natural gas hydrates formation of structures I and II in quartz sand with water and polymer solutions. *Georesursy = Georesources*, 27(3), pp. 89–100. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.7>

Acknowledgments

The study was conducted within the framework of the State assignment of the Ministry of Science and Education of the Russian Federation (No. 122011100157-5) on the scientific equipment of the Shared core facilities of the Federal Research Yakut Scientific Center of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences.

The publication of the article was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-10-2022-011 within the framework of the development program for a world-class Research Center.

The authors thank the reviewer for a thorough analysis of our article and useful recommendations.

References

- Aladko E.Ya., Dyadin Y.A., Larionov E.G. (2004). Dissociation conditions of methane hydrate in mesoporous silica gels in wide ranges of pressure and water content. *Journal of Physical Chemistry B: Biophysical Chemistry, Biomaterials, Liquids, and Soft Matter*, 108(42), pp. 16540–16547. DOI 10.1021/jp048389q
- Benmesbah F.D., Ruffine L., Clain P., Osswald V., Fandino O., Fournaison L., Delahaye A. (2020). Methane hydrate formation and dissociation in sand media: Effect of water saturation, gas flowrate and particle size. *Energies*, 13(19), 5200. <https://doi.org/10.3390/en13195200>
- Buleiko V.M., Vovchuk G.A., Grigoriev B.A., Istomin V.A. (2014). Phase behavior of hydrocarbon systems in a water-saturated sand reservoir under hydrate formation conditions. *Nauchno-tehnicheskij sbornik Vesti gazovoy nauki*, 4(20), pp. 156–163. (In Russ.)

- Chuvilin E., Davletshina D., Bukhanov B. (2022). Formation of Metastability of Pore Gas Hydrates in Frozen Sediments: Experimental Evidence. *Geosciences*, 12(11), 419. DOI 10.3390/geosciences12110419
- Chuvilin E.M., Davletshina D.A., Lupachik M.V. (2019). Hydrate formation in frozen and thawing methane saturated sediments. *Earth's Cryosphere*, 23(2), pp. 50–61. (In Russ.)
- Chuvilin E.M., Guryeva O.M. (2009). Experimental investigation of CO₂ gas hydrate formation in porous media of frozen and freezing sediments. *Earth's Cryosphere*, 13(3), pp. 70–79. (In Russ.)
- Chuvilin E.M., Kozlova E.V. (2005). Investigations of the formation of frozen hydrate-containing rocks. *Earth's Cryosphere*, 9(1), pp. 73–80. (In Russ.)
- Chuvilin E.M., Perlova E.V., Makhonina N.A., Yakushev V.S. (2002). Phase transitions of water in gas-saturated grounds. *Russian geology and geophysics*, 43(7), pp. 685–693. (In Russ.)
- Chuvilin E.M., Yakushev V.S., Perlova E.V. (1999). Experimental study of gas hydrate formation in porous media. *Lecture Notes in Physics*, 533, pp. 431–440. <https://doi.org/10.1007/BFb0104201>
- Fedorova A.F., Kalacheva L.P. (2015). Composition and physic-chemical properties of hydrates of natural gases Irelyakhskoye and Srednevelyuiskoye fields. *Neftegazokhimiya*, 3, pp. 85–88. (In Russ.)
- Groysman A.G. (1985). Thermophysical properties of gas hydrates. Novosibirsk: Nauka, 96 p. (In Russ.)
- Ivanova I.K., Kalacheva L.P., Portnyagin A.S., Ivanov V.K., Bubnova A.R., Argunova K.K. (2023). Experimental study of natural gas hydrate formation in a porous medium in the presence of aqueous solutions of sodium chloride and sodium bicarbonate. *Chemistry and technology of fuels and oils*, 59(4), pp. 679–685. <http://doi.org/10.1007/s10553-023-01570-0>
- Kang S.P., Lee J.W. (2010). Formation characteristics of synthesized natural gas hydrates in meso- and macroporous silica gels. *The Journal of Physical Chemistry B*, 114, pp. 6973–6978. <https://doi.org/10.1021/jp100812p>
- Khlebnikov V.N., Antonov S.V., Mishin A.S., Liang M., Khamidullina I.V., Zobov P.M., Likhacheva N.V., Gushchin P.A. (2017). Major factors influencing the generation of natural gas hydrate in porous media. *Natural Gas Industry B*, 4(6), pp. 442–448. <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2017.09.006>
- Kida M., Khlystov O., Zemskaya T., Takahashi N., Minami H., Sakagami H., Krylov A., Hachikubo A., Yamashita S., Shoji H., Poort J., Naudts L. (2006). Coexistence of structure I and II gas hydrates in Lake Baikal suggesting gas sources from microbial and thermogenic origin. *Geophysical research letters*, 33, L24603, pp. 1–4. <https://doi.org/10.1029/2006GL028296>
- Klapp S.A., Bohrmann G., Kuhs W.F., Murshed M., Pape T., Klein H., Techmer K.S., Heeschen K.U., Abegg F. (2010). Microstructures of structure I and II gas hydrates from the Gulf of Mexico. *Marine and Petroleum Geology*, 27(1), pp. 116–125. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2009.03.004>
- Linga P., Daraboina N., Ripmeester J.A., Englezos P. (2012). Enhanced rate of gas hydrate formation in a fixed bed column filled with sand compared to a stirred vessel. *Chemical Engineering Science*, 68, pp. 617–623. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2011.10.030>
- Lu H., Seo Yt., Lee Jw. (2007). Complex gas hydrate from the Cascadia margin. *Nature*, 445, pp. 303–306. <https://doi.org/10.1038/nature05463>
- Makogon Yu.F. (1974). Natural gas hydrates. Moscow: Nedra, 208 p. (In Russ.)
- Manakov A.Y., Stoporev A.S. (2021). Physical chemistry and technological applications of gas hydrates: topical aspects. *Russ. Chem. Rev.*, 90(5), pp. 566–600. DOI 10.1070/RCR4986
- Pan M., Schicks J.M. (2023). Unraveling the Role of Natural Sediments in sII Mixed Gas Hydrate Formation: An Experimental Study. *Molecules*, 28, 5887, pp. 1–18. <https://doi.org/10.3390/molecules28155887>
- Parfenova N.M., Grigoriev E.B., Kosyakova L.S., Krain D.R., Shafiev I.M., Loginov V.A., Zanocheva I.V., Tomilenko A.A. (2017). Hydrocarbon raw materials of the Chayandinskoye OGCF: gas, condensate, oil. *Nauchno-tekhnicheskiiy sbornik Vesti gazovoy nauki*, 2(30), pp. 139–149. (In Russ.)
- Portnyagin A.S., Ivanova I.K., Kalacheva L.P., Ivanov V.K., Portnyagina V.V. (2024). Features of thermodynamic conditions of the formation and the gas composition in natural gas hydrates obtained in a dispersed medium with aqueous calcium chloride. *Chemistry and technology of fuels and oils*, 60(4), pp. 855–862. <http://doi.org/10.1007/s10553-024-01746-2>
- Portnyagin A.S., Ivanova I.K., Kalacheva L.P., Portnyagina V.V. (2023). Study of the formation of natural gas hydrate in a porous medium from a mixture of polymer solutions with oil. *Chemistry and technology of fuels and oils*, 59(4), pp. 686–691. <http://doi.org/10.1007/s10553-023-01571-z>
- Qin Y., Shang L., Lv Z., He J., Yang X., Zhang Z. (2022). Methane hydrate formation in porous media: Overview and perspectives. *Journal of Energy Chemistry*, 74(11), pp. 454–480. <https://doi.org/10.1016/j.jchem.2022.07.019>
- Seo Y., Kang S.-P., Jang W. (2009). Structure and Composition Analysis of Natural Gas Hydrates: 13C NMR Spectroscopic and Gas Uptake Measurements of Mixed Gas Hydrates. *The Journal of Physical Chemistry A*, 113(35), pp. 9641–9649. <https://doi.org/10.1021/jp904994s>
- Sloan E.D., Koh C.A. (2008). Clathrate Hydrates of Natural Gases. 3rd ed., CRC Press, Boca Raton: CRC Press/Taylor & Francis Group., 721 p. <http://dx.doi.org/10.1201/9781420008494>
- Troitsky V.M., Sokolov A.F., Istomin V.A., Rassokhin S.G., Vankov V.P., Mizin A.V., Alemanov A.E. (2015). Physical modeling of hydrate formation processes in the natural gas filtration mode in the pore medium of the Chayandinskoye oil and gas condensate field. *Nauchno-tekhnicheskiiy sbornik Vesti gazovoy nauki*, 4(24), pp. 99–109. (In Russ.)
- Wang L.Y., Dou M.Y., Wang Y., Xu Y., Li Y., Chen Y., Li L. (2022). A review of the effect of porous media on gas hydrate formation. *ACS Omega*, 7, pp. 33666–33679. <http://dx.doi.org/10.1021/acsomega.2c03048>
- Wang R., Liu T., Ning F., Ou W., Zhang L., Wang Z., Peng L., Sun J., Liu Z., Li T., Sun H., Jiang G. (2019). Effect of hydrophilic silica nanoparticles on hydrate formation: Insight from the experimental study. *Journal of energy chemistry*, 30, pp. 90–100. <https://doi.org/10.1016/j.jchem.2018.02.021>
- Wei J., Wu T., Zhu L., Fang Y., Liang J., Lu H., Cai W., Xie Z., Lai P., Cao J., Yang T. (2021). Mixed gas sources induced co-existence of sI and sII gas hydrates in the Qiongdongnan Basin, South China Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 128, 105024. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105024>
- Wu C., Fan S., Wang Y., Lang X. (2022). Morphology observation on formation and dissociation cycles of methane hydrate in stacked quartz sandy sediments. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 98, 104382. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.104382>
- Yang S.H.B., Babu P., Chua S.F.S., Linga P. (2016). Carbon dioxide hydrate kinetics in porous media with and without salts. *Applied Energy*, 162, pp. 1131–1140. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.11.052>
- Zaripova Y., Yarkovoi V., Varfolomeev M., Kadyrov R., Stoporev A. (2021). Influence of water saturation, grain size of quartz sand and hydrate-former on the gas hydrate formation. *Energies*, 14(5), pp. 1–15. <https://doi.org/10.3390/en14051272>
- Zhan L., Wang Y., Li X.S. (2018). Experimental study on characteristics of methane hydrate formation and dissociation in porous medium with different particle sizes using depressurization. *Fuel*, 230, pp. 37–44. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.05.008>
- Zhang X., Li P., Yuan Q., Li J., Shan T., Wu Q., Wang Y. (2023). A comprehensive review of the influence of particle size and pore distribution on the kinetics of CO₂ hydrate formation in porous media. *Greenhouse Gases: Science and Technology*, 13(6), pp. 860–875. DOI: 10.1002/ghg.2239

About the Authors

Albert S. Portnyagin – Researcher, Yakut Scientific Center of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
2 Petrovskogo st., Yakutsk, 677000, Russian Federation
e-mail: al220282@mail.ru

Izabella K. Ivanova – Doct. Sci. (Chem.), Associate Professor, Chief Researcher, Yakut Scientific Center of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
2 Petrovskogo st., Yakutsk, 677000, Russian Federation
e-mail: iva-izabella@yandex.ru

Liudmila P. Kalacheva – Cand. Sci. (Chem.), Acting Head of the Laboratory of Technogenic Gas Hydrates, Leading Researcher, Yakut Scientific Center of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
2 Petrovskogo st., Yakutsk, 677000, Russian Federation
e-mail: lpko@mail.ru

Viktor K. Ivanov – Junior Researcher, Yakut Scientific Center of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
2 Petrovskogo st., Yakutsk, 677000, Russian Federation
e-mail: viktorklimentievich@gmail.com

Victoria V. Portnyagina – Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor, Mining Institute, M.K. Ammosov North-Eastern Federal University Russia, 677007, Yakutsk, Belinskogo st., 58, Russian Federation
e-mail: vck_i@mail.ru

Manuscript received 25 November 2024;
Accepted 4 July 2025; Published 20 September 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Влияние газогидратной компоненты на свойства мерзлых пород

Е.М. Чувилін^{1*}, Б.А. Буханов^{1,2}, С.И. Гребенкин¹, М.В. Жмаев^{1,2}

¹Сколковский институт науки и технологий, Москва, Россия

²Институт динамики геосфер имени академика М.А. Садовского, Москва, Россия

Одной из особенностей многолетнемерзлых пород является способность аккумулировать в себе крупные скопления природного газа, в том числе и в гидратной форме. Информация о наличии внутримерзлотных гидратосодержащих коллекторов была получена в результате исследования мерзлых кернов, поднятых в ходе параметрического бурения, а также на основе анализа многочисленных данных о газопроявлениях из интервалов многолетнемерзлых пород при бурении разведочных и добывающих скважин в Арктике. В настоящее время установлено, что газовые гидраты по ряду физических показателей очень сходны со льдом, поэтому их выявление в толще мерзлых пород при использовании стандартных геофизических методов (в первую очередь сейсмики) достаточно затруднительно. Однако, как показали результаты проведенных экспериментальных исследований, газогидратная компонента может оказывать существенное влияние на некоторые физические характеристики мерзлых пород и процессы, которые протекают в толщах мерзлых пород в ходе их существования и эволюции. Так, наличие поровых гидратов в мерзлых породах способствует с одной стороны снижению их теплопроводности и фильтрационных характеристик, а с другой – существенному повышению прочности льдосодержащего коллектора. Отдельно рассмотрено влияние газогидратной компоненты на некоторые геофизические характеристики мерзлых грунтовых сред. В частности, отмечено закономерное повышение удельного электрического сопротивления мерзлых пород при увеличении гидратосодержания.

В ходе исследования показано, что изменения основных физических характеристик мерзлых пород в условиях накопления поровых газогидратов связаны не только с изменением соотношения поровый лед – поровый гидрат, но и с содержанием жидкой фазы воды в льдо-, газо- и газогидратных грунтовых системах. В итоге сделан вывод, что появление газогидратной компоненты с одной стороны существенно упрочняет мерзлый коллектор, а с другой проявляет тенденцию к снижению способности к тепло- и массопереносу.

Ключевые слова: многолетнемерзлые породы, газовые гидраты, поровый лед, прочность, теплопроводность, газовая проницаемость, электрическое сопротивление, метан

Для цитирования: Чувилін Е.М., Буханов Б.А., Гребенкин С.И., Жмаев М.В. (2025). Влияние газогидратной компоненты на свойства мерзлых пород. *Георесурсы*, 27(3), с. 101–110. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.8>

Введение

Природные газовые гидраты (прежде всего гидраты метана) в настоящее время являются важным и перспективным источником нетрадиционных углеводородов. Это обусловлено высоким содержанием природного газа в газогидратах (1 м³ газогидрата содержит около 170 м³ метана), неглубоким залеганием (в основном до 1 км), а также большими ресурсами метана в гидратной форме, которые сопоставимы с ресурсами всех традиционных

углеводородов вместе взятых (Якушев и др., 2014; Chong et al., 2016; Вареничев и др., 2022). В этой связи последние 30 лет одной из главных целей газогидратных исследований являлась разработка эффективных технологий по добыче метана из природных газогидратных коллекторов. При этом стоит отметить, что основной акцент был направлен в первую очередь на изучение субаквальных газогидратов, находящихся в донных отложениях морей и океанов (Wei et al., 2024). Это обусловлено тем, что почти 95% газогидратных скоплений приурочены к донным отложениям морей и океанов, и они прежде всего рассматриваются как наиболее перспективные для разработки (Max, Johnson, 2016; Yamamoto et al., 2022).

Природные газогидратные образования (около 5%) могут быть приурочены также и к областям распространения многолетнемерзлых пород как на суше, так

* Ответственный автор: Евгений Михайлович Чувилін
e-mail: e.chuvilin@skoltech.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

и на арктическом шельфе (Черский и др., 1973; Макогон, 1985; Истомин, Якушев, 1992; Мах, 2000; Якушев, 2009; Ruppel, 2015; Матвеева и др., 2024). Эти гидратные скопления связаны с особенностями существования и распространения многолетнемерзлых пород и во многом зависят от ее эволюции. В криолитозоне газовые гидраты могут находиться в подмерзлотных горизонтах при низких положительных температурах (подмерзлотные газогидраты), а также во внутримерзлотных горизонтах при отрицательных температурах (внутримерзлотные газогидраты). Крупные подмерзлотные газогидратные коллекторы были обнаружены в районе дельты р. Маккензи (Канада), на континентальном склоне Аляски (США), на территории Мессояхского газового месторождения (Россия), а также в криолитозоне Тибета (Китай) (Гинсбург, Новожилов, 1997; Агалаков, 1997; Dallimore et al., 1999; Collett et al., 2011; Макогон, Омельченко, 2012; Li et al., 2017; Boswell et al., 2022). Кроме того, имеются отдельные данные о существовании внутримерзлотных гидратных скоплений в районах дельты р. Маккензи (скважина *Taglu 92 GSC* на арктическом побережье Канады) (Dallimore, Collett, 1995) и в устье р. Оленек (арктическое побережье Средней Сибири) (Черский и др., 1973), где в результате бурения параметрических и разведочных скважин были подняты мерзлые гидратосодержащие керны. Дополнительно, на сегодняшний день накоплены многочисленные косвенные данные о возможном наличии внутримерзлотных газовых гидратов на территории нефтяных и газовых месторождений севера Западной Сибири и в криолитозоне арктического шельфа РФ (Chuvilin et al., 2000; Yakushev, Chuvilin, 2000; Якушев, 2009; Chuvilin et al., 2020).

Появление газогидратных образований в толщах многолетнемерзлых пород может быть связано как с переходом подмерзлотных газовых и газогидратных коллекторов в мерзлое состояние в результате многолетнего промерзания, так и с загибанием промерзающего коллектора в процессе восходящей миграции глубинного газа (или криогенного отжатия газа), который попадает в благоприятные термобарические условия (Якушев, 2009). Еще одной причиной, способствующей формированию газовых гидратов в породах криолитозоны, является барический фактор, связанный в основном с развитием покровных оледенений (Трофимук и др., 1986). Ледниковый покров на поверхности многолетнемерзлых толщ существенно расширяет зону стабильности гидратов в криолитозоне. Возможность гидратообразования в газонасыщенных промерзающих и мерзлых породах подтверждается и результатами экспериментального моделирования (Чувилин, Гурьева, 2009; Chuvilin, Davletshina, 2018; Чувилин и др., 2019; Давлетшина, Чувилин, 2020).

Несмотря на то, что первые данные о существовании внутримерзлотных газогидратных скоплений были получены почти 50 лет назад (Черский и др., 1973), эти геологические объекты до сих пор остаются плохо изученными. В первую очередь это связано со сложностью выявления и диагностирования газогидратных скоплений в мерзлом разрезе с помощью традиционных геофизических методов (в первую очередь методов сейсморазведки) ввиду малого различия ряда физических характеристик (плотность, акустические скорости) для гидратных и ледяных образований. Однако существующие на сегодняшний день

немногочисленные литературные данные показывают, что появление газогидратной компоненты в поровом пространстве многолетнемерзлых пород может отражаться в значительном изменении их теплофизических, механических, фильтрационных и даже ряда геофизических характеристик. В этой связи рассмотрение влияния газогидратной компоненты на основные свойства мерзлых пород, с одной стороны, является важной фундаментальной задачей и несет новые знания о льдо- и гидратосодержащих соединениях в пористых средах, а с другой стороны, имеет важное значение для разработки нижележащих традиционных газовых месторождений, где устойчивость ствола добывающих скважин будет напрямую определяться их тепловым и механическим взаимодействиями с вмещающими льдо- и гидратосодержащими интервалами пород криолитозоны.

Методика экспериментальных исследований

Анализ влияния газогидратной компоненты на свойства промерзающих и мерзлых пород был основан на проведении экспериментального моделирования образования газогидратов в поровом пространстве грунтовых сред в специальных установках высокого давления и использовании комплекса специальных методов и технологий для дальнейшего исследования мерзлых гидратосодержащих грунтовых систем. В качестве объектов исследования были использованы природные грунты, преимущественно песчаного и супесчаного состава, отобранные из криолитозоны в пределах газовых месторождений на севере Западной Сибири и территории арктического шельфа, а также модельные песчаные среды и грунтовые смеси различного гранулометрического состава.

В исследованиях использовались специальные установки для изучения теплофизических, физико-механических, фильтрационных и геофизических параметров при различном фазовом составе поровых флюидов (газогидрат, лед, вода, газ), подробно описанные в работах (Чувилин, Буханов, 2014; Chuvilin, Bukhanov, 2017; Чувилин, Гребенкин, 2015; Yang et al., 2019) (табл. 1).

Подготовка мерзлых гидратосодержащих грунтовых образцов с высокой долей перехода поровой влаги в гидратное состояние (~50% и более) проводилась при давлении гидратообразующего газа выше равновесного по представленной ранее методике (Chuvilin, Davletshina, 2018). В качестве газа-гидратообразователя, для насыщения грунтовых образцов гидратами, использовались метан (99,998%) или двуокись углерода (99,995%), которые находились в баллонах под давлением 10,0 и 6,0 МПа, соответственно. Основные параметры гидратосодержания исследуемых образцов, а именно гидратонасыщенность (S_h) и коэффициент гидратности (K_h), определялись PVT-методом путем анализа данных температуры грунтовой системы и давления газовой компоненты (Chuvilin, Davletshina, 2018; Чувилин и др., 2019).

Гидратонасыщенность (S_h , %) представляет собой процент порового пространства, заполненного гидратом, определяется по объемному содержанию гидрата H_v (%) и пористости n (д.ед.):

$$S_h = \frac{H_v}{n}.$$

Свойства	Определяемые параметры	Оборудование	Ссылка на методику
Теплофизические	Теплопроводность (Вт/(м·К))	Оригинальная газогидратная установка со встроенной системой определения теплопроводности методом стационарного теплового режима, произведенная совместно с <i>Институтом природопользования НАН Беларуси</i> (Беларусь). Анализатор тепловых характеристик KD2 Pro с двойным цилиндрическим зондом (модель SH-1), произведенный <i>METER Group</i> (США).	Чувиллин, Буханов, 2014; Chuvilin, Bukhanov, 2017; Chuvilin et al., 2023
Физико-механические	Прочность (МПа)	Прибор трехосного сжатия Tri-Scan 250, произведенный <i>VJ Tech</i> (Великобритания) специально для газогидратных исследований.	Yang et al., 2019
Фильтрационные	Эффективная газовая проницаемость (мД)	Оригинальная фильтрационная установка, изготовленная ООО «ЭкогеосПром» (Россия).	Чувиллин, Гребенкин, 2015; Chuvilin et al., 2021
Геофизические	Удельное электрическое сопротивление (кОм·м)	Оригинальный газогидратный комплекс, проводящий измерения геофизического параметра на основе метода Веннера (четырёхэлектродная схема).	ASTM G57-20

Табл. 1. Основные физические характеристики гидратосодержащих пород, определяемые в ходе исследований

Коэффициент гидратности (K_h , д.ед.) характеризует долю поровой влаги, перешедшей в гидратное состояние:

$$K_h = \frac{W_h}{W},$$

где W_h влажность за счет гидратной компоненты (% от веса сухого образца) и W начальная влажность образца (%). W_h находится из веса порового гидрата M_h , который рассчитывается с учетом поглощенного газа по формулам $\text{CH}_4 \cdot 5.9\text{H}_2\text{O}$ и $\text{CO}_2 \cdot 6.1\text{H}_2\text{O}$ для гидрата метана и двуокиси углерода, соответственно.

Измерения теплопроводности (λ , Вт/(м·К)) мерзлых гидратосодержащих грунтов при давлении выше равновесного проводились в специальной газогидратной установке со встроенной системой определения теплофизического параметра методом стационарного теплового режима (изготовлена Институтом природопользования НАН Беларуси) (Бровка, Романенко, 2010), а также в автоклаве высокого давления с помощью двойного цилиндрического зонда и анализатора KD2 Pro (производства METER Group) (Chuvilin et al., 2023). В случае реализации метода стационарного теплового режима исследуемые образцы представляли собой полые цилиндры (высотой 100 мм, толщиной 10 мм) и располагались между двумя коаксивными цилиндрами. В случае применения зондового метода льдо- и гидратосодержащие образцы имели высоту 90 мм, а диаметр ~60–70 мм. Перегрев исследуемых образцов в обоих случаях составлял не более 0,5 °С. Погрешность измерений теплопроводности мерзлых гидратосодержащих пород оценивалась в пределах $\pm 5\%$, по аналогии с нашими более ранними исследованиями (Chuvilin, Bukhanov, 2019).

Исследования прочности (σ , МПа) мерзлых гидратосодержащих пород с разным соотношением лед – гидрат в поровом пространстве нами были проведены на приборе трехосного сжатия в рамках сотрудничества с коллегами из университета Хериот-Ватт (г. Эдинбург). В рамках

проведённых исследований под параметром прочности исследуемого грунтового образца понимается девиатор напряжений ($\sigma_1 - \sigma_2 = \sigma_3$), т.е. разница между максимальным осевым давлением и постоянным обжимным давлением. Используемый прибор Tri-Scan 250 был специально разработан для исследования прочностных и деформационных характеристик газонасыщенных и гидратосодержащих горных пород под давлением газа (Yang et al., 2019). В качестве объекта исследования использовалась искусственная песчано-пылевато-глинистая смесь, состоящая из кварцевого мелкозернистого песка с добавками пылеватых частиц и монтмориллонитовой глины. Механические испытания проводились на мерзлых гидратонасыщенных грунтовых образцах цилиндрической формы (высота 100 мм, диаметр 50 мм) с поровым давлением метана выше равновесного (около 5 МПа), т.е. в стабильных условиях для порового гидрата, и температурах –3 °С и –10 °С. Все испытания проводились в режиме деформирования исследуемых грунтовых образцов с постоянной скоростью 0,1 мм/мин.

Исследования газовой проницаемости (K , мД) льдо- и гидратосодержащих пород при различных термобарических исследованиях проводились на оригинальной экспериментальной установке, разработанной ООО «ЭкогеосПром» (Россия), которая позволяет создавать и поддерживать заданные термобарические условия в широком диапазоне температур (от –15 до +30 °С) и давлений (до 10 МПа) (Чувиллин, Гребенкин, 2015). Коэффициент эффективной газопроницаемости мерзлого гидратосодержащего грунта определялся по методу спада импульса. По результатам фильтрационного эксперимента рассчитывалась относительная газопроницаемость образца ($K_{\text{отн}}$, д.е.), которая представляла собой отношение эффективной газопроницаемости гидратосодержащего образца к начальной газопроницаемости мерзлого образца до гидратонасыщения. Исследования проводились

на образцах диаметром ~30 мм и высотой 30–40 мм. Температурные условия поддерживались с точностью $\pm 0,5$ °C с помощью климатической камеры Binder MK240.

Исследования геофизических характеристик гидратосодержащих горных пород проводились непосредственно под давлением газа 4–5 МПа в автоклавах высокого давления (производства *Top Industrie*, Франция), в которые были установлены латунные электроды (диаметром 3,5 мм) для определения удельного электрического сопротивления (ρ , кОм·м) на основе метода Веннера на постоянном токе (Гребенкин и др., 2024). Измерения проводились на цилиндрических образцах диаметром 38 мм и высотой ~80 мм. Температурные условия задавались с точностью $\pm 0,2$ °C с помощью жидкостного термостата Julabo FP40. Измерение удельного электрического сопротивления грунтов проводилось по четырехэлектродной схеме с равноудаленными электродами на постоянном токе.

Влияние газогидратной компоненты на свойства мерзлых пород

Появление газогидратной компоненты в поровом пространстве горных пород оказывает существенное влияние на их свойства. В первую очередь это отражается на механических, тепловых, фильтрационных и геофизических параметрах грунтов, т.к. их значения для гидрата и других поровых флюидов (прежде всего воды, льда и газа) могут существенно различаться. Кроме того, важным аспектом являются термобарические условия, при которых находятся поровые газогидратные образования, что также оказывает заметное влияние на физические характеристики гидратосодержащей породы.

В рамках настоящего исследования сделан акцент на рассмотрении влияния газогидратной компоненты на свойства мерзлых грунтов при давлении газа выше равновесного, т.е. при $t < 0$ °C и термобарических условиях стабильного порового гидрата.

Теплопроводность

Появление газогидратной компоненты в мерзлых породах оказывает существенное влияние на их теплопроводность, что связано со значительным различием в значениях данного теплофизического параметра для ледяной и гидратной компонент. В ходе экспериментов установлено, что в процессе перехода порового льда в гидрат теплопроводность мерзлых пород заметно снижается (рис. 1). Так, в песке мелком ($W = 19\%$) при увеличении коэффициента гидратности (K_h) от 0 до 0,5 теплопроводность понизилась от 2,32 Вт/(м·К) до 1,80 Вт/(м·К), что составило около 22%. При значениях K_h более 0,5, как показали наши предыдущие исследования (Chuvilin, Bukhanov, 2017), изменения теплопроводности гидратонасыщенных мерзлых грунтов становятся менее выраженными, поскольку основной вклад в теплопроводность будет вносить минеральный скелет грунта. В целом, отмеченная тенденция снижения теплопроводности мерзлых пород при переходе порового льда в газогидрат связана с уменьшением доли ледяной компоненты, которая имеет высокую теплопроводность (2,22–2,35 Вт/(м·К)), и увеличением доли гидратной компоненты, теплопроводность которой почти в 4 раза меньше (~0,6 Вт/(м·К)). В итоге, на основе экспериментального моделирования можно

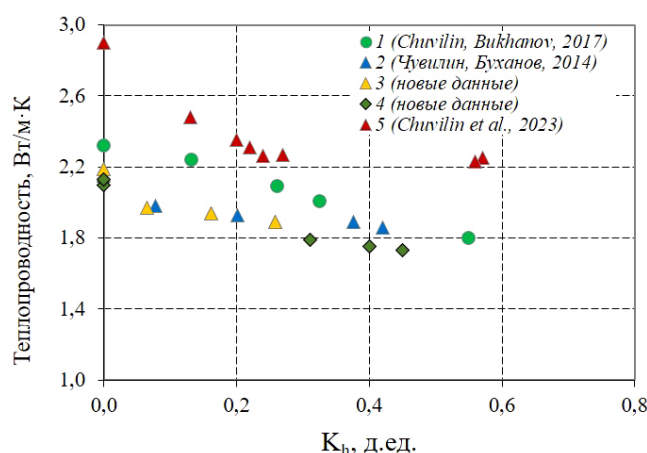


Рис. 1. Влияние доли порового льда, перешедшего в гидрат (K_h), на теплопроводность мерзлых песчаных и супесчаных пород при температуре -5 °C: 1 – песок мелкий (карьер вблизи г. Люберцы), $W = 19\%$, $n = 0,40$; 2 – песок пыл. (шельф моря Лаптевых, вблизи пос. Тикси), $W = 15\%$, $n = 0,38$; 3 – песок пыл. (Ямбургское ГКМ), $W = 16\%$, $n = 0,40$; 4 – Супесь (карьер вблизи г. Воркута), $W = 16\%$, $n = 0,40$; 5 – песок мелкий (Южно-Тамбейское НГКМ), $W = 16\%$, $n = 0,37$

ожидать, что в результате перехода до 40–50% порового льда в гидратное состояние (гидрат метана) можно ожидать снижение теплопроводности мерзлых песчаных и супесчаных коллекторов в среднем на 15–20% (Chuvilin, Bukhanov, 2017; Chuvilin et al., 2023).

Прочность

В результате выполненных физико-механических испытаний получены корреляционные зависимости прочности льдо-гидратосодержащих грунтовых образцов ($W = 15\%$; $\rho = 2,05$ г/см³ и $n = 0,34$) от параметров гидратосодержания: гидратонасыщенности (S_h , %) и коэффициента гидратности (K_h , д.ед.) при различных отрицательных температурах (рис. 2). Дополнительно стоит отметить, что общая степень заполнения порового пространства льдом и гидратом в исследуемых льдо- и гидратосодержащих грунтовых системах составляла около 75–80%.

В целом, полученные корреляции имеют хорошо выраженную линейную зависимость повышения прочности мерзлых грунтовых образцов при увеличении их гидратосодержания. Это прослеживается как для высокой (-3 °C), так и для низкой (-10 °C) отрицательных температур (рис. 2а). Отмеченная закономерность в целом указывает на определяющую роль гидратной фазы в формировании прочности льдо-гидратосодержащих пород, что обусловлено более высокой прочностью чистого гидрата по сравнению со льдом (Stern et al., 1996). Отдельно отмечено, что понижение температуры от -3 до -10 °C сопровождается увеличением прочности мерзлых гидратосодержащих образцов (при одинаковом $K_h \approx 0,2$) от 9,6 до 14,1 МПа, т.е. почти на 50% (рис. 2б). Такое существенное повышение параметра прочности для рассматриваемых грунтовых систем можно объяснить изменением фазового состава, а именно количеством жидкой компоненты в льдо- и гидратосодержащих пористых средах. Так недавние исследования, проведенные членами авторского коллектива с использованием прибора ЯМР (Bukhanov et al., 2022), показали, что для рассмотренных мерзлых

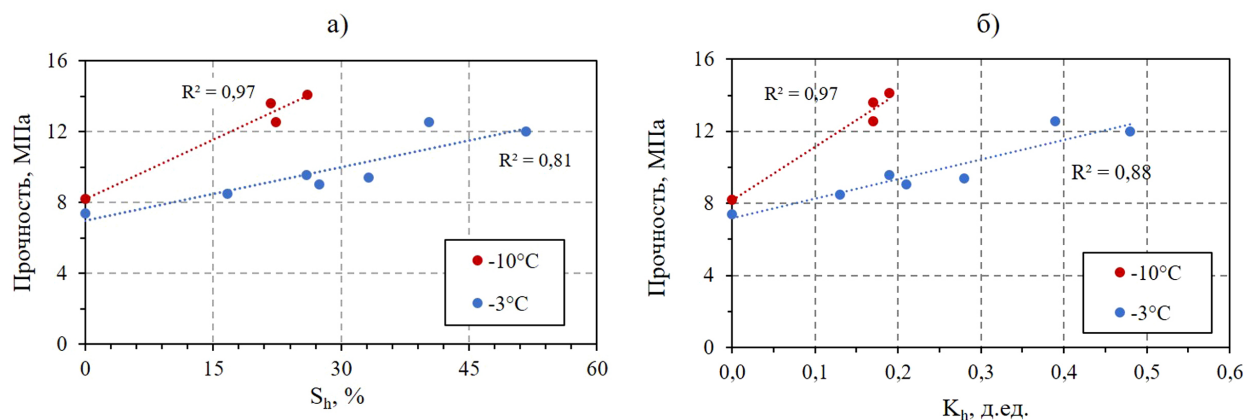


Рис. 2. Зависимость прочности льдо-гидратосодержащих образцов от параметров гидратонасыщенности (а) и коэффициента гидратности (б) при -3°C и -10°C

гидратосодержащих образцов (при поровом давлении метана около 5 МПа) при понижении температуры от -3 до -10°C содержание остаточной жидкой воды будет снижаться на 25% (от 1,2 до 0,9%). В этой связи, содержание жидкой компоненты может также рассматриваться как важный фактор в формировании прочностных показателей льдо-гидратосодержащих пород.

Газопроницаемость

Фильтрационные свойства газосодержащих мерзлых пород при частичном переходе порового льда в гидрат также изменяются. Приведенные фильтрационные эксперименты с образцами мерзлых пород с неполной степенью заполнения пор льдом (43–63%) в условиях гидратообразования показали, что при переходе порового льда в гидрат эффективная проницаемость исследуемых образцов снижается (Chuvilin et al., 2021). Анализ влияния доли порового льда, переходящего в гидрат (K_h), для мерзлых песчаных образцов с различной насыщенностью выявил, что чем выше начальная льдонасыщенность образцов (S_i), тем большее проявляется влияние перехода порового льда в гидрат на снижение газопроницаемости (рис. 3).

Согласно расчетам, переход порового льда в газовый гидрат приводит к увеличению совокупной степени заполнения пор за счет разницы их удельных объемов, достигающей порядка 15%. Это приводит к снижению пустотности (доли порового пространства, не занятого льдом и гидратом), а следовательно и газопроницаемости.

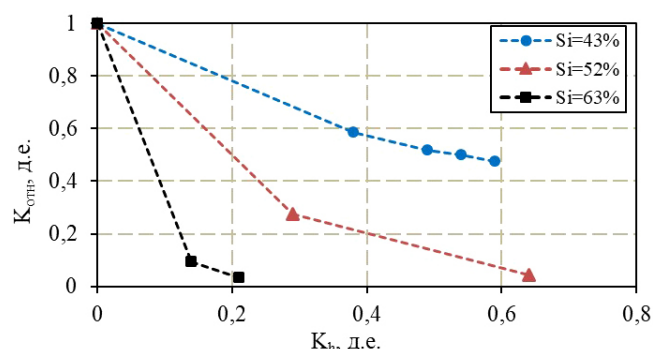


Рис. 3. Изменение относительной газопроницаемости ($K_{отн}$) мерзлых песчаных пород с различной льдонасыщенностью (S_i) от степени перехода порового льда в гидрат метана (K_h) при постоянной температуре -5°C

При достаточно высокой начальной степени заполнения пор льдом (около 63%) даже незначительные изменения пустотности вызывают более резкое снижение проницаемости, чем при невысокой начальной льдонасыщенности (43%). Таким образом, в мерзлых газонасыщенных песчаных породах с более чем 60%-ной льдонасыщенностью переход порового льда в гидрат может снизить газопроницаемость в десятки раз, тогда как в мерзлых породах с невысокой льдонасыщенностью (около 40%) проницаемость будет уменьшаться незначительно (менее чем в два раза).

Снижение относительной газопроницаемости мерзлых песчаных пород с неполной степенью заполнения пор льдом в процессе образования гидрата метана, а также CO_2 при отрицательной температуре (-5°C), можно проследить и в зависимости от гидратонакопления. Повышение гидратонасыщенности песчаных образцов в ходе перехода порового льда в гидрат вызывает снижение их относительной газопроницаемости. Так, в песчаных образцах с начальной пористостью (0,35–0,36 д.е.) и степенью заполнения пор льдом 49–54% при насыщенности гидратом CO_2 около 25% порового пространства относительная газопроницаемость снижается до 0,7 мД. Для песчаных образцов с пористостью (0,46–0,48 д.е.) и степенью льдонасыщенности 31–34% снижение относительной газопроницаемости достигает 0,5–0,6 при насыщении гидратом метана около 17% (рис. 4).

Для данных образцов в описываемом диапазоне изменения гидратонасыщения отмечается практически линейная зависимость изменения относительной газопроницаемости от пустотности (рис. 5).

Электрические свойства

Экспериментальная оценка изменения удельного электрического сопротивления (УЭС) мерзлых пород при появлении газогидратной компоненты проводилась в условиях фазового перехода порового льда в газогидрат в песчаных образцах кварцевого состава.

Они готовились из песка фракции 0,1–0,5 мм (RS1), а также из природного мелкозернистого песка (RS2). Их влажность составляла 12–13%, а пористость около 37%. Значения УЭС мерзлых песчаных образцов RS1 и RS2 (до закачки гидратообразующего газа) были равны 19,77 и 28,81 кОм·м соответственно, при значениях начальной льдонасыщенности 64% для обоих образцов.

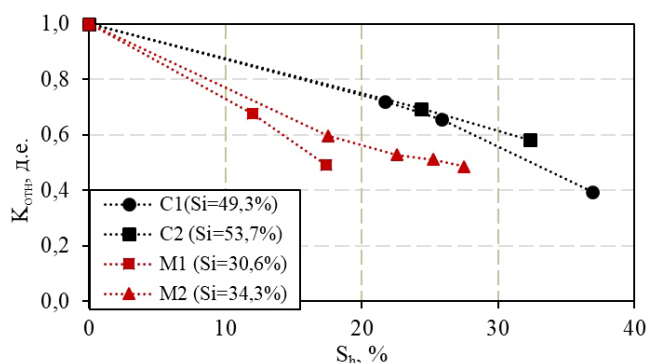


Рис. 4. Влияние насыщенности порового пространства (S_h) мерзлых образцов гидратом CO_2 (C1 и C2, черный цвет) и CH_4 (M1 и M2, красный цвет) на изменение их относительной газопроницаемости ($K_{отн}$)

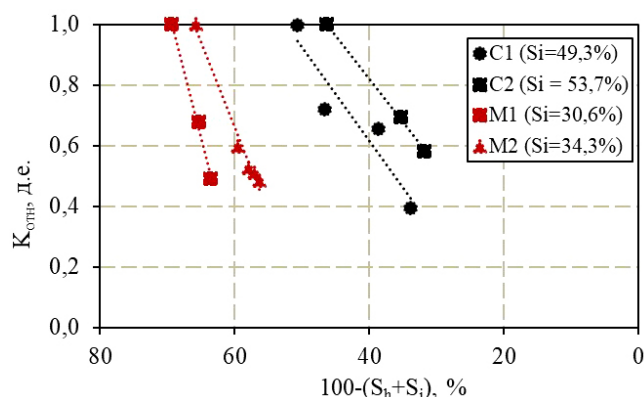


Рис. 5. Зависимость изменения относительной газопроницаемости ($K_{отн}$) от пустотности порового пространства ($100 - (S_h + S_i)$, %) мерзлых образцов при гидратообразовании CO_2 (черный цвет) и CH_4 (красный цвет)

В качестве гидратообразующего газа в эксперименте RS1 использовался метан, а в эксперименте RS2 – диоксид углерода. На первом этапе оценивалось влияние насыщения мерзлых образцов гидратообразующим газом. При насыщении мерзлого песчаного образца метаном до давления 6 МПа отмечено незначительное повышение (менее 10%) УЭС до 21,72 кОм·м (рис. 6), тогда как при закачке CO_2 до давления 2,9 МПа произошло существенное снижение УЭС мерзлого образца более чем в 3 раза от 28,81 до 8,8 кОм·м (рис. 6). Это снижение обусловлено активным взаимодействием CO_2 с поверхностным слоем порового льда, в результате чего происходит его частичное растворение и повышение содержания незамерзшей воды в мерзлом образце.

На следующем этапе эксперимента производились измерения УЭС в мерзлом образце в процессе гидратообразования при постоянной температуре $-6^\circ C$ (рис. 6).

В эксперименте RS1 отмечен рост УЭС на 2 кОм·м уже после перехода 2% порового льда в гидрат метана (рис. 6). При дальнейшем переходе порового льда в гидрат наблюдалась практически линейная зависимость УЭС от коэффициента гидратности. Так, при повышении K_h до 0,17 УЭС мерзлого образца увеличилось в полтора раза и составило 31,85 кОм·м, а в конце эксперимента при переходе 27% порового льда в гидрат метана УЭС увеличилось практически в два раза по сравнению с начальным после закачки CH_4 и составило 41 кОм·м.

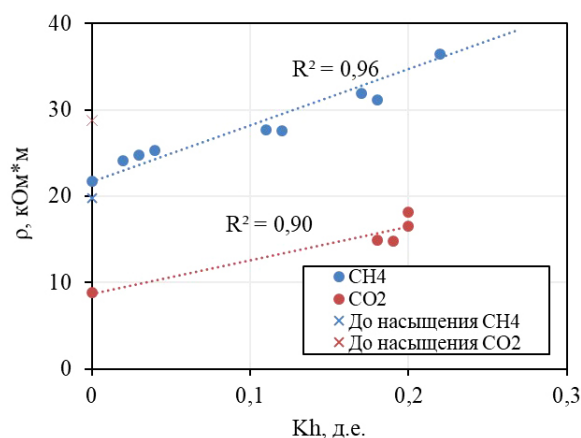


Рис. 6. Изменение УЭС мерзлых песчаных образцов (RS1 и RS2) в ходе перехода порового льда в гидрат CH_4 и гидрат CO_2 при температуре $-6^\circ C$

В эксперименте RS2, где наблюдался более интенсивный темп перехода порового льда в гидрат CO_2 , была получена сходная зависимость УЭС от K_h . При переходе 18% порового льда в гидрат УЭС увеличилось в 1,7 раза и составило 14,8 кОм·м, а при переходе еще 2% поровой влаги в гидрат УЭС составило 18,1 кОм·м.

Таким образом, в обоих случаях, несмотря на различие в абсолютных значениях УЭС образцов, относительное повышение их значений при переходе порового льда в гидрат было близким. При переходе 20% порового льда в гидрат УЭС мерзлого образца повысилось примерно в 1,6 раз для гидрата метана и порядка 2 раз для гидрата CO_2 .

Обсуждение результатов экспериментального моделирования

Полученные экспериментальные данные, а также опубликованные материалы показывают, что газогидратная компонента оказывает заметное влияние на ряд физических характеристик мерзлых пород. В основном это обусловлено существенным различием в значениях рассмотренных параметров (прочность, теплопроводность, газовая проницаемость и удельное электрическое сопротивление) для порового льда и гидрата, однако в ряде случаев отмеченные тенденции обусловлены особенностями фазового состава (в первую очередь количеством остаточной жидкой воды) льдосодержащих и гидратонасыщенных пород. Поэтому тенденции изменения рассматриваемых физических параметров мерзлых грунтов при увеличении гидратосодержания при давлении выше равновесного будут различными, в зависимости от типа параметра, как по направлению, так и по величине (табл. 2).

В целом увеличение доли порового гидрата будет сопровождаться закономерным повышением прочности мерзлых гидратосодержащих пород. Так, переход в гидратное состояние около половины порового льда будет сопровождаться увеличением прочности льдо- и гидратосодержащей песчаной породы примерно на 50%, что обусловлено более высокой прочностью газогидратной компоненты при сравнении со льдом. Кроме того, газовые гидраты слабо проявляют реологические свойства (т.е. характерно хрупкое разрушение) в отличие от льда, для которого характерны пластические деформации под действием постоянной нагрузки.

Параметр	Доля перехода порового льда в гидрат	Тенденция	Порядок изменения
Прочность	~0,5	+	~50%
Теплопроводность	0,5	–	15-20%
Газовая проницаемость	0,6	–	От нескольких раз до нескольких порядков
Удельное электрическое сопротивление	до 0,25	+	В 1,5-2 раза

Табл. 2. Влияние гидратной компоненты на изменение физических параметров мерзлых грунтов, где «–» снижение параметра и «+» – повышение параметра.

Теплопроводность мерзлых грунтов в процессе гидратообразования будет снижаться, что вызвано увеличением содержания гидратной компоненты с низкой теплопроводностью и уменьшением содержания ледяной компоненты с высокой теплопроводностью. При этом для рассмотренных мерзлых гидратосодержащих песчаных и супесчаных грунтовых сред можно ожидать снижение теплофизического параметра до 15–20% даже при переводе 50% поровой влаги (т.е. льда) в гидрат.

Изменения газовой проницаемости в мерзлых породах в условиях накопления поровых гидратов в первую очередь будут определяться исходной степенью заполнения пор. Так, переход порового льда в газовый гидрат приводит к увеличению совокупной степени заполнения пор за счет разницы их удельных объемов, достигающей порядка 15%, что в итоге сопровождается снижением пустотности порового пространства и эффективных путей фильтрации газа. В результате, в мерзлых газовых коллекторах с высокой начальной льдонасыщенностью (60% и более) в ходе гидратонакопления можно ожидать существенного снижения (в несколько десятков раз) газовой проницаемости, в отличие от внутримерзлотных песчаных горизонтов с невысокой льдонасыщенностью порового пространства (40% и менее).

Отмеченное повышение удельного электрического сопротивления мерзлых пород при фазовом переходе лед – газовый гидрат в поровом пространстве, с одной стороны, связано с некоторым различием исследуемого геофизического параметра для гидрата и льда, а с другой – может быть обусловлено снижением содержания жидкой фазы воды (незамерзшая вода) в мерзлых породах в условиях гидратообразования. При фазовом переходе порового льда в гидрат содержание жидкой фазы воды в породе стремится к равновесному ее содержанию в гидратонасыщенных породах (неклатратная вода). А содержание неклатратной воды, как показывают эксперименты, значительно ниже, чем содержание незамерзшей воды в мерзлых породах без гидратов, причем содержание неклатратной воды, в отличие от незамерзшей, закономерно понижается с повышением газового давления (Chuvilin, Istomin, 2012).

Поэтому можно ожидать повышения удельного электрического сопротивления мерзлого гидратосодержащего песчаного коллектора примерно в 1,5–2 раза при увеличении коэффициента гидратности до 0,25. Следует также отметить, что снижение содержания жидкой фазы воды в мерзлых породах в условиях гидратонакопления будет способствовать повышению их прочностных характеристик.

Анализ полученных данных подтверждает, что изменения основных физических характеристик мерзлых грунтов в условиях накопления поровых газогидратов связаны не только с изменением соотношения поровый лед – поровый гидрат, но и с содержанием жидкой фазы воды в льдо-, газо- и газогидратосодержащих грунтовых системах. В итоге можно отметить, что появление газогидратной компоненты, с одной стороны, существенно упрочняет мерзлый коллектор, а с другой – проявляет тенденцию к снижению способности к тепло- и массопереносу.

Выводы

Как показывает анализ условий существования газогидратных образований в природе, криолитозона является благоприятной средой, где возможно образование и длительное нахождение газогидратов в качестве компоненты мерзлых пород. Несмотря на определенную схожесть со льдом, газогидратные образования оказывают и специфическое влияние на некоторые физические характеристики мерзлых пород и процессы, которые протекают в толщах мерзлых пород в ходе их существования и эволюции. Проведенная на основе экспериментальных исследований оценка влияния газогидратной компоненты на некоторые физические свойства мерзлых пород показала, что появление газогидратов в поровом пространстве мерзлых пород существенно снижает их теплопроводность, фильтрационные характеристики, а также вызывает повышение прочностных характеристик. Кроме того, наличие газогидратной компоненты в мерзлых породах оказывает определенное влияние на некоторые их геофизические характеристики, в частности может вызывать повышение удельного электрического сопротивления мерзлых пород при гидратонакоплении.

Финансирование/Благодарности

Авторы благодарят Российский научный фонд за финансовую поддержку проведенных исследований (грант № 22-67-00025).

Публикация статьи поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-10-2022-011 в рамках программы развития НЦМУ.

Авторский коллектив выражают благодарность коллегам из ООО «ЭкогеосПром» (г. Тверь, Россия) за помощь в проектировании и изготовлении лабораторного комплекса для исследования фильтрационных и геофизических характеристик мерзлых и гидратосодержащих пород.

Литература

- Агалаков С.Е. (1997). Газовые гидраты в Туронских отложениях на севере Западной Сибири. *Геология Нефти и Газа*, 3, с. 16–21.
- Бровка А.Г., Романенко И.И. (2010). Приборы для исследования теплофизических характеристик и фазового состава воды горных пород при повышенных статических нагрузках. *Горная Механика и Машиностроение*, 1, с. 83–88.
- Вареничев А.А., Громова М.П., Потапов И.И. (2022). Прогнозные ресурсы метана газогидратных залежей. *Проблемы Окружающей Среды и Природных Ресурсов*, 8, с. 3–44. <https://doi.org/10.36535/0235-5019-2022-08-1>
- Гинсбург Г.Д., Новожилов А.А. (1997). О гидратах в недрах Мессояхского месторождения. *Газовая Промышленность*, 2, с. 19–21.
- Гребенкин С.И., Чувилин Е.М., Жмаев М.В., Малик А.А. (2024). Экспериментальная оценка изменения геофизических характеристик газонасыщенных песчаных пород при льдо- и гидратообразовании. *Сборник тезисов: Газовые гидраты — энергия будущего: материалы Первой Российской газогидратной конференции (РГК I)*. 26–31 августа 2024 г. Пос. Листвянка, Байкал. <https://doi.org/10.24412/cl-37274-2024-1-99-103>
- Давлетшина Д.А., Чувилин Е.М. (2020). Экспериментальная оценка возможности газогидратообразования в тонкодисперсных грунтах при отрицательных температурах. *Криосфера Земли*, 24(4), с. 25–33.
- Истомин В.А., Якушев В.С. (1992). Газовые гидраты в природных условиях. М.: Недра, 235 с.
- Макогон Ю.Ф. (1985). Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. М.: Недра, 232 с.
- Макогон Ю.Ф., Омелченко Р.Ю. (2012). Мессояха — газогидратная залежь, роль и значение. *Геология и Полез. Ископаемые Мирового океана*, 3, с. 5–19.
- Матвеева Т.В., Логвина Е.А., Назарова О.В. (2024). Газовые гидраты акваторий: методы и результаты ресурсных оценок. *Геология Нефти и Газа*, 3, с. 81–96. <https://doi.org/10.47148/0016-7894-2024-3-81-96>
- Трофимук А.А., Макогон Ю.Ф., Якушев В.С. (1986). Влияние динамики зон гидратообразования на температурный режим горных пород в области распространения криолитозоны. *Геология и Геофизика*, 11, с. 3–10.
- Черский Н.В., Куренчанин В.К., Скуба В.Н., Царев В.П. (1973). Исследования и рекомендации по совершенствованию разработки полезных ископаемых северных и восточных районов СССР. Ч.1. Перспективы поисков газогидратных залежей. Якутск: Якутское книжное издательство, 116 с.
- Чувилин Е.М., Буханов Б.А. (2014). Изменение теплопроводности газонасыщенных пород при гидратообразовании и замораживании-оттаивании. Часть 1. Методика исследований. *Криосфера Земли*, 18(1), с. 70–76.
- Чувилин Е.М., Гребенкин С.И. (2015). Экспериментальная оценка газопроницаемости газонасыщенных пород при газонасыщенных пород при гидратообразовании и замораживании. *Криосфера Земли*, 19(2), с. 67–74.
- Чувилин Е.М., Гурьева О.М. (2009). Экспериментальное изучение образования гидратов CO₂ в поровом пространстве промерзающих и мерзлых пород. *Криосфера Земли*, 13(3), с. 70–79.
- Чувилин Е.М., Давлетшина Д.А., Лупачик М.В. (2019). Гидратообразование в мерзлых и оттаивающих метанонасыщенных породах. *Криосфера Земли*, 23(2), с. 50–61.
- Якушев В.С. (2009). Природный газ и газовые гидраты в криолитозоне. М.: ВНИИГАЗ, 192 с.
- Якушев В.С., Гафаров, С.М., Карнаухов Н.А. и др. (2014). Газовые Гидраты в Арктике и Мировом Океане: Особенности залегания и перспективы освоения. М.: Недра, 251 с.
- ASTM G57-20 (2020). Standard Test Method for Measurement of Soil Resistivity Using the Wenner Four-Electrode Method. <https://doi.org/10.1520/G0057-20>
- Boswell R., Collett T.S., Yamamoto K., Okinaka N., Hunter R., Suzuki K., Tamaki M., Yoneda J., Iter D., Haines S.S., Myshakin E., Moridis G. (2022). Scientific results of the Hydrate-01 Stratigraphic Test Well Program, Western Prudhoe Bay Unit, Alaska North Slope. *Energy & Fuels*, 36(10), pp. 5167–5184. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.2c00327>
- Bukhanov B. A., Chuvilin E.M., Mukhametdinova A.Z., Sokolova N.S., Afonin M.Y., Istomin V.A. (2022). Estimation of residual pore water content in hydrate-bearing sediments at temperatures below and above 0 °C by NMR. *Energy & Fuels*, 36(24), pp. 14789–14801. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.2c03089>
- Chong, Z.R., Yang, S.H.B., Babu, P., Linga, P., Li, X.-S. (2016). Review of natural gas hydrates as an energy resource: Prospects and challenges. *Applied Energy*, 162, pp. 1633–1652.
- Chuvilin E., Bukhanov B. (2017). Effect of hydrate formation conditions on thermal conductivity of gas-saturated sediments. *Energy & Fuels*, 31(5), pp. 5246–5254. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.6b02726>
- Chuvilin E., Bukhanov B. (2019). Thermal conductivity of frozen sediments containing self-preserved pore gas hydrates at atmospheric pressure: An experimental study. *Geosciences*, 9(2), 65. <https://doi.org/10.3390/geosciences9020065>
- Chuvilin E., Davletshina D. (2018). Formation and Accumulation of Pore Methane Hydrates in Permafrost: Experimental Modeling. *Geosciences*, 8(12). <https://doi.org/10.3390/geosciences8120467>
- Chuvilin E., Davletshina D., Bukhanov B., Grebenkin S., Pankratova E. (2023). Thermal conductivity variations in frozen hydrate-bearing sand upon heating and dissociation of pore gas hydrate. *Geosciences*, 13, 316. <https://doi.org/10.3390/geosciences13100316>
- Chuvilin E., Ekimova V., Davletshina D., Sokolova N., Bukhanov B. (2020). Evidence of gas emissions from permafrost in the Russian Arctic. *Geosciences*, 10, 383. <https://doi.org/10.3390/geosciences10100383>
- Chuvilin E.M., Grebenkin S.I., Zhmaev M.V. (2021). Gas permeability of sandy sediments: effects of phase changes in pore ice and gas hydrates. *Energy and Fuels*, 8, pp. 7874–7882. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c00366>
- Chuvilin E.M., Istomin V.A. (2012). Temperature dependence of the equilibrium pore water content in gas hydrate contained sediments. In: *Proc. 10th Int. Conf. on Permafrost* (Salekhard, June 25–29, 2012). Yamal-Nenets Autonomous District, Russia, vol. 2, p. 57–60.
- Chuvilin E.M., Yakushev V.S., Perlova E.V. (2000). Gas and possible gas hydrates in the permafrost of Bovanenkovo gas field, Yamal Peninsula, West Siberia. *Polarforschung*, 68, pp. 215–219.
- Collett T.S., Lee M.W., Avena W.F., Miller J.J., Lewis K.A., Zyrianova M.V., Boswell R., Inks T.L. (2011). Permafrost associated natural gas hydrate occurrences on the Alaskan North Slope. *Mar. Pet. Geol.*, 28, pp. 279–294. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2009.12.001>
- Dallimore S.R., Collett T.S. (1995). Intrapermafrost gas hydrates from a deep core hole in the Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. *Geology*, 23, pp. 527–530. [https://doi.org/10.1130/0091-7613\(1995\)023<0527:IGHFAD>2.3.CO;2](https://doi.org/10.1130/0091-7613(1995)023<0527:IGHFAD>2.3.CO;2)
- Dallimore S.R., Uchida T., Collett T.S. (1999). Scientific Results from JAPEX/JNOC/GSC Mallik 2L-38 Gas Hydrate Research Well, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. Ottawa – Ontario: Natural Resources Canada, 403 p. <https://doi.org/10.4095/210723>
- Li B., Sun Y., Guo W., Shan X., Wang P., Pang Sh., Jia R., Zhang G. (2017). The mechanism and verification analysis of permafrost-associated gas hydrate formation in the Qilian Mountain, Northwest China. *Marine and Petroleum Geology*, 86, pp. 787–797. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.05.036>
- Max D.M., Johnson A.H., Dillon W.P. (2013). Natural gas hydrate – Arctic Ocean deepwater resource potential. Dordrecht: Springer, 113 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-02508-7>
- Max M. (2000). Natural Gas Hydrate: In Oceanic and Permafrost Environments. Dordrecht: Springer, 419 p. <https://doi.org/10.1007/978-94-011-4387-5>
- Ruppel C. (2015). Permafrost-associated gas hydrate: Is it really approximately 1% of the global system? *J. Chem. Eng. Data*, 60(2), pp. 429–436. <https://doi.org/10.1021/je500770m>
- Stern L.A., Kirby S.H., Durham W.B. (1996). Peculiarities of methane clathrate hydrate formation and solid-state deformation, and the associated superheating of water ice. *Science*, 273, pp. 1843–1848. <https://www.science.org/doi/10.1126/science.273.5283.1843>
- Wei N., Pei J., Li H., Zhou Sh., Zhao, J., Kvamme B., Coffin R.B., Zhang L., Zhang Y., Xue J. (2024). Classification of natural gas hydrate resources: Review, application and prospect. *Gas Science and Engineering*, 124, 205269. <https://doi.org/10.1016/j.gsgs.2024.205269>
- Yakushev V.S., Chuvilin E.M. (2000). Natural gas and hydrate accumulation within permafrost in Russia. *Cold Regions Science and Technology*, 149, pp. 46–50. [https://doi.org/10.1016/S0165-232X\(00\)00012-4](https://doi.org/10.1016/S0165-232X(00)00012-4)
- Yamamoto K., Boswell R., Collett T., Dallimore S., Lu H. (2022). Review of past gas production attempts from subsurface gas. *Energy & Fuels*, 36 (10), pp.5047–5062. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c04119>
- Yang J., Hassanpouryouzband A., Tohidi B., Chuvilin E., Bukhanov B., Istomin V., Cheremisin A. (2019). Gas hydrates in permafrost: distinctive effect of gas hydrates and ice on the geomechanical properties of simulated hydrate-bearing permafrost sediments. *JGR Solid Earth*, 124, pp. 2551–2563. <https://doi.org/10.1029/2018JB016536>

Сведения об авторах

Евгений Михайлович Чувилин – кандидат геол.-минерал. наук, доцент, ведущий научный сотрудник, Центр науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, территория ИЦ “Сколково”,
ул. Сикорского, д. 11
e-mail: e.chuvilin@skoltech.ru

Борис Александрович Буханов – кандидат геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник, Центр науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, территория ИЦ “Сколково”,
ул. Сикорского, д. 11
e-mail: b.bukhanov@skoltech.ru

Сергей Игоревич Гребенкин – кандидат геол.-минерал. наук, научный сотрудник, Центр науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, территория ИЦ “Сколково”,
ул. Сикорского, д. 11
e-mail: grebenkin.sergei@mail.ru

Максим Владиславович Жмаев – кандидат тех. наук, инженер, Центр науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, территория ИЦ “Сколково”,
ул. Сикорского, д. 11
e-mail: maksim.zhmaev@skoltech.ru

Статья поступила в редакцию 15.12.2024;

Принята к публикации 25.03.2025; Опубликовано 20.09.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Effect of gas hydrates on physical properties of permafrost

E.M. Chuvilin^{1}, B.A. Bukhanov^{1,2}, S.I. Grebenkin¹, M.V. Zhmaev^{1,2}*

¹Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow, Russian Federation

²Sadovsky Institute of Geospheres Dynamics of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Evgeny M. Chuvilin, e-mail: e.chuvilin@skoltech.ru

Abstract. Permafrost stores large amounts of natural gas in free and hydrate (clathrate) forms. Intrapermafrost gas hydrates were revealed in frozen core samples recovered from test, exploration, and production wells in the Arctic oil and gas fields. Being similar to ice in many respects, gas hydrates can be mute for geophysical surveys. Meanwhile, laboratory experiments show that the presence of a gas hydrate component in pore moisture affects considerably some parameters of frozen sediments, as well as processes in evolving permafrost. Hydrate-bearing permafrost has a lower thermal conductivity and permeability but a higher geomechanic strength than hydrate-free frozen ground. Gas hydrates also influence some geophysical variables, such as electrical resistivity which becomes higher at higher hydrate contents.

Accumulation of gas hydrates changes the relative percentages of pore moisture components (ice-hydrate-liquid water) in systems comprising ice, free gas, and gas hydrates, which has bearing on the physical properties of permafrost. The presence of gas hydrates increases the strength and resistivity of permafrost and, on the other hand, tends to reduce its permeability and the rates of heat and mass transfer.

Keywords: permafrost, gas hydrates, pore ice, strength, thermal conductivity, gas permeability, electrical resistance, methane

Acknowledgements

The authors thank the Russian Science Foundation for financial support of the conducted research (grant No. 22-67-00025).

The publication of the article was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-10-2022-011 within

the framework of the development program for a world-class Research Center.

The authors gratitude to colleagues from EcogeosProm LLC (Tver city, Russia) for assistance in designing and manufacturing a laboratory complex for studying the filtration and geophysical characteristics of frozen and hydrate-bearing soils.

Recommended citation: Chuvilin E.M., Bukhanov B.A., Grebenkin S.I., Zhmaev M.V. (2025). Effect of gas hydrates on physical properties of permafrost. *Georesursy = Georesources*, 27(3), pp. 101–110. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.8>

References

- Agalakov S.E. (1997). Gas hydrates in the Turonian deposits in the north of Western Siberia. *Geologiya Nefti i Gaza*, 3, pp. 16–21. (In Russ.)
- ASTM G57-20 (2020). Standard Test Method for Measurement of Soil Resistivity Using the Wenner Four-Electrode Method. <https://doi.org/10.1520/G0057-20>
- Boswell R., Collett T.S., Yamamoto K., Okinaka N., Hunter R., Suzuki K., Tamaki M., Yoneda J., Itter D., Haines S.S., Myshakin E., Moridis G. (2022). Scientific results of the Hydrate-01 Stratigraphic Test Well Program, Western Prudhoe Bay Unit, Alaska North Slope. *Energy & Fuels*, 36(10), pp. 5167–5184. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.2c00327>
- Brovka A.G., Romanenko I.I. (2010). Devices for studying thermophysical characteristics and phase composition of water in rocks under increased static loads. *Gornaya Mekhanika i Mashinostroyeniye*, 1, pp. 83–88. (In Russ.)
- Bukhanov B. A., Chuvilin E.M., Mukhametdinova A.Z., Sokolova N.S., Afonin M.Y., Istomin V.A. (2022). Estimation of residual pore water content in hydrate-bearing sediments at temperatures below and above 0 °C by NMR. *Energy & Fuels*, 36(24), pp. 14789–14801. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.2c03089>
- Chersky N.V., Kurenchanin V.K., Skuba V.N., Tsarev V.P. (1973) Research and recommendations for the development of mineral resources in the northern and eastern regions of the USSR. Part 1. Prospects for Searching for Gas Hydrate Deposits. Yakutsk: Yakut Book Publishing, 116 p. (In Russ.)
- Chong, Z.R., Yang, S.H.B., Babu, P., Linga, P., Li, X.-S. (2016). Review of natural gas hydrates as an energy resource: Prospects and challenges. *Applied Energy*, 162, pp. 1633–1652.

- Chuvilin E., Bukhanov B. (2017). Effect of hydrate formation conditions on thermal conductivity of gas-saturated sediments. *Energy & Fuels*, 31(5), pp. 5246–5254. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.6b02726>
- Chuvilin E., Bukhanov B. (2019). Thermal conductivity of frozen sediments containing self-preserved pore gas hydrates at atmospheric pressure: An experimental study. *Geosciences*, 9(2), 65. <https://doi.org/10.3390/geosciences9020065>
- Chuvilin E., Davletshina D. (2018). Formation and Accumulation of Pore Methane Hydrates in Permafrost: Experimental Modeling. *Geosciences*, 8(12). <https://doi.org/10.3390/geosciences8120467>
- Chuvilin E., Davletshina D., Bukhanov B., Grebenkin S., Pankratova E. (2023). Thermal conductivity variations in frozen hydrate-bearing sand upon heating and dissociation of pore gas hydrate. *Geosciences*, 13, 316. <https://doi.org/10.3390/geosciences13100316>
- Chuvilin E., Ekimova V., Davletshina D., Sokolova N., Bukhanov B. (2020). Evidence of gas emissions from permafrost in the Russian Arctic. *Geosciences*, 10, 383. <https://doi.org/10.3390/geosciences10100383>
- Chuvilin E.M., Bukhanov B.A. (2014). Changes in thermal conductivity of gas-saturated sediments during hydrate formation and freezing-thawing. Part 1. Research methods. *Earth's Cryosphere*, 18(1), pp. 70–76. (In Russ.)
- Chuvilin E.M., Davletshina D.A., Lupachik M.V. (2019). Hydrate formation in frozen and thawing methane-saturated sediments. *Earth's Cryosphere*, 23(2), pp. 50–61. (In Russ.)
- Chuvilin E.M., Grebenkin S.I. (2015). Experimental assessment of gas permeability of gas-saturated sediments during hydrate formation and freezing. *Earth's Cryosphere*, 19(2), pp. 67–74. (In Russ.)
- Chuvilin E.M., Grebenkin S.I., Zhmaev M.V. (2021). Gas permeability of sandy sediments: effects of phase changes in pore ice and gas hydrates. *Energy and Fuels*, 8, pp. 7874–7882. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c00366>
- Chuvilin E.M., Guryeva O.M. (2009). Experimental study of CO₂ hydrate formation in the pore space of freezing and frozen sediments. *Earth's Cryosphere*, 13(3), pp. 70–79. (In Russ.)
- Chuvilin E.M., Istomin V.A. (2012). Temperature dependence of the equilibrium pore water content in gas hydrate contained sediments. In: *Proc. 10th Int. Conf. on Permafrost* (Salekhard, June 25–29, 2012). Yamal-Nenets Autonomous District, Russia, vol. 2, p. 57–60.
- Chuvilin E.M., Yakushev V.S., Perlova E.V. (2000). Gas and possible gas hydrates in the permafrost of Bovanenkovo gas field, Yamal Peninsula, West Siberia. *Polarforschung*, 68, pp. 215–219.
- Collett T.S., Lee M.W., Agena W.F., Miller J.J., Lewis K.A., Zyrianova M.V., Boswell R., Inks T.L. (2011). Permafrost associated natural gas hydrate occurrences on the Alaskan North Slope. *Mar. Pet. Geol.*, 28, pp. 279–294. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2009.12.001>
- Dallimore S.R., Collett T.S. (1995). Intrapermafrost gas hydrates from a deep core hole in the Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. *Geology*, 23, pp. 527–530. [https://doi.org/10.1130/0091-7613\(1995\)023<0527:IGHFAD>2.3.CO;2](https://doi.org/10.1130/0091-7613(1995)023<0527:IGHFAD>2.3.CO;2)
- Dallimore S.R., Uchida T., Collett T.S. (1999). Scientific Results from JAPEX/JNOC/GSC Mallik 2L-38 Gas Hydrate Research Well, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. Ottawa – Ontario: Natural Resources Canada, 403 p. <https://doi.org/10.4095/210723>
- Davletshina D.A., Chuvilin E.M. (2020). Experimental assessment of the possibility of gas hydrate formation in fine-grained soils at negative temperatures. *Earth's Cryosphere*, 24(4), pp. 25–33. (In Russ.)
- Ginsburg G.D., Novozhilov A.A. (1997). On hydrates in the depths of the Messoyakha field. *Gazovaya Promyshlennost*, 2, pp. 19–21. (In Russ.)
- Grebenkin S.I., Chuvilin E.M., Zhmaev M.V., Malik A.A. (2024). Experimental assessment of changes in geophysical characteristics of gas-saturated sandy rocks during ice and hydrate formation. *Proc. First Russian Gas Hydrate Conference “Gas hydrates – the energy of the future”*, Listvyanka, Baikal, pp. 99–103. (In Russ.) <https://doi.org/10.24412/cl-37274-2024-1-99-103>
- Istomin V.A., Yakushev V.S. (1992). Gas hydrates in natural conditions. Moscow: Nedra, 235 p. (In Russ.)
- Li B., Sun Y., Guo W., Shan X., Wang P., Pang Sh., Jia R., Zhang G. (2017). The mechanism and verification analysis of permafrost-associated gas hydrate formation in the Qilian Mountain, Northwest China. *Marine and Petroleum Geology*, 86, pp. 787–797. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.05.036>
- Makogon Yu.F. (1985) Gas hydrates, prevention of their formation and use. Moscow: Nedra, 232 p. (In Russ.)
- Makogon Yu.F., Omelchenko R.Yu. (2012). Messoyakha – gas hydrate deposit, role and significance. *Geologiya i Polez. Iskopaemye Mirovogo okeana*, 3, pp. 5–19. (In Russ.)
- Matveeva T.V., Logvina E.A., Nazarova O.V. (2024). Gas hydrates of water areas: methods and results of resource assessments. *Geologiya Nefti i Gaza*, 3, pp. 81–96. (In Russ.) <https://doi.org/10.47148/0016-7894-2024-3-81-96>
- Max D.M., Johnson A.H., Dillon W.P. (2013). Natural gas hydrate – Arctic Ocean deepwater resource potential. Dordrecht: Springer, 113 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-02508-7>
- Max M. (2000). Natural Gas Hydrate: In Oceanic and Permafrost Environments. Dordrecht: Springer, 419 p. <https://doi.org/10.1007/978-94-011-4387-5>
- Ruppel C. (2015). Permafrost-associated gas hydrate: Is it really approximately 1% of the global system? *J. Chem. Eng. Data*, 60(2), pp. 429–436. <https://doi.org/10.1021/je500770m>
- Stern L.A., Kirby S.H., Durham W.B. (1996). Peculiarities of methane clathrate hydrate formation and solid-state deformation, and the associated superheating of water ice. *Science*, 273, pp. 1843–1848. <https://www.science.org/doi/10.1126/science.273.5283.1843>
- Trofimuk A.A., Makogon Yu.F., Yakushev V.S. (1986). Influence of the dynamics of hydrate formation zones on the temperature regime of rocks in the permafrost area. *Geologiya i Geofizika*, 11, pp. 3–10. (In Russ.)
- Varenichev A.A., Gromova M.P., Potapov I.I. (2022). Forecast resources of methane from gas hydrate deposits. *Problemy Okruzhayushchey Sredy i Prirodnikh Resursov*, 8, pp. 3–44. (In Russ.) <https://doi.org/10.36535/0235-5019-2022-08-1>
- Wei N., Pei J., Li H., Zhou Sh., Zhao, J., Kvamme B., Coffin R.B., Zhang L., Zhang Y., Xue J. (2024). Classification of natural gas hydrate resources: Review, application and prospect. *Gas Science and Engineering*, 124, 205269. <https://doi.org/10.1016/j.gjsce.2024.205269>
- Yakushev V.S. (2009). Natural gas and gas hydrates in the cryolithozone. Moscow: VNIIGAZ, 192 p. (In Russ.)
- Yakushev V.S., Chuvilin E.M. (2000). Natural gas and hydrate accumulation within permafrost in Russia. *Cold Regions Science and Technology*, 149, pp. 46–50. [https://doi.org/10.1016/S0165-232X\(00\)00012-4](https://doi.org/10.1016/S0165-232X(00)00012-4)
- Yakushev V.S., Gafarov, S.M., Karnaukhov N.A. et al. (2014). Gas Hydrates in the Arctic and the World Ocean: Occurrence features and development prospects. Moscow: Nedra, 251 p. (In Russ.)
- Yamamoto K., Boswell R., Collett T., Dallimore S., Lu H. (2022). Review of past gas production attempts from subsurface gas. *Energy & Fuels*, 36(10), pp.5047–5062. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c04119>
- Yang J., Hassanpouryouzband A., Tohidi B., Chuvilin E., Bukhanov B., Istomin V., Cheremisin A. (2019). Gas hydrates in permafrost: distinctive effect of gas hydrates and ice on the geomechanical properties of simulated hydrate-bearing permafrost sediments. *JGR Solid Earth*, 124, pp. 2551–2563. <https://doi.org/10.1029/2018JB016536>

About the Authors

Evgeny M. Chuvilin – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Leading Research Scientist, Center for Petroleum Science and Engineering, Skolkovo Institute of Science and Technology

11, Sikorskogo st., Skolkovo Information Center, Moscow, 121205, Russian Federation
e-mail: e.chuvilin@skoltech.ru

Boris A. Bukhanov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Research Scientist, Center for Petroleum Science and Engineering, Skolkovo Institute of Science and Technology

11, Sikorskogo st., Skolkovo Information Center, Moscow, 121205, Russian Federation

Sergey I. Grebenkin – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Research Scientist, Center for Petroleum Science and Engineering, Skolkovo Institute of Science and Technology

11, Sikorskogo st., Skolkovo Information Center, Moscow, 121205, Russian Federation

Maksim V. Zhmaev – Cand. Sci. (Engineering), Engineer, Center for Petroleum Science and Engineering, Skolkovo Institute of Science and Technology

11, Sikorskogo st., Skolkovo Information Center, Moscow, 121205, Russian Federation

Manuscript received 15 December 2024;

Accepted 25 March 2025; Published 20 September 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Исследование диссоциации гидратов метана при отрицательных температурах

Н.С. Молокитина*, П. Жингель, К.А. Плетнева

Институт криосферы Земли Тюменского научного центра Сибирского отделения РАН, Тюмень, Россия

Использование ресурсов криолитозоны в настоящее время – один из приоритетных вопросов в повестке научно-технологического и экономического развития Российской Федерации. Имеющиеся результаты изысканий подтверждают возможность использования криогенных процессов и явлений в инженерном деле, сельском хозяйстве, сохранении биологического разнообразия и в ряде других направлений, таких как, например, хранении газа в твердом гидратном состоянии. В данной работе приводятся результаты исследований диссоциации гидратов метана, полученных в системах с промотирующими добавками, с целью определения условий и эффективности хранения газа в твердом гидратном состоянии. Диссоциация гидратов, сформированных из жидких растворов или дисперсных систем, осуществлялась экспериментальными методами с использованием реактора высокого давления в диапазоне температур 263–268 К, то есть близких к температурам залегания многолетнемерзлых пород. Показано, что гидрат метана, сформированный из жидких растворов поверхностно-активных веществ – соевого лецитина и додецилсульфата натрия, обладает высокой пористостью, вследствие чего практически не способен к самоконсервации и не может применяться при реализации газогидратных технологий хранения газа. При этом добавка водорастворимого полимера поливинилового спирта в концентрации 0,3 мас.% приводит к росту более плотного гидрата метана, способного к самоконсервации при температуре 268 К. Данные, полученные в работе, могут быть использованы при разработке газогидратных технологий хранения природного газа в твердом гидратном состоянии.

Ключевые слова: газовые гидраты, диссоциация при $T < 273$ К, эффект самоконсервации, кинетические промоторы, хранение природного газа в криолитозоне, мерзлотные хранилища

Для цитирования: Молокитина Н.С., Жингель П., Плетнева К.А. (2025). Исследование диссоциации гидратов метана при отрицательных температурах. *Георесурсы*, 27(3), с. 111–120. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.9>

Введение

Многолетнемерзлые грунты охватывают значительную часть территории России, где среднегодовая температура воздуха имеет отрицательные значения. В таких грунтах могут конструироваться хранилища нефтегазовых продуктов, воды, сельскохозяйственной продукции, теплоаккумулирующие выработки и т.д., которые рассматриваются как подземные резервуары, использующие природные криогенные ресурсы, что может сократить расходы на строительные, теплоизоляционные материалы и снизить энергетические затраты на этапе строительства и эксплуатации (Кузьмин, 2023). В 60–70-х гг. на севере России началось развитие строительства криохранилищ, емкость которых колебалась от 5 до 500 тонн. Такие конструкции возводились преимущественно в дисперсных отложениях на глубинах 10–40 метров. В работе

(Миронов, 1967) приводится карта районирования по условиям строительства подземных криохранилищ (рис. 1), в основе которой приняты температура мерзлых грунтов и продолжительность отрицательных температур воздуха. Первая зона – зона с температурой грунтов 266 К и ниже, и с числом дней с температурой воздуха ниже 258 К более 100. В этой зоне охлаждение и замораживание возможны без применения установок принудительного охлаждения. Вторая зона – зона с температурой грунтов в пределах 266–268 К и с числом дней с температурой воздуха 263 К более 100. Хранение продукта в теплое время года обеспечивается за счет накопленного в зимний период холода. Третья зона – зона устойчивых и продолжительных холодных зим с температурой грунтов 268–271 К, где требуется использование установок принудительного охлаждения для поддержания необходимого температурного режима грунтов.

Впервые в мире в г. Якутск в 2012 г. построено подземное криохранилище семян, где температурный режим обеспечивался за счет использования только естественных криогенных ресурсов – холода многолетнемерзлых грунтов и наружного воздуха. Устройство хранилища представлено в статье (Куваев, Кузьмин, 2018).

* Ответственный автор: Надежда Сергеевна Молокитина
e-mail: nsmolokitina.ikz@yandex.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

Данное сооружение расположено в толще вечномёрзлых грунтов с температурой 270,6 К на глубине подошвы 11,0 м, при этом среднее значение температуры рабочей камеры составляет около 265 К, а диапазон колебаний температуры – от 256 К до 268 К.

Благодаря разработкам японской компании Mitsui Engineering & Shipbuilding газогидратные технологии транспортировки и хранения природного газа встали в один ряд с используемыми ранее способами транспортировки газа в газообразном и сжиженном состояниях. Газогидраты представляют собой твердую клатратную нестехиометрическую кристаллическую структуру, формируемую молекулами воды и газа при низких температурах и высоких давлениях. Газогидратные технологии хранения и транспортировки природного газа основаны главным образом на их способности концентрировать до 167 объемов метана при н.у. на 1 объем гидрата, а также на возможности длительного хранения при атмосферном давлении благодаря эффекту самоконсервации (Falenty et al., 2014; Takeya et al., 2012; Chuvilin et al., 2022). За счет самоконсервации газовые гидраты долгое время не диссоциируют вне зоны стабильности гидратов при температурах ниже 273,2 К, вследствие формирования метастабильной воды на поверхности газогидрата при их разложении с последующей ее кристаллизацией (Истомин, Якушев, 1992; Chuvilin et al., 2018; Chuvilin, Kozlova, 2005; Kwon et al., 2008). Так, японской компанией Mitsui Engineering & Shipbuilding (Watanabe et al., 2008; Nakai, 2012) представлена технология производства, транспортировки и хранения природного газа в твердой гидратной форме, включающая в себя: образование гидратов природного газа при температуре 277 К и начальном давлении 5,5 МПа;

осушку синтезированного гидрата природного газа; гранулирование с консервацией синтезированного газогидрата при температуре 253 К с конечным содержанием гидрата 75% и содержанием льда 25% и производительностью 5 т/сутки с последующим сбросом давления до 0,1 МПа; транспортировку гидратных гранул на расстояние 100 км в течение 2 часов при температуре 253 К и давлении 0,1 МПа на специально разработанных и сконструированных грузовиках; регазификацию, осуществляемую путем циркуляции теплой воды на дне транспортировочного контейнера. Также в работе (Watanabe et al., 2008) отмечено, что при хранении при температуре 253 К происходит менее 1% потерь газа в сутки.

В конце 1980-х годов был установлен факт существования реликтовых газовых гидратов в естественных условиях за счет эффекта самоконсервации (Ershov et al., 1991), что подтверждается в современных работах (Ершов и др., 2022). Российскими учеными (Якушев, 1988) был впервые изучен эффект самоконсервации в лабораторных условиях для гидратов метана, синтезированных из объемной воды при температуре 274–278 К и давлении 3–8 МПа. Полученные образцы сохраняли стабильность в течение года при температурах в диапазоне 255–270 К, практически не разлагаясь. В работе (Istomin et al., 2006) представлены данные о проявлении эффекта самоконсервации гидратов метана в диапазоне температур от 255 до 271 К и давлении 0,1 МПа. Показано, что доля разложения монолитного образца гидрата метана в температурном диапазоне от 263 до 268 К составила около 30% за 5 месяцев. В работе (Takeya et al., 2002) показано, что скорость диссоциации гидратов метана при атмосферном давлении в температурном диапазоне от 198 до 268 К существенно

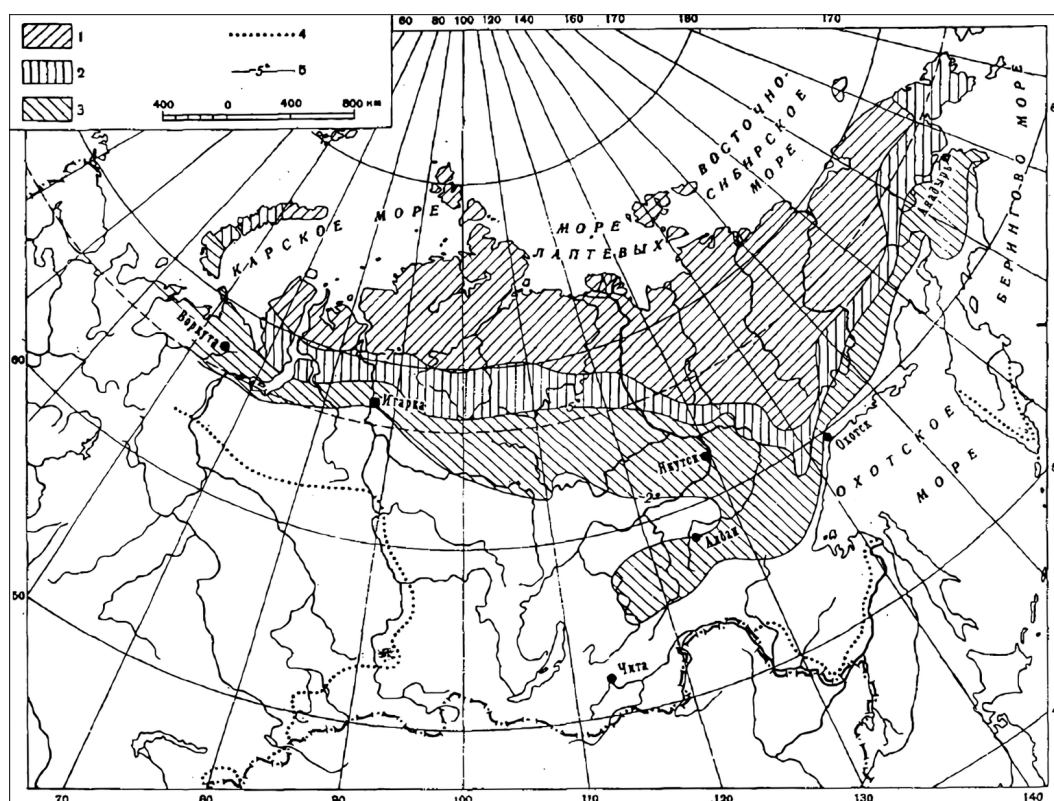


Рис. 1. Карта зональной разбивки по возможности строительства криохранилищ (Миронов, 1967): 1 – арктическая и субарктическая зоны; 2 – умеренная зона; 3 – зона устойчивых холодных зим; 4 – граница области вечной мерзлоты; 5 – минимальная температура горных пород у подошвы слоя годовых ее колебаний

падает, что указывает на проявление эффекта самоконсервации. В работе (Circone et al., 2004) показано, что минимальная скорость диссоциации образцов гидрата метана наблюдалась при 268 ± 1 К. Подтверждение этого эффекта в лабораторных условиях установлено в работах (Stern et al., 2003; Nachikubo et al., 2011; Takeya et al., 2013). Таким образом, утверждение авторов о возможности хранения гидратов метана в температурных условиях криохранилища г. Якутск – от 256 К до 268 К – не противоречит существующим работам ведущих ученых об эффекте самоконсервации гидратов метана.

В опубликованной литературе имеется информация о возможности хранения природного газа в твердой гидратной форме в поровом пространстве пород. Так, в работах ученых проводились оценки влияния пористости и проницаемости пород, равномерности заполнения коллекторов для захоронения газа в гидратном состоянии экспериментальными и теоретическими методами (Бондарев и др., 2015; Шагапов и др., 2008). В работе (Рожин, Аргунова, 2022) представлены результаты математического моделирования закачки и хранения природного газа, а также попутных нефтяных, парниковых и токсичных газов в форме газовых гидратов в подмерзлотных водоносных горизонтах с целью выявления влияния коллекторных свойств пласта на гидратонасыщенность.

В настоящей работе предлагается иной вид хранения – не в поровом пространстве пород, а в воздушном пространстве мерзлотного хранилища при атмосферном давлении и естественных температурах, ниже точки плавления льда в форме гидрата. Для успешной реализации технологии хранения природного газа в твердой гидратной форме в криохранилище необходимо решить ряд задач. Одной из таких задач является исследование возможности хранить гидраты природных газов, полученных при использовании промотирующих добавок, в законсервированном состоянии, то есть при отрицательной температуре и атмосферном давлении.

Стоит отметить, что количество работ по изучению эффекта самоконсервации гидратов природного газа/метана, полученного с использованием различных добавок, на сегодняшний день невелико. В работе (Mimachi et al., 2016) были проведены исследования эффекта самоконсервации гидратов метана, сформированных из растворов NaCl с концентрацией 3 и 10 мас.%. В результате выявлено, что синтезированный из раствора NaCl гидрат не консервируется. Кинетические промотеры гидратообразования метана также были исследованы на способность к самоконсервации газогидратов. Например, в работе (Li et al., 2021) изучено влияние наиболее распространенной добавки додецилсульфат натрия с концентрацией 0,05 мас.% на явление самоконсервации при атмосферном давлении и диапазоне температур от 253,15 до 268,15 К методом

дифференциальной сканирующей калориметрии высокого давления. Установлено, что гидрат метана сохраняется во всем интервале исследуемых температур в течение всего времени исследования (12 и 42 часов). Кроме того, изучена способность к самоконсервации гидратов, синтезированных с добавлением термодинамических промотеров. Установлено, что смесь гидратов метана и тетрагидрофурана оставалась стабильной ниже равновесной кривой при атмосферном давлении и температуре 271 К в течение 2 лет (Bhattacharjee et al., 2021). В работе (Zhang et al., 2022) показаны результаты хранения смеси гидратов метана и диоксана вне зоны термодинамического равновесия при давлении близком к атмосферному и температуре 268,3 К в течение 120 дней. Условия, исследованные в работах (Bhattacharjee et al., 2021; Zhang et al., 2022), соответствуют температурным условиям существования многолетнемерзлых пород.

Таким образом, цель данной работы заключается в определении влияния добавок, зарекомендовавших себя как эффективные промотеры, и систем на диссоциацию гидрата метана при температурах ниже 273 К для выявления перечня добавок, не увеличивающих степень диссоциации. В качестве промотирующих добавок были использованы додецилсульфат натрия, соевый лецитин и поливиниловый спирт, а также дисперсная система «сухая вода», так как ранее коллективом авторов была показана эффективность их использования в качестве промотеров гидратообразования (Mel'nikov et al., 2023; Molokitina, Drachuk, 2022; Podenko et al., 2018). Таким образом, добавки и системы, зарекомендовавшие себя как эффективные промотеры и не повышающие скорость диссоциации гидрата метана, могут быть рекомендованы к использованию в разработке и реализации газогидратных технологий транспортировки и хранения газа. В работе использованы две методики проведения исследования – в изохорном и изобарном режимах при температурах от 263 до 268 К, приближенных к термическим условиям криохранилища, находящегося на территории города Якутск.

Материалы и методы

В табл. 1 приведены материалы, использованные в ходе исследования диссоциации гидрата метана, образованного в системах, содержащих добавки промотирующих веществ. В качестве газа-гидратообразователя использован метан (степень чистоты 99,9 об.%) как основной компонент природного газа.

В ходе проведения исследования диссоциации гидрата метана в диапазоне температур от 263 К до 268 К были приготовлены жидкие растворы и дисперсные системы, содержащие добавки различных промотирующих веществ, для изучения их влияния на способность гидрата

Материал	Страна, производитель	Марка
Дистиллированная вода	получена в лаборатории	-
Поливиниловый спирт (ПВС)	Тайвань, Chang Chun	BF-14
Гидрофобизированный диоксид кремния	Германия, Evonik	R202
Соевый лецитин (СЛ)	Германия, -	-
Додецилсульфат натрия (SDS)	Россия, Диа-М	-

Табл. 1. Материалы, использованные в данной работе

Наименование системы	Вещество	Концентрация, мас. %
Жидкий раствор соевого лецитина	Соевый лецитин	0,5
Жидкий раствор SDS	Додецилсульфат натрия	0,05; 0,1
Жидкий раствор SDS и ПВС	Додецилсульфат натрия Поливиниловый спирт BF-14	0,05 0,1; 0,2; 0,3
Молотый замороженный водный раствор ПВС	Поливиниловый спирт BF-14	0,5; 1; 2; 3
«Сухая вода»	Гидрофобизированный диоксид кремния R202	3; 5; 10; 12; 15

Табл. 2. Компонентный состав водных систем гидратообразования метана с добавками промотирующих веществ

метана к самоконсервации. Компонентный состав водных систем гидратообразования метана представлен в табл. 2.

Методика приготовления объемных и дисперсных систем

Процедура приготовления объемных образцов растворов соевого лецитина и растворов додецилсульфат натрия производилась при комнатной температуре. Процесс приготовления образцов жидких растворов додецилсульфат натрия и поливинилового спирта (ПВС) происходил путем растворения ПВС на водяной бане (температура около 353 К) при постоянном перемешивании, после чего в остывший до комнатной температуры раствор ПВС вводили додецилсульфат натрия в концентрации 0,05 мас. %.

Процедура приготовления молотых замороженных образцов заключалась в выдерживании раствора при температуре 258 К в течение не менее суток до полного замораживания, после чего замороженные растворы перемалывались при температуре 258 К в морозильной камере (Teledoor, Германия) в блендере (Gemlux GL-BL1200G, Китай) со скоростью 20000 об/мин в течение 30 с. Для увеличения площади поверхности контакта метан – вода (лед) отбирали фракцию в диапазоне 80–140 мкм с использованием мелкодисперсных аналитических сит (Molokitina, Drachuk, 2022).

Процедура приготовления «сухой воды» заключалась в смешивании дистиллированной воды и гидрофобизированных наночастиц диоксида кремния марки R202 в бытовом блендере (Gemlux GL-BL1200G, Китай) со скоростью 20000 об/мин в течение 30 с при комнатной температуре (Драчук, 2018).

Описание лабораторной установки

Схема лабораторной установки по исследованию образования и диссоциации гидрата метана представлена на рис. 2. Установка включает в себя программируемый низкотемпературный криостат (5) (КРИО-ВТ-11, Россия), хладагентом в котором является водный раствор пропиленгликоля; реактор высокого давления (ВД) (1), выполненный из нержавеющей стали, объемом 60 см³ без перемешивающего устройства, оснащенный манометром (4) (ДМ5002М, погрешность ±16 кПа, производитель ОАО Манотомь, Россия) и либо двумя термодарами (3) (термодары типа КТХА, точность ±0,2 К, производитель «ПК»Тесей, Россия), либо термодатчиками (3), изготовленными из стальных трубок с внешним диаметром 2 мм, внутри которых на расстоянии 3 мм от конца активной части термодатчика впаян кремниевый импульсный полупроводниковый диод КД512А с рабочим диапазоном

от 228 до 373 К (точность ±0,1 К). Данные с датчиков по давлению и температуре через аналого-цифровой преобразователь (АЦП) записываются на компьютер. Перед подачей газа, с помощью вакуумного насоса (6) (Value VE225n производительностью 70 л/мин, Китай) откачивают воздух из реактора, после чего производят заправку метаном. Счетчик газа (Ritter TG0,5/5, Германия) был использован в экспериментах по изучению диссоциации гидратов метана в изобарном режиме (при атмосферном давлении).

Образцы гидратов метана синтезировали в изохорных условиях без перемешивания при начальном давлении 4,7–5 МПа и при температуре 273 К в объемных растворах и «сухой воде» и при 272 К в молотых замороженных растворах (Mel'nikov et al., 2023; Molokitina, Drachuk, 2022; Podenko et al., 2018).

На основании экспериментальных данных, полученных в процессе гидратообразования метана в различных системах-промоторах, рассчитаны степени конверсии воды в гидрат (отношение массы воды, перешедшей в гидрат к исходной массе воды в образце) по формуле (табл. 3):

$$\alpha = \frac{n \cdot M_{H_2O} \cdot \Delta n}{m_0} \quad (2)$$

где n – гидратное число (в соответствии с (Истомин, Якушев, 1992) для метана $n = 6$); M_{H_2O} – молекулярная масса воды, кг/моль; Δn – количество газа, перешедшее в газогидратное состояние, моль; m_0 – исходная масса водного раствора, кг.

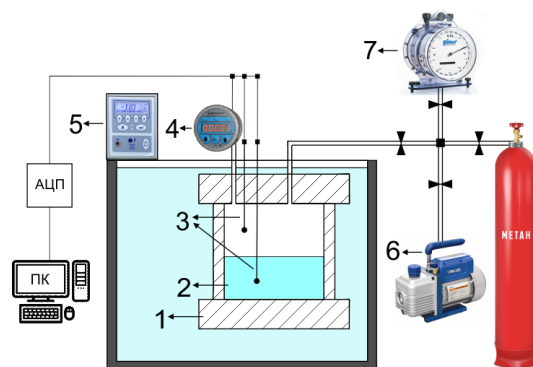


Рис. 2. Схема лабораторной установки по исследованию образования и диссоциации гидрата метана: 1 – реактор ВД без перемешивающего устройства объемом 60 см³; 2 – образец, содержащий добавки промотирующих веществ; 3 – термодатчики/термодары; 4 – манометр ДМ5002М; 5 – программируемый криостат КРИО-ВТ-11; 6 – вакуумный насос Value VE225n; 7 – счетчик газа Ritter TG0,5/5.

Методика проведения исследования диссоциации газового гидрата в изохорном режиме (без осуществления фиксации количества газа, выделяющегося при диссоциации)

Эксперименты по изучению диссоциации льдогидратных образцов в изохорном режиме (при растущем давлении в реакторе) проводились следующим образом. Сразу после образования гидрата метана реактор высокого давления охлаждали до температуры от 268 до 263 К. Для стабилизации температуры реактор, в котором находился предварительно синтезированный гидрат метана, выдерживался не менее 1 ч, после чего осуществлялся быстрый сброс давления до атмосферного через запорный кран реактора, с последующим перекрытием крана. При этом сделано допущение, согласно которому при сбросе давления в реакторе происходит выброс только газовой фазы, и потеря газа, поглощенного в гидрат метана, не происходит. Фиксирование выделенного газа при диссоциации гидрата метана в данном случае производилось по показаниям манометра. Для оценки количества газа, сохранившегося в газогидратной фазе, через 22 ч от начала диссоциации гидрата метана температуру повышали до 283 К, с целью полного разложения гидрата. Поглощение энергии в ходе диссоциации гидрата метана не учитывалось.

Для оценки разложения гидрата определяли степень диссоциации образца гидрата метана ΔG по отношению количества молей метана, выделившихся при диссоциации гидрата на момент времени $t_i(n_i)$, к количеству молей метана, выделившихся после полной диссоциации льдогидратного образца (n) (Podenko et al., 2018):

$$\Delta G = \frac{n_i}{n}. \quad (2)$$

Методика проведения исследования диссоциации газового гидрата в изобарном режиме (с фиксированием газовым счетчиком количества газа, выделившегося при диссоциации)

Эксперименты по изучению диссоциации льдогидратных образцов в изобарном режиме (при атмосферном давлении) проводились согласно методике, описанной ниже. Сразу после получения гидрата метана реактор высокого давления (ВД) охлаждали до температуры 268 К. Затем давление в реакторе медленно понижали до значения на 100 кПа выше давления фазового равновесия лед – гидрат метана – метан (2180 кПа при температуре 268 К (Sloan, Koh, 2007)). После стабилизации температуры в реакторе ВД производили быстрый сброс газа, после чего фиксировали количество газа, выделяющегося при диссоциации, газовым счетчиком. Поглощение энергии в ходе диссоциации гидрата метана не учитывалось.

Для оценки разложения гидрата определялась степень диссоциации льдогидратного образца ΔG аналогичным образом по формуле (2).

Результаты и обсуждение

Диссоциация льдогидратных образцов в жидких растворах промоторов в условиях отрицательных температур

Диссоциация льдогидратного образца, полученного в растворах с концентрацией соевого лецитина 0,5 мас.% (табл. 3) была исследована в диапазоне температур от 263

до 268 К в изохорном режиме. На рис. 3 показаны данные изменения степени диссоциации льдогидратного образца во времени при температурах 263, 265,5 и 268 К. Видно, что при температуре 268 К степень диссоциации достигает 77% за 1330 мин, при этом степень диссоциации в 50% достигается уже за первые 270 мин с момента начала разложения. Кроме того, по истечении 1330 мин скорость разложения льдогидратного образца практически не снижалась, что может говорить о полном отсутствии эффекта самоконсервации. С понижением температуры до 265,5 К за 1330 мин происходит диссоциация 26% льдогидратного образца. При этом за первые 200 мин степень диссоциации достигла 15%, после чего скорость разложения существенно снижалась, что указывало на частичную консервацию льдогидратного образца. Дальнейшее снижение температуры до 263 К приводило к еще большему падению скорости диссоциации. Так, за первые 300 мин

Название системы	Концентрация, мас.%	Степень конверсии воды в гидрат метана, %
Жидкий раствор соевого лецитина (СЛ)	0,5 (268 К)	70
	0,5 (265,5 К)	72
	0,5 (263 К)	62
Жидкий раствор SDS	0,05	84
	0,1	83
Жидкий раствор SDS и ПБС	0,05 и 0,1	85
	0,05 и 0,2	78
	0,05 и 0,3	68
Молотый замороженный водный раствор ПБС	0	95
	0,5	95
	1	95
	2	95
	3	97
«Сухая вода»	3	57
	5	71
	10	90
	12	95
	15	95

Табл. 3. Степень конверсии воды в образцах гидрата метана для исследуемых систем на момент начала диссоциации

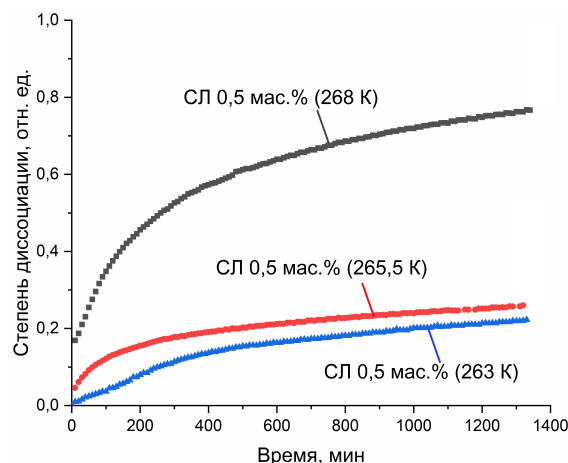


Рис. 3. Степень диссоциации льдогидратного образца, полученного из жидких растворов: соевого лецитина – 0,5 мас.%. Диссоциация при диапазоне температур 263–268 К. Изохорный режим. СЛ – соевый лецитин.

степень диссоциации достигала 11%, а за 1330 мин – 22%. При этом, несмотря на существенное снижение скорости диссоциации при температурах 265,5 и 263 К, полной самоконсервации льдогидратного образца не наблюдалось за время проведения эксперимента (22 ч), что говорит об образовании ледяной корки, через которую возможна диффузия молекул метана.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что при температурах ниже 265,5 К наблюдалась частичная консервация льдогидратного образца, образованного в растворах с концентрацией соевого лецитина 0,5 мас.%. В дальнейшем требуется проведение исследований с большим временным интервалом выдержки льдогидратного образца.

Диссоциация льдогидратного образца, сформированного в растворах додецилсульфата натрия (SDS) с концентрацией 0,05 и 0,1 мас.% и двухкомпонентных растворах с концентрацией SDS 0,05 мас.% и концентрацией ПВС от 0,1 до 0,3 мас.% (табл. 3), исследовалась в диапазоне температур ниже точки плавления льда в изобарном режиме. На рис. 4 показаны данные изменения степени диссоциации во времени при температуре 268 К. Исходя из экспериментальных данных установлено, что льдогидратный образец, образованный в растворах с концентрацией SDS 0,05 и 0,1 мас.%, уже за первые 50–100 мин с начала диссоциации разлагался примерно на 25%, после чего скорость диссоциации снижается незначительно. В то же время льдогидратный образец, образованный в растворах SDS с добавлением поливинилового спирта в концентрациях от 0,1 до 0,3 мас.%, за первые 50 мин разлагался примерно на 10 %, что в 2,5 раза меньше, чем для льдогидратного образца, образованного из чистого раствора SDS. Можно предположить, что в чистых растворах SDS гидрат метана, прорастая по стенкам реактора вверх, обладает высокой пористостью и большой площадью поверхности, что приводит к его полному разложению вне зоны стабильности до момента образования ледяной корки. В то время как гидрат метана, образованный в растворах SDS и ПВС, обладает более плотной структурой, что способствует образованию ледяной корки, способной законсервировать льдогидратный образец. Данное предположение подтверждается авторами работы (Istomin et al., 2006),

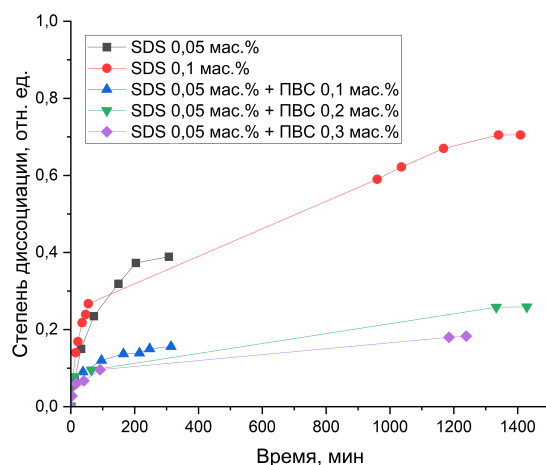


Рис. 4. Степень диссоциации льдогидратного образца, полученного в жидких растворах: SDS – 0,05 мас.%; SDS – 0,1 мас.%; SDS – 0,05 мас.% и ПВС – 0,1 мас.%; SDS – 0,05 мас.% и ПВС – 0,2 мас.%; SDS – 0,05 мас.% и ПВС – 0,3 мас.%. Диссоциация при температуре 268 К. Изобарный режим.

где приводится описание влияния структуры образцов газогидрата на их стабильность при одинаковых условиях.

Таким образом, можно сделать вывод, что на эффект самоконсервации в первую очередь влияет морфология (структура) гидрата метана/льдогидратного образца. Так, газовые гидраты, образованные в растворах поверхностно-активных веществ (ПАВ), обладают высокой пористостью, что осложняет процесс образования ледяной корки на его поверхности, в то время как наличие добавок, приводящих к получению более плотного гидрата, напротив, способствуют его консервации.

Диссоциация льдогидратных образцов в дисперсных системах, содержащих промоторы в условиях отрицательных температур

Исследована диссоциация льдогидратного образца, полученного в дисперсных системах: молотый лед фракции 80–140 мкм и молотый замороженный раствор ПВС с концентрацией от 0,5 до 3 мас.% фракции 80–140 мкм (табл. 3). Исследования проводились в диапазоне температур ниже точки плавления льда в изобарном режиме. На рис. 5 показаны данные изменения степени диссоциации во времени при температуре 268 К. Видно, что льдогидратный образец, образованный в молотом льду фракции 80–140 мкм, имеет наименьшую степень диссоциации, однако разложение продолжается даже спустя 1300 мин, что свидетельствует об отсутствии консервации. Для льдогидратных образцов, полученных в молотых замороженных растворах поливинилового спирта, степень диссоциации увеличивалась с ростом концентрации поливинилового спирта. Так, для образца с содержанием поливинилового спирта 0,5 мас.% за 400 мин степень диссоциации составила около 40%, а для образца с содержанием поливинилового спирта 3 мас.% – 60%. Таким образом, анализ экспериментальных данных показал отсутствие эффекта самоконсервации льдогидратных образцов, полученных в молотых замороженных образцах.

Исследована диссоциация льдогидратного образца, полученного в дисперсных системах «сухая вода» с концентрацией стабилизатора R202 от 3 до 15 мас.% в диапазоне температур ниже точки плавления льда в изобарном

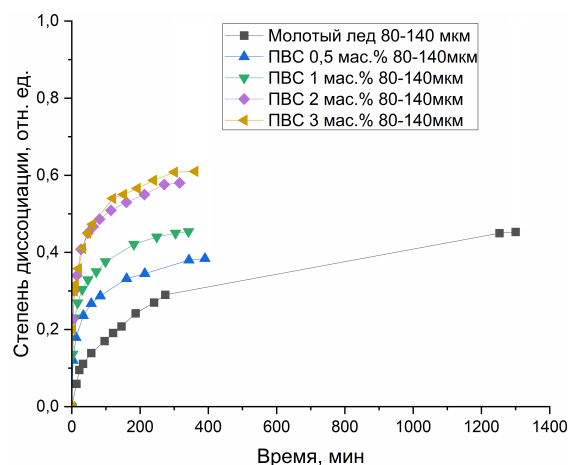


Рис. 5. Степень диссоциации льдогидратного образца, полученного в дисперсных системах: молотый лед фракции 80–140 мкм; молотые замороженные водные растворы ПВС с концентрациями 0,5, 1, 2 и 3 мас.% фракции 80–140 мкм. Диссоциация при температуре 268 К. Изобарный режим.

режиме (табл. 3). На рис. 6 показаны данные изменения степени диссоциации во времени при температуре 268 К. Видно, что изменение концентрации наночастиц диоксида кремния R202 от 3 до 5 мас.% приводило к диссоциации около 40% льдогидратного образца в течение 300 мин, в то время как повышение концентрации наночастиц более 5 мас.% приводило к увеличению степени диссоциации примерно в 3 раза. Данный эффект может быть связан с уменьшением размера микрокапель воды в «сухой воде» при увеличении концентрации стабилизатора диоксида кремния R202 более 5 мас.%, а как следствие и уменьшением размера образованных гидратных частиц. Гидратные частицы столь малого размера в таком случае успевают претерпеть полную диссоциацию до появления ледяной корки. Таким образом, уменьшение размера капель воды в системе «сухая вода» и, как следствие, уменьшение размера полученных в ней частиц гидрата метана явились причиной снижения эффективности их самоконсервации (Драчук, 2018; Мельников и др., 2016).

На рис. 7 представлены скорости диссоциации льдогидратных образцов, образованных в приведенных системах-промоторах. Скорость диссоциации была определена для временных интервалов 5, 10, 50, 100 и 200 мин с момента начала диссоциации. Согласно данным, представленным на рис. 7, установлено, что льдогидратный образец, образованный в дисперсных системах «сухая вода», имеет наибольшую скорость диссоциации как на начальном участке разложения в 5 минут, так и за 200 минут. Для льдогидратных образцов, образованных в дисперсных системах-промоторах на основе молотых замороженных растворов, хоть и отмечалось существенное снижение скорости диссоциации на промежутке времени в 100 и 200 минут, на начальном участке разложения скорости были существенно выше по сравнению с системами на основе жидких растворов SDS и ПВС и с дисперсной системой – молотый лед. Льдогидратный образец, образованный из жидких растворов с концентрацией SDS 0,05 мас.% также имел высокую скорость диссоциации, при этом жидкие растворы с концентрацией SDS 0,05 мас.% и добавкой поливинилового спирта с концентрацией 0,3 мас.% показали наименьшие скорости диссоциации на всем интервале исследования.

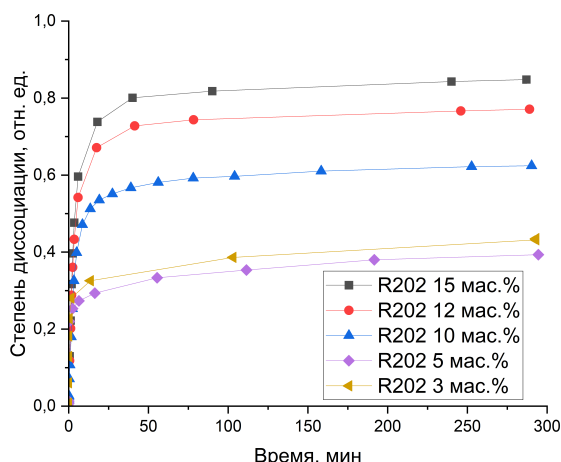


Рис. 6. Степень диссоциации льдогидратного образца, полученного в дисперсных системах: «сухая вода» с концентрацией стабилизатора R202 3, 5, 10, 12 и 15 мас.%. Диссоциация при температуре 268 К. Изобарный режим. (Драчук, 2018).

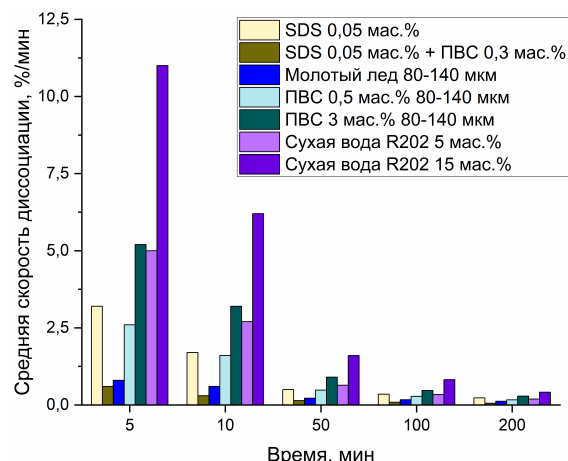


Рис. 7. Диаграмма скорости диссоциации льдогидратных образцов, образованных в различных системах-промоторах. Диссоциация осуществлялась при температуре 268 К. Изобарный режим.

Заключение

В ходе работы было изучено влияния промотирующих добавок и систем на скорость диссоциации гидрата метана. Результаты исследований позволили определить перечень промотирующих добавок и систем из числа тестируемых, которые могут быть рекомендованы к дальнейшему изучению эффекта самоконсервации гидратов метана при температурах ниже 273 К и в результате успешных испытаний к использованию при разработке и реализации газогидратных технологий хранения природного газа. Возможным вариантом хранения природного газа в твердом гидратном состоянии рассматривались мерзлотные хранилища, диапазон температур в которых в течение года может колебаться от 256 до 268 К.

В качестве тестируемых добавок и систем рассматривались растворы соевого лецитина, додецилсульфат натрия и поливинилового спирта, а также молотые замороженные растворы поливинилового спирта и «сухая вода».

На основе полученных экспериментальных данных установлено, что льдогидратный образец, сформированный из жидкого раствора соевого лецитина с концентрацией 0,5 мас.% диссоциирует значительно медленнее при температурах 263 и 265,5 К, чем при 268 К. Кроме того, при диссоциации льдогидратного образца, сформированного из раствора с концентрацией SDS 0,05–0,1 мас.% и с концентрацией поливинилового спирта 0,1–0,3 мас.%, наименьшая скорость диссоциации наблюдалась для смеси с концентрацией SDS 0,05 мас.% и ПВС 0,3 мас.%.

Выявлено, что среди систем, полученных путем измельчения замороженных растворов, наименьшую скорость диссоциации имеет льдогидратный образец, сформированный из мелкодисперсного льда без использования промотирующих добавок. Наличие добавки ПВС в концентрации 0,1–3 мас.% приводило к увеличению скорости диссоциации гидрата метана, полученного из замороженного молотого раствора ПВС по сравнению с образцом, сформированным из молотого льда. При этом выявлена зависимость, что с увеличением концентрации ПВС в исходном растворе, скорость диссоциации росла. Так, добавка 3 мас.% ПВС увеличивала скорость

диссоциации по сравнению с молотым льдом практически в 5 раз на начальном этапе диссоциации. Для льдо-гидратного образца, полученного из дисперсной водной микрокапельной системы «сухая вода», установлена закономерность, что при увеличении концентрации стабилизатора в виде гидрофобизированного наноразмерного кремнезема скорость диссоциации растет с увеличением концентрации стабилизатора. Полученные результаты согласуются с имеющимися в литературе данными о том, что размер гидратных частиц и их пористость являются определяющими параметрами для консервирования гидратов метана.

Следует отметить, что имеющихся данных недостаточно для того, чтобы оценить целесообразность хранения газа в твердом гидратном состоянии за счет эффекта самоконсервации при атмосферном давлении в криохранилищах, создаваемых в районах распространения многолетнемерзлых пород. Необходимо проведение ряда исследований по длительному хранению гидрата метана в законсервированном состоянии при температурных условиях, сопоставимых с условиями криохранилищ, а также необходимо оценить степень влияния изменения температур во время хранения на эффективность самоконсервации гидратов метана. На основании результатов, полученных в ходе проведения дополнительных исследований, может быть разработана концептуальная технологическая схема газогидратного хранилища.

Финансирование

Работа выполнена Институтом криосферы Земли ТюмНЦ СО РАН в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (тема № FWRZ-2024-0003).

Публикация статьи поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-10-2022-011 в рамках программы развития НЦМУ.

Литература

- Бондарев Э.А., Рожин И.И., Попов В.В., Аргунова К.К. (2015). Оценка возможности подземного хранения гидратов природного газа в зоне многолетней мерзлоты. *Криосфера Земли*, 19(4), с. 64–74.
- Драчук, А.О. (2018). Кинетика образования и диссоциации газовых гидратов в водных дисперсных средах, стабилизированных диоксидом кремния. Диссертация кандидата физ.-мат. наук. Тюмень, 118 с.
- Ершов С.Е., Нерсесов С.В., Соколовский Р.А., Дорошенко А.А., Ершов А.В., Карымова Я.О. (2022). О возможности сохранения реликтовых гидратов ниже зоны стабильности в низкопроницаемых пластах березовской свиты на севере Западной Сибири. *Вестник московского университета. Серия 4: геология*, 3, с. 37–44. <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2022-3-37-44>
- Истомин В.А., Якушев В.С. (1992). Газовые гидраты в природных условиях. Москва: Недра, 236 с.
- Куваев В.А., Кузьмин Г.А. (2018). Подземное криохранилище семян растений на вечной мерзлоте. *Геология, география и глобальная энергия*, 4(71), с. 150–155.
- Кузьмин Г.П. (2023). Устройство и технологии использования природных криогенных ресурсов. *Успехи современного естествознания*, 9, с. 71–76. DOI: 10.17513/use.38105
- Мельников В.П., Поденко Л.С., Нестеров А.Н., Драчук А.О., Молокитина Н.С., Решетников А.М. (2016). Эффект самоконсервации гидратов метана, полученных в «сухой воде». *Доклады академии наук. Химическая технология*, 466(5), с. 554–558. DOI: 10.7868/S0869565216050133
- Миронов Н.Г. (1967). Строительство и эксплуатация подземных холодильников. Москва: Наука, 71 с.

- Рожин И.И., Аргунова К.К. (2022). Моделирование подземного хранения природного газа в гидратном состоянии в подмерзлотных водоносных горизонтах. *Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова. Науки о Земле*, 2(26), с. 10–21. DOI: 10.25587/SVFU.2022.26.2.002
- Шагапов В.Ш., Хасанов М.К., Мусакаев Н.Г. (2008). Образование газогидрата в пористом резервуаре, частично насыщенном водой, при инъекции холодного газа. *Прикладная механика и техническая физика*, 49(3), с. 137–150.
- Якушев В.С. (1988). Экспериментальное изучение кинетики диссоциации гидрата метана при отрицательных температурах. *Газовая промышленность. Серия: разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений*, 4, с. 11–14.
- Bhattacharjee G., Veluswamy H.P., Kumar A., Linga, P. (2021). Stability analysis of methane hydrates for gas storage application. *Chemical Engineering Journal*, 415, 128927. DOI: 10.1016/j.cej.2021.128927
- Chuvilin E., Bukhanov B., Davletshina D., Grebenkin S., Istomin V. (2018). *Geosciences*, 8(431), 12 p. DOI: 10.3390/geosciences8120431
- Chuvilin E., Davletshina D., Bukhanov B., Mukhametdinova A., Istomin V. (2022). Formation of Metastability of Pore Gas Hydrates in Frozen Sediments: Experimental Evidence. *Geosciences*, 12(11), 419. DOI: 10.3390/geosciences12110419
- Chuvilin E.M., Kozlova E.V. (2005). Experimental estimation of hydrate-bearing sediments stability. *Proc. 5th International Conference on Gas Hydrate Thermodynamic Aspects*, Trondheim, Norway, 13–16 June 2005.
- Circone, S., Stern, L.A., & Kirby, S.H. (2004). Влияние повышенного давления метана на диссоциацию гидрата метана. *American Mineralogist*, 89(8-9), pp. 1192–1201. doi:10.2138/am-2004-8-905
- Ershov E.D., Lebedenko Y.P., Chuvilin E.M., Istomin V.A., Yakushev V.S. (1991). Peculiarities of gas hydrate existence in the permafrost zone. *Doklady Akademii nauk SSSR*, 321, pp. 788–791.
- Falenty A., Kuhs W.F., Glockzin M., Rehder G., (2014). “Self-Preservation” of CH₄ hydrates for gas transport technology: pressure-temperature dependence and ice microstructures. *Energy Fuels*, 28(10), pp. 6275–6283. DOI: 10.1021/ef501409g
- Hachikubo A., Takeya S., Chuvilin E., Istomin V. (2011). Preservation phenomena of methane hydrate in pore spaces. *Phys. Chem. Chem. Phys.*, 13, pp. 17449–17452. <https://doi.org/10.1039/c1cp22353d>
- Istomin V.A., Yakushev V.S., Makhonina N.A., Kwon V.G., Chuvilin E.M. (2006). Self-preservation phenomenon of gas hydrates. *GAS Industry of Russia*, 4, pp. 16–27.
- Kwon T.-H., Cho G.-C., Santamarin J.C. (2008). Gas hydrate dissociation in sediments: Pressure-temperature evolution. *Geochem. Geophys. Geosyst.*, 9, Q03019. <https://doi.org/10.1029/2007GC001920>
- Li X.Y., Zhong D.L., Englezos P., Lu Y.Y., Yan J., Qing S.L. (2021). Insights into the self-preservation effect of methane hydrate at atmospheric pressure using high pressure DSC. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 86, pp. 1037–1038. DOI: 10.1016/j.jngse.2020.103738
- Mel'nikov V.P., Molokitina N.S., Drachuk A. O., Pletneva K.A., Kibkalo A.A., Grigor'ev, B.V., Pandey G. (2023). Application of Soy Lecithin as a Promoter of Methane Hydrate Formation. *Doklady Chemistry*, 512(2), pp. 309–314. DOI: 10.1134/s001250082360075x
- Mimachi H., Takeya S., Gotoh Y., Yoneyama A., Hyodo K., Takeda T., Murayama T. (2016). Dissociation behaviors of methane hydrate formed from NaCl solutions. *Fluid Phase Equilibria*, 413, pp. 22–27. DOI: 10.1016/j.fluid.2015.10.029
- Molokitina N.S., Drachuk A.O. (2022). Effect of PVA contained in ice on methane hydrate formation and gas storage. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 97(6), 104339. DOI: 10.1016/j.jngse.2021.104339
- Nakai S. (2012). Development of Natural Gas Hydrate (NGH) Supply Chain. Kuala Lumpur world gas conference, 10 p.
- Podenko L.S., Drachuk A.O., Molokitina N.S., Nesterov A.N. (2018). Effect of Silica Nanoparticles on Dry Water Gas Hydrate Formation and Self-Preservation Efficiency. *Russian Journal of Physical Chemistry A*, 92(2), pp. 255–261. DOI: 10.1134/S0036024418020188
- Sloan E.D., Koh C.A. (2007). Clathrate hydrates of natural gases. Third edition. Boca Raton: CRC Press, 730 p. <https://doi.org/10.1201/9781420008494>
- Stern L., Circone S., Kirby S.H., Durham W. (2003) Temperature, pressure, and compositional effects on anomalous or “self” preservation of gas hydrates. *Can. J. Phys.*, 81, pp. 271–283. <https://doi.org/10.1139/p03-018>
- Takeya S., Fujihisa H., Gotoh Y., Istomin V., Chuvilin E., Sakagami H., Hachikubo A. (2013). Methane clathrate hydrates formed within hydrophilic and hydrophobic porous media: Kinetics of dissociation and distortion of host structure. *J. Phys. Chem. C*, 117, pp. 7081–7085. <https://doi.org/10.1021/jp312297h>
- Takeya S., Yoneyama A., Ueda K., Mimachi H., Takahashi M., Sano K., Hyodo K., Takeda T., Gotoh Y. (2012). Anomalous preserved clathrate

hydrate of natural gas in pellet form at 253 K. *The Journal of Physical Chemistry C*, 116(26), pp. 13842–13848. DOI: 10.1021/jp302269v

Takeya S., Ebinuma T., Uchida T., Nagao J., & Narita H. (2002). Self-preservation effect and dissociation rates of CH₄ hydrate. *Journal of Crystal Growth*, 237–239, pp. 379–382. doi: 10.1016/s0022-0248(01)01946-7

Watanabe S., Takahashi S., Mizubayashi H., Murata S., Murakami H. (2008). A demonstration project of NGH land transportation system. *Proc. 6th international conference on gas hydrates*, pp. 6–10.

Zhang Y., Zhao J., Bhattacharjee G., Xu H., Yang M., Kumar R., Linga P. (2022). Synthesis of methane hydrate at ambient temperature with ultra-rapid formation and high gas storage capacity. *Energy and Environmental Science*, 15(12), pp. 5362–5378. DOI: 10.1039/D2EE01968J

Сведения об авторах

Надежда Сергеевна Молокитина – кандидат тех. наук, ведущий научный сотрудник, Институт криосферы Земли Тюменского научного центра Сибирского отделения РАН

Россия, 625026, Тюмень, ул. Малыгина, д. 86

e-mail: nsmolokitina.ikz@yandex.ru

Полина Жингель – младший научный сотрудник, Институт криосферы Земли Тюменского научного центра Сибирского отделения РАН

Россия, 625026, Тюмень, ул. Малыгина, д. 86

e-mail: polinazhingel@gmail.com

Клавдия Андреевна Плетнева – младший научный сотрудник, Институт криосферы Земли Тюменского научного центра Сибирского отделения РАН

Россия, 625026, Тюмень, ул. Малыгина, д. 86

e-mail: klavdia1010@gmail.com

Статья поступила в редакцию 15.11.2024;

Принята к публикации 21.05.2025;

Опубликована 20.09.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Study of methane hydrate dissociation under subzero temperatures

N.S. Molokitina*, P. Zhingel, K.A. Pletneva

Institute of the Earth Cryosphere of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen, Russian Federation

*Corresponding author: Nadezhda S. Molokitina, e-mail: nsmolokitina.ikz@yandex.ru

Abstract. The use of cryolithozone resources is currently one of the priority issues on the agenda of scientific and technological and, consequently, economic development of the Russian Federation. The available research results confirm the possibility of using cryogenic processes and phenomena in engineering, agriculture, conservation of biological diversity and a number of other areas, such as, for example, for storing gas in a solid hydrate state. This paper presents the results of studies of methane hydrate dissociation obtained in systems with the presence of promoting additives in order to determine the conditions and efficiency of gas storage in a solid hydrate state. Dissociation of gas hydrates formed from liquid solutions or dispersed systems was carried out by experimental methods using a high-pressure reactor in the temperature range of 263–268 K, i.e. close to the temperatures of permafrost occurrence. Thus, it was shown that methane hydrates formed from liquid solutions of surfactants - soy lecithin and SDS, has high porosity, as a result of which it is practically incapable of self-preservation and cannot be used in the implementation of gas hydrate technologies for gas storage. At the same time, the addition of water-soluble polymer polyvinyl alcohol in a concentration of 0.3 wt.% leads to the growth of a denser methane hydrate capable of self-preservation at a temperature of 268 K. The data obtained in the work can be used in the development of gas hydrate technologies for storing natural gas in a solid hydrate state.

Keywords: gas hydrates, dissociation at $T < 273$ K, self-preservation effect, kinetic promoters, storage of natural gas in the cryolithozone, permafrost storage facilities.

Acknowledgements

The research was carried by the Earth Cryosphere Institute of the Tyumen Scientific Centre of Siberian Branch

of the Russian Academy of Sciences within the framework of the state assignment of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (theme No. FWRZ-2024-0003).

The publication of the article was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-10-2022-011 within the framework of the development program for a world-class Research Center.

Recommended citation: Molokitina N.S., Zhingel P., Pletneva K.A. (2025). Study of methane hydrate dissociation under subzero temperatures. *Georesursy = Georesources*, 27(3), pp. 111–120. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.9>

References

- Bhattacharjee G., Veluswamy H.P., Kumar A., Linga, P. (2021). Stability analysis of methane hydrates for gas storage application. *Chemical Engineering Journal*, 415, 128927. DOI: 10.1016/j.cej.2021.128927
- Bondarev E.A., Rozhin I.I., Popov V.V., Argunova K.K. (2015). Assessment of possibility of natural gas hydrates underground storage in permafrost regions. *Earth's Cryosphere*, 19(4), pp. 58–67. (In Russ.)
- Chuvilin E., Bukhanov B., Davletshina D., Grebenkin S., Istomin V. (2018). *Geosciences*, 8(431), 12 p. DOI: 10.3390/geosciences8120431
- Chuvilin E., Davletshina D., Bukhanov B., Mukhametdinova A., Istomin V. (2022). Formation of Metastability of Pore Gas Hydrates in Frozen Sediments: Experimental Evidence. *Geosciences*, 12(11), 419. DOI: 10.3390/geosciences12110419
- Chuvilin E.M., Kozlova E.V. (2005). Experimental estimation of hydrate-bearing sediments stability. *Proc. 5th International Conference on Gas Hydrate Thermodynamic Aspects*, Trondheim, Norway, 13–16 June 2005.
- Circone, S., Stern, L.A., & Kirby, S.H. (2004). Влияние повышенного давления метана на диссоциацию гидрата метана. *American Mineralogist*, 89(8–9), pp. 1192–1201. doi:10.2138/am-2004-8-905
- Drachuk, A.O. (2018). Kinetics of formation and dissociation of gas hydrates in aqueous dispersed media stabilized by silicon dioxide. *Cand. Sci. Diss. Tyumen*, 118 p. (In Russ.)

- Ershov E.D., Lebedenko Y.P., Chuvin E.M., Istomin V.A., Yakushev V.S. (1991). Peculiarities of gas hydrate existence in the permafrost zone. *Doklady Akademii nauk SSSR*, 321, pp. 788–791.
- Ershov S.E., Nersesov S.V., Sokolovsky R.A., Doroshenko A.A., Ershov A.V., Karymova Ya.O. (2022). On the possibility of preserving relic hydrates below the stability zone in the low-permeability layers of the berezovskaya formation of the north of Western Siberia. *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*, (3), pp. 37–44. (In Russ.) <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2022-3-37-44>
- Falenty A., Kuhs W.F., Glockzin M., Rehder G., (2014). “Self-Preservation” of CH₄ hydrates for gas transport technology: pressure–temperature dependence and ice microstructures. *Energy Fuels*, 28(10), pp. 6275–6283. DOI: 10.1021/ef501409g
- Hachikubo A., Takeya S., Chuvin E., Istomin V. (2011). Preservation phenomena of methane hydrate in pore spaces. *Phys. Chem. Chem. Phys.*, 13, pp. 17449–17452. <https://doi.org/10.1039/c1cp22353d>
- Istomin V.A., Yakushev V.S., Makhonina N.A., Kwon V.G., Chuvin E.M. (2006). Self-preservation phenomenon of gas hydrates. *GAS Industry of Russia*, 4, pp. 16–27.
- Istomin, V.A., Yakushev, V.S. (1992). Gas Hydrates in Natural Conditions. Moscow: Nedra, 236 p. (In Russ.)
- Kuvaev, V.A., Kuzmin, G.A. (2018). Underground cryogenic seed storage in permafrost. *Geologiya, geografiya i global'naya energiya*, 4(71), pp. 150–155. (In Russ.)
- Kuzmin, G.P. (2023). Devices and technologies for utilizing natural cryogenic resources. *Uspekhi sovremennogo estestvoznaniya*, 9, pp. 71–76. (In Russ.)
- Kwon T.-H., Cho G.-C., Santamarin J.C. (2008). Gas hydrate dissociation in sediments: Pressure-temperature evolution. *Geochem. Geophys. Geosyst.*, 9, Q03019. <https://doi.org/10.1029/2007GC001920>
- Li X.Y., Zhong D.L., Englezos P., Lu Y.Y., Yan J., Qing S.L. (2021). Insights into the self-preservation effect of methane hydrate at atmospheric pressure using high pressure DSC. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 86, pp. 1037–1038. DOI: 10.1016/j.jngse.2020.103738
- Mel'nikov V.P., Molokitina N.S., Drachuk A. O., Pletneva K.A., Kibkalo A.A., Grigor'ev, B.V., Pandey G. (2023). Application of Soy Lecithin as a Promoter of Methane Hydrate Formation. *Doklady Chemistry*, 512(2), pp. 309–314. DOI: 10.1134/s001250082360075x
- Mel'nikov V.P., Podenko L.S., Nesterov A.N., Drachuk A.O., Molokitina N.S., Reshetnikov A.M. (2016). Self-preservation of methane hydrates produced in “dry water”. *Doklady Chemistry*, 466(2), pp. 53–56. DOI: 10.17513/use.38105
- Mimachi H., Takeya S., Gotoh Y., Yoneyama A., Hyodo K., Takeda T., Murayama T. (2016). Dissociation behaviors of methane hydrate formed from NaCl solutions. *Fluid Phase Equilibria*, 413, pp. 22–27. DOI: 10.1016/j.fluid.2015.10.029
- Mironov, N.G. (1967). Construction and Operation of Underground Refrigerators. Moscow: Nauka, 71 p. (In Russ.)
- Molokitina N.S., Drachuk A.O. (2022). Effect of PVA contained in ice on methane hydrate formation and gas storage. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 97(6), 104339. DOI: 10.1016/j.jngse.2021.104339
- Nakai S. (2012). Development of Natural Gas Hydrate (NGH) Supply Chain. Kuala Lumpur world gas conference, 10 p.
- Podenko L.S., Drachuk A.O., Molokitina N.S., Nesterov A.N. (2018). Effect of Silica Nanoparticles on Dry Water Gas Hydrate Formation and Self-Preservation Efficiency. *Russian Journal of Physical Chemistry A*, 92(2), pp. 255–261. DOI: 10.1134/S0036024418020188
- Rozhin, I.I., Argunova, K.K. (2022). Simulation of subsurface natural gas storage in hydrate state within sub-permafrost water-bearing layers. *Vestnik Severo-Vostochnogo federal'nogo universiteta im. M.K. Ammosova. Nauki o Zemle*, 26(2), pp. 10–21. (In Russ.) DOI: 10.25587/SVFU.2022.26.2.002
- Shagapov, V.Sh., Khasanov, M.K., Musakaev, N.G. (2008). Gas hydrate formation in a partially water-saturated porous reservoir during cold gas injection. *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*, 49(3), pp. 137–150. (In Russ.)
- Sloan E.D., Koh C.A. (2007). Clathrate hydrates of natural gases. Thrid edition. Boca Raton: CRC Press, 730 p. <https://doi.org/10.1201/9781420008494>
- Stern L., Circone S., Kirby S.H., Durham W. (2003) Temperature, pressure, and compositional effects on anomalous or “self” preservation of gas hydrates. *Can. J. Phys.*, 81, pp. 271–283. <https://doi.org/10.1139/p03-018>
- Takeya S., Fujihisa H., Gotoh Y., Istomin V., Chuvin E., Sakagami H., Hachikubo A. (2013). Methane clathrate hydrates formed within hydrophilic and hydrophobic porous media: Kinetics of dissociation and distortion of host structure. *J. Phys. Chem. C*, 117, pp. 7081–7085. <https://doi.org/10.1021/jp312297h>
- Takeya S., Yoneyama A., Ueda K., Mimachi H., Takahashi M., Sano K., Hyodo K., Takeda T., Gotoh Y. (2012). Anomalous preserved clathrate hydrate of natural gas in pellet form at 253 K. *The Journal of Physical Chemistry C*, 116(26), pp. 13842–13848. DOI: 10.1021/jp302269v
- Takeya S., Ebinuma T., Uchida T., Nagao J., & Narita H. (2002). Self-preservation effect and dissociation rates of CH₄ hydrate. *Journal of Crystal Growth*, 237–239, pp. 379–382. doi: 10.1016/s0022-0248(01)01946-7
- Watanabe S, Takahashi S, Mizubayashi H, Murata S, Murakami H. (2008). A demonstration project of NGH land transportation system. *Proc. 6th international conference on gas hydrates*, pp. 6–10.
- Yakushev, V.S. (1988). Experimental study of methane hydrate dissociation kinetics at subzero temperatures. *Gazovaya promyshlennost'. Seriya: razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*, 4, pp. 11–14. (In Russ.)
- Zhang Y., Zhao J., Bhattacharjee G., Xu H., Yang M., Kumar R., Linga P. (2022). Synthesis of methane hydrate at ambient temperature with ultra-rapid formation and high gas storage capacity. *Energy and Environmental Science*, 15(12), pp. 5362–5378. DOI: 10.1039/D2EE01968J

About the Authors

Nadezhda S. Molokitina – Cand. Sci. (Engineering), Leading Researcher, Institute of the Earth Cryosphere of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
86 Malygina st., Tyumen, 625026, Russian Federation
e-mail: nsmolokitina.ikz@yandex.ru

Polina Zhingel – Junior Researcher, Institute of the Earth Cryosphere of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
86 Malygina st., Tyumen, 625026, Russian Federation
e-mail: polinazhingel@gmail.com

Klavdiya A. Pletneva – Junior Researcher, Institute of the Earth Cryosphere of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
86 Malygina st., Tyumen, 625026, Russian Federation
e-mail: klavdia1010@gmail.com

Manuscript received 15 November 2024;

Accepted 21 May 2025; Published 20 September 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Оценка параметров закачки диоксида углерода в насыщенный пористый пласт с неоднородной проницаемостью при наличии гидратообразования

Н.Г. Мусакаев, С.Л. Бородин*

Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С.А. Христиановича СО РАН, Тюмень, Россия

Одним из эффективных методов борьбы с ростом концентрации диоксида углерода в атмосфере является его секвестрация в пористых средах в твердой газогидратной форме. Уникальные свойства газовых гидратов, такие как их высокая газоемкость, низкая проницаемость и естественная стабильность, делают их привлекательным вариантом для долговременного захоронения CO_2 . В статье в рамках рассмотрения проблематики организации геологического газогидратного хранилища диоксида углерода записана математическая модель, позволяющая осуществить теоретическое изучение процесса образования гидрата CO_2 при его закачке в пласт, поры которого в исходном состоянии заняты метаном и водой. В предложенной математической модели осуществлен учет зональной неоднородности пористого коллектора, течения в нем при наличии фазовых превращений (гидратообразование и растворимость диоксида углерода в воде) газовой (CH_4 и/или CO_2) и жидкой (вода и растворенный CO_2) фаз, переноса тепла из рассматриваемой области пласта в окружающие горные породы; процесс гидратообразования рассматривается как равновесный фазовый переход. Представлены расчетные уравнения для изучаемого в работе процесса и построены численные решения задачи, описывающие распределения параметров (температуры, давления, насыщенностей фаз) в пласте. Расчетным путем показано, что при закачке CO_2 в пласт в нем возможно формирование нескольких характерных зон, отличающихся по составу насыщающих их флюидов. Продемонстрирована необходимость учета при описании температурного поля в пласте таких факторов, как теплота, выделяемая при фазовых переходах, эффект Джоуля-Томсона, теплообмен пористого коллектора с окружающими горными породами. Приведены и проанализированы результаты вычислительных экспериментов при размещении нагнетательной скважины в высоко- или низкопроницаемом участке пористого коллектора. Проведенное численное исследование показало, что для организации эффективного газогидратного хранения диоксида углерода необходимы пористые среды с достаточно высокими значениями проницаемости.

Ключевые слова: фильтрация, диоксид углерода, образование газового гидрата, зональная проницаемость, математическая модель

Для цитирования: Мусакаев Н.Г., Бородин С.Л. (2025). Оценка параметров закачки диоксида углерода в насыщенный пористый пласт с неоднородной проницаемостью при наличии гидратообразования. *Георесурсы*, 27(3), с. 121–129. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.10>

Введение

С ростом глобальной индустриализации и чрезмерной эксплуатацией невозобновляемых источников энергии произошло высвобождение большого количества парниковых газов, в первую очередь, диоксида углерода (Xu et al., 2020). Работы ряда исследователей показали, что в настоящее время одним из лучших вариантов для крупномасштабного сокращения данных выбросов является

геологическое хранение CO_2 (Kim, Santamarina, 2014; Lu et al., 2021). Согласно определению, приведенному в статье (Корзун и др., 2023), под природным геологическим объектом подразумевается естественная геологическая система, которая может в течение достаточно длительного промежутка времени удерживать парниковый газ в стабильном состоянии, без опасности возникновения аварийных ситуаций, связанных с выходом утилизируемых выбросов из коллекторов на поверхность. Мероприятия по утилизации и хранению диоксида углерода в пористых коллекторах включают в себя улавливание CO_2 , выделяемого промышленными или энергетическими предприятиями, и последующее его подземное хранение (Cao et al., 2022). Длительное хранение диоксида углерода в газообразном состоянии может привести к прорыву газа к поверхности

* Ответственный автор: Станислав Леонидович Бородин
e-mail: S.L.Borodin@yandex.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

и, соответственно, к непредсказуемым экологическим проблемам (Mac Dowell et al., 2017). Поэтому наиболее приемлемым вариантом является геологическое хранение диоксида углерода в твердой газогидратной форме (Kim, Santamarina, 2014; Hassanpouryouzband et al., 2019; Zhou et al., 2024). Эффективность такого хранения CO_2 может быть обусловлена тем обстоятельством, что при одинаковых термодинамических условиях в единице объема газового гидрата может содержаться в несколько раз больше газа, чем в газообразном состоянии (Истомин, Якушев, 1992; Чувилин, Гурьева, 2009; Makogon, 2010). Подземное газогидратное хранение диоксида углерода отвечает основным характеристикам возможного варианта организации такого хранилища, а именно: большая емкость хранения, долгосрочная изоляция CO_2 (не менее нескольких сотен лет), разумная стоимость, минимальное воздействие на окружающую среду (Aminu et al., 2017). В качестве косвенного доказательства приведенных тезисов можно привести то обстоятельство, что, например, в северных российских регионах присутствуют природные скопления гидратов метана, оценочный возраст которых достигает сотни тысяч лет. При этом важно отметить, что область значений давлений и температур, при которых может стабильно существовать гидрат CO_2 , значительно шире, чем у гидрата CH_4 , что свидетельствует о возможности аналогичного длительного хранения диоксида углерода в газогидратном состоянии.

В настоящее время заинтересованность к проектам геологического хранения диоксида углерода имеют крупные корпорации в ряде стран. При организации хранилища CO_2 важным является вопрос выбора резервуаров, подходящих для подземного газогидратного хранения диоксида углерода (Lu et al., 2021). Такими площадками могут служить истощенные месторождения углеводородного сырья (Корзун и др., 2023; Zhou et al., 2024), расположенные в относительной близости от предприятий, являющихся источниками выбросов CO_2 , например, от производителей электроэнергии и тепла.

Хранение диоксида углерода в истощенных нефтяных и газовых резервуарах считается одним из наиболее эффективных вариантов хранения из-за нескольких причин: 1) данные залежи были тщательно изучены до и во время отбора углеводородов; 2) имеется наземная и подземная инфраструктура, например, нагнетательные скважины и трубопроводы, они могут быть использованы для процесса захоронения либо напрямую, либо с небольшими изменениями; 3) нагнетание диоксида углерода в нефтенасыщенный пласт в качестве метода повышения нефтеотдачи и так применяется в нефтегазовой промышленности, и, следовательно, такой опыт может быть использован для процесса захоронения CO_2 (Aminu et al., 2017; Ибрагимов и др., 2024).

Рациональное формирование подземного газогидратного хранилища диоксида углерода диктует необходимость в углубленном предварительном исследовании аспектов неізотермического газожидкостного течения в насыщенных пористых пластах при наличии фазовых переходов, а также анализа факторов, определяющих эффективность технологии такого хранения CO_2 . Например, одним из таких факторов является неоднородность пласта по проницаемости (Баренблатт и др., 2016; Hu et al., 2021).

В этой связи важными представляются математическое моделирование и численное исследование процессов, происходящих при неізотермическом течении диоксида углерода в пористых средах с неоднородной проницаемостью с учетом образования газовых гидратов.

Методы

В работе методами математического моделирования изучены особенности неізотермической фильтрации газожидкостной смеси с учетом образования газового гидрата при нагнетании диоксида углерода в пористый пласт, поры которого в начальном состоянии заполнены метаном и водой. В первую очередь рассмотрим постановку задачи.

Рассмотрим в двумерном (радиальная ось r и вертикальная ось z) осесимметричном приближении процесс нагнетания CO_2 в пористый пласт высотой H и радиусом R (рис. 1).

Пусть закачка газа осуществляется через скважину радиуса r_w , которая вскрывает пласт на всю его высоту. Внешние границы пласта являются непроницаемыми для вещества, однако через них может происходить теплообмен с окружающими породами за счет теплопроводности. Пусть рассматриваемая сплошная среда в исходном состоянии состоит из трех фаз: из твердого каркаса (скелета), не участвующего в физико-химических превращениях, метана и воды с известной насыщенностью. Скелет пористой среды полагаем неподвижным и несжимаемым. Примем, что в начальный момент времени температура в рассматриваемом пласте и окружающих его горных породах равна T_0 . Фильтрация возможна только в пористом пласте, исходное давление в нем p_0 . Рассматриваемый пласт состоит из двух зон с различной проницаемостью k_1 и k_2 . Пусть нагнетание диоксида углерода осуществляется при постоянном давлении p_w , при этом температура на забое скважины T_w имеет постоянное значение, меньшее равновесной температуры образования гидрата CO_2 для давления p_w (рис. 1).

При математическом моделировании двухфазной фильтрации с учетом образования гидрата CO_2 примем следующие основные допущения: газовый гидрат рассматривается как система, состоящая из воды и газа, и массовая концентрация газа в газовом гидрате G постоянна; метан не растворяется в воде; пренебрегаем испарением воды; рассматривается однотемпературная модель (температуры всех фаз в некотором малом объеме

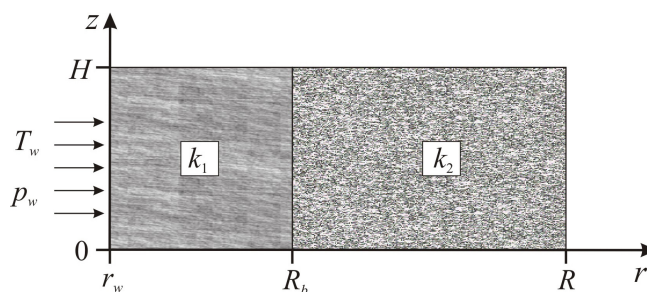


Рис. 1. Схематическое представление задачи: z и r – вертикальная и радиальная координаты; H , r_w , R_b и R – высота пласта, радиус скважины, радиус первой зоны и радиус пласта соответственно; k_1 и k_2 – проницаемость первой и второй зоны; T_w и p_w – температура закачиваемого диоксида углерода и давление его закачки

равны); пористость пласта для обеих зон пласта одинакова и постоянна; плотность воды и удельные теплоты фазовых переходов являются постоянными величинами; капиллярные эффекты не учитываются (Басниев и др., 1993; Bondarev et al., 2018). При изучении процесса закачки CO_2 в пласт в отличие от работ (Цыпкин, 2014; Khasanov et al., 2019; Khasanov et al., 2020) учитывается растворимость CO_2 в воде, фильтрация воды и газа, теплообмен пористого коллектора с окружающими горными породами.

Расчетные уравнения для изучаемого в работе процесса могут быть записаны на основе уравнений сохранения масс, закона Дарси, уравнения сохранения энергии (Нигматулин, 1987; Басниев и др., 1993; Бородин, Бельских, 2020; Musakaev, Borodin, 2023). При этом уравнение пьезопроводности и уравнение притока тепла, на основе которых происходит расчет изменения давления и температуры, соответственно, в отличие от работы (Musakaev, Borodin, 2023) содержат слагаемые, учитывающие интенсивность растворения диоксида углерода в воде J_{gl} . Соотношение для нахождения этой величины может быть записано следующим образом:

$$J_{gl} = \varphi \rho_{wat} \frac{\partial}{\partial t} \left(S_l \frac{\omega_{l(d)}}{\omega_{l(wat)}} \right), \quad \sum_{j=d, wat} \omega_{l(j)} = 1.$$

Здесь и далее индексы $j = sk, g, l, h, d, m$ и wat относятся к параметрам скелета пористой среды, газовой фазы, жидкой фазы, газового гидрата, диоксида углерода, метана и воды, соответственно; нижние индексы в скобках означают составляющие соответствующей фазы. J_{gl} – интенсивность растворения CO_2 в воде, $\text{кг}/(\text{м}^3 \cdot \text{с})$; S_j ($j = g, l, h$) – насыщенность пор j -ой фазой; φ – пористость пласта; ρ_{wat} – плотность воды, $\text{кг}/\text{м}^3$; $\omega_{l(d)}$ и $\omega_{l(wat)}$ – массовое содержание диоксида углерода и воды в жидкой фазе, соответственно.

Используются следующие уравнения состояния для жидкой и газовой фаз (Shagapov et al., 2012; Бородин, Бельских, 2020):

$$\rho_l = \rho_{wat} / \omega_{l(wat)}, \quad p = X_g \rho_g R_g T,$$

$$R_g = R_{un} / M_g, \quad M_g = \left(\frac{\omega_{g(d)}}{M_d} + \frac{\omega_{g(m)}}{M_m} \right)^{-1}, \quad \sum_{j=d, m} \omega_{g(j)} = 1,$$

$$X_g = \left(0,4 \cdot \lg \left(\frac{T}{T_{cr}} \right) + 0,73 \right)^{p/p_{cr}} + \frac{p}{10 p_{cr}},$$

$$p_{cr} = \sum_{j=d, m} \chi_{g(j)} p_{cr(j)}, \quad T_{cr} = \sum_{j=d, m} \chi_{g(j)} T_{cr(j)},$$

$$\chi_{g(j)} = \frac{\omega_{g(j)}}{M_j} M_g, \quad (j = d, m),$$

где p – давление, Па; T – температура, К; ρ_j ($j = sk, g, l, h$) – плотность j -ой фазы, $\text{кг}/\text{м}^3$; R_g – удельная газовая «постоянная» (этот параметр может изменяться в зависимости от состава газовой фазы), $\text{Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$; R_{un} – универсальная газовая постоянная, $\text{Дж}/(\text{моль} \cdot \text{К})$; M_d и M_m – молярная масса диоксида углерода и метана, $\text{кг}/\text{моль}$; $\omega_{g(d)}$ и $\omega_{g(m)}$ – массовое содержание CO_2 и CH_4 в газовой смеси; T_{cr} и p_{cr} – критическое значение температуры (К) и давления (Па) для газовой фазы; $T_{cr(d)}$ и $T_{cr(m)}$ – критическое значение температуры для углекислого газа и метана, К; $p_{cr(d)}$ и $p_{cr(m)}$ – критическое значение давления для CO_2 и CH_4 , Па;

$\chi_{g(d)}$ и $\chi_{g(m)}$ – мольная доля диоксида углерода и метана в газовой смеси.

Проницаемость пористой среды можно найти из соотношения (Zhang et al., 2022):

$$k = k_0 (1 - S_h)^n,$$

где k_0 – тензор проницаемости пористой среды при отсутствии газового гидрата, м^2 ; n – показатель степени, зависящий от типа заполнения газогидратом порового пространства пласта. При проведении расчетов принято $n = 3$.

В работе принимается, что образование гидрата CO_2 происходит в равновесном режиме (Borodin et al., 2022). Для нахождения массовой концентрации диоксида углерода в воде в зависимости от парциального давления этого газа и температуры используются эмпирические соотношения из работы (Воронов и др., 2011).

Результаты

Следующим шагом исследования процесса хранения диоксида углерода в геологических формациях в твердой газогидратной форме стало проведение вычислительных экспериментов по изучению особенностей образования гидрата CO_2 при закачке диоксида углерода в пласт, в исходном состоянии насыщенный водометановой смесью. Эти расчеты производились на основе авторского компьютерного кода, численно реализующую математическую модель. Методика расчета параметров изучаемого процесса представлена авторами на Первой Российской газогидратной конференции «Газовые гидраты – энергия будущего» (Бородин, Мусакаев, 2024), и она аналогична методике, изложенной в работе (Musakaev et al., 2020). Значения параметров, используемые при проведении расчетов (если не указано дополнительно), приведены в табл. 1 (Истомин, Якушев, 1992; Бородин, Бельских, 2020; Misyura et al., 2023).

На рис. 2 представлены поля давления, температуры, насыщенности гидратом CO_2 , массовой доли CO_2 в газовой смеси и массовой доли растворенного CO_2 в воде для трех случаев (рис. 1).

Случай 1. Нагнетательная скважина, через которую происходит закачка диоксида углерода в пласт, расположена в низкопроницаемой зоне, при этом значение проницаемости $k_1 = 10^{-14} \text{ м}^2$, значение проницаемости для высокопроницаемой зоны $k_2 = 10^{-13} \text{ м}^2$.

Случай 2. Нагнетательная скважина размещена в высокопроницаемой зоне, при этом $k_1 = 10^{-13} \text{ м}^2$, $k_2 = 10^{-14} \text{ м}^2$.

Случай 3. Нагнетательная скважина также расположена в высокопроницаемой зоне, но $k_1 = 10^{-12} \text{ м}^2$, $k_2 = 10^{-14} \text{ м}^2$.

На рис. 3 Представлены распределения параметров по радиальной координате r для средней по высоте линии пласта (при $z = H/2$).

На рис. 4 представлено изменение со временем массы CO_2 в пласте.

Обсуждение результатов

Из данных, представленных на рис. 2 и 3, видно, что закачиваемый в пористый пласт диоксид углерода вытесняет метан вглубь пласта. В пласте, поры которого до начала нагнетания CO_2 заняты метаном и водой, диоксид углерода присутствует в трех состояниях: в составе газового гидрата, в растворенном виде в воде и в газообразном состоянии.

Параметр	Символ	Значение
Время расчета, сут	t	7
Внешний радиус пласта, м	R	100
Радиус первой зоны (в которой расположена скважина), м	R_b	50
Толщина пласта, м	H	10
Радиус скважины, м	r_w	0,1
Начальное пластовое давление, МПа	p_0	1
Начальная пластовая температура, °C	T_0	5
Давление закачки диоксида углерода, МПа	p_w	3
Температура на забое скважины, °C	T_w	5
Пористость пласта	φ	0,2
Начальная газонасыщенность (метаном)	S_{g0}	0,8
Начальная насыщенность жидкостью (водой, без растворенного в ней CO ₂)	S_{l0}	0,2
Скрытая теплота образования/разложения гидрата CO ₂ , кДж/кг	L_{hd}	390
Скрытая теплота растворения CO ₂ в воде / испарения CO ₂ из воды, кДж/кг	L_{gl}	480
Массовое содержание CO ₂ в газовом гидрате	G	0,28

Табл. 1. Основные расчетные параметры

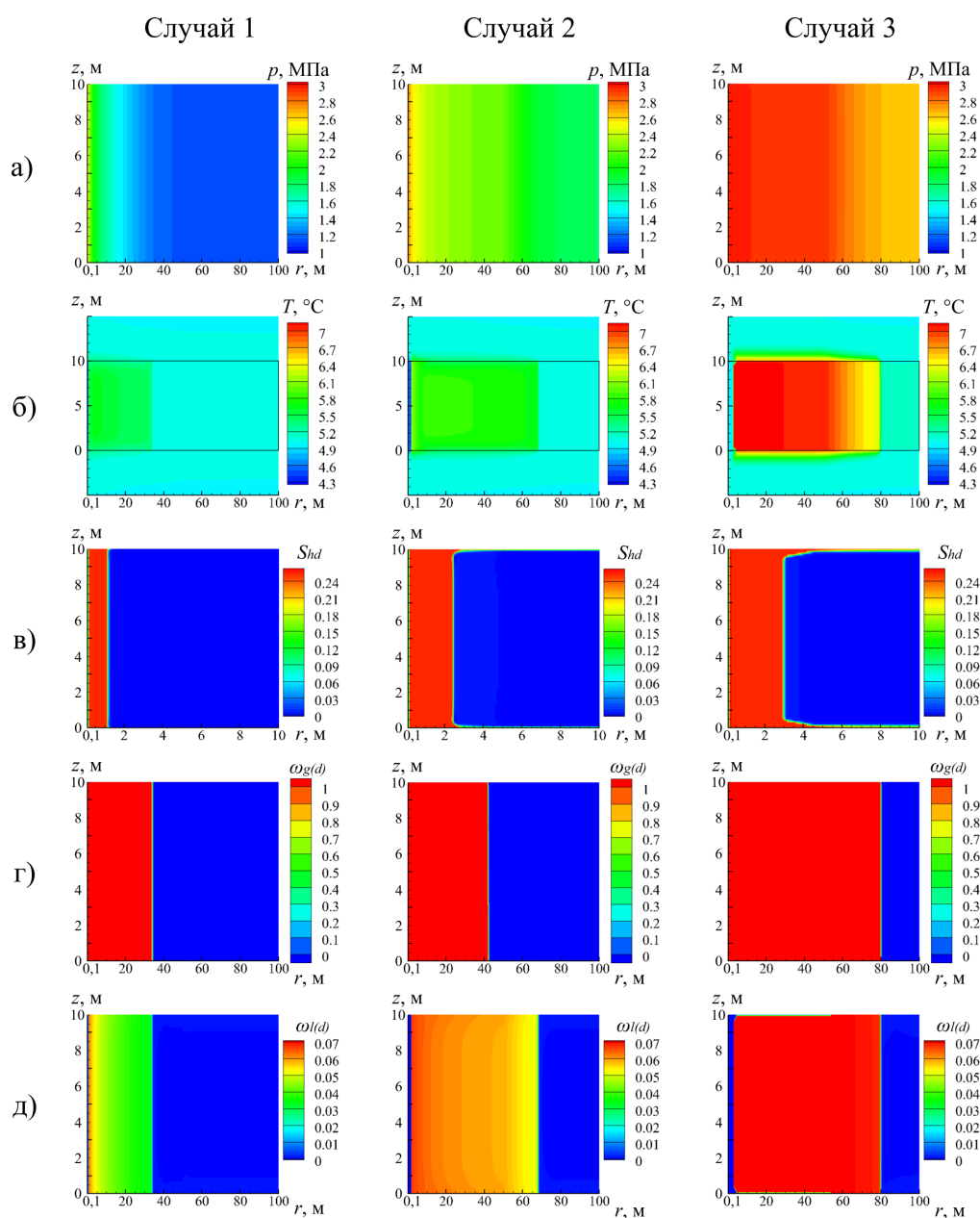


Рис. 2. Распределения в пласте давления p (а), температуры T (б), гидратонасыщенности S_{hd} (в), массовой доли CO₂ в газовой смеси $\omega_{g(d)}$ (г) и массовой доли растворенного CO₂ в воде $\omega_{l(d)}$ (д). Распределения параметров построены на 7 сутки после начала закачки диоксида углерода в пласт

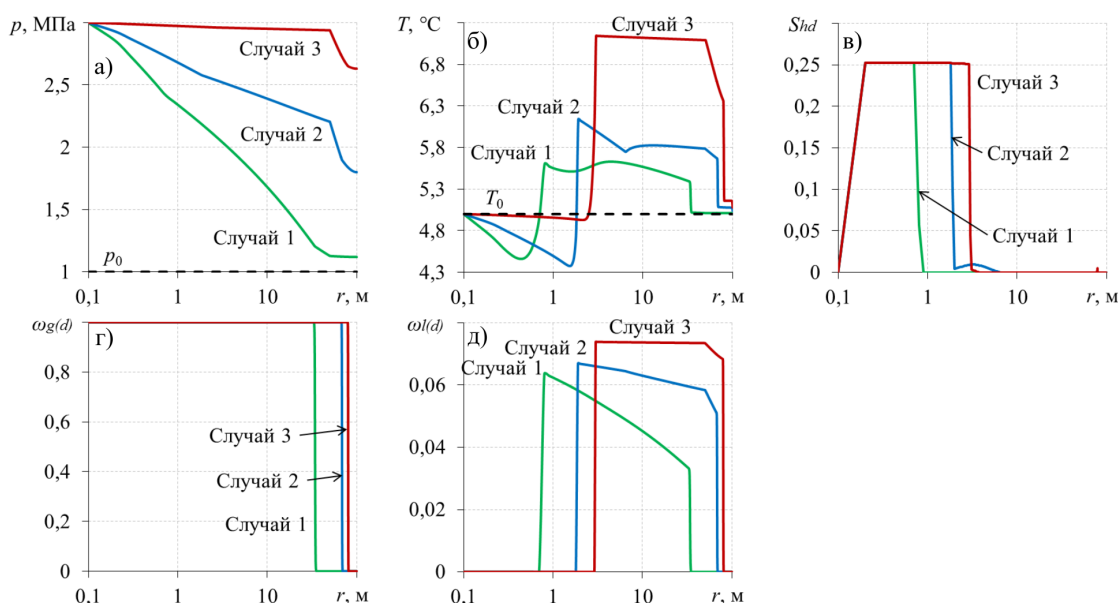


Рис. 3. Распределения по r при $z = H/2$ давления p (а), температуры T (б), гидратонасыщенности S_{hd} (в), массовой доли CO_2 в газовой смеси $\omega_{g(d)}$ (г) и массовой доли растворенного CO_2 в воде $\omega_{l(d)}$ (д) на 7 сутки после начала закачки диоксида углерода пласт

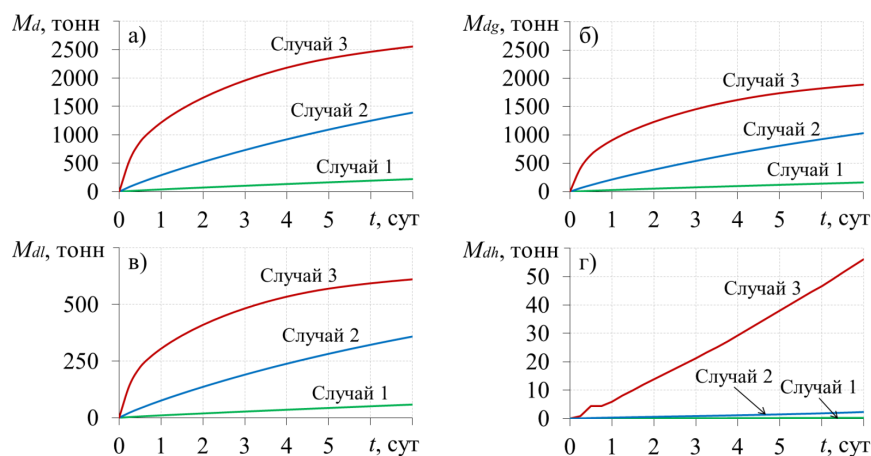


Рис. 4. Динамика изменения накопленной массы диоксида углерода в пласте: а) суммарная масса; б) в газообразном состоянии; в) в растворенном виде в воде; г) в составе газового гидрата

Гидратообразование происходит в основном в зоне, примыкающей к нагнетательной скважине, в этой области пласта в порах присутствуют диоксид углерода и его гидрат. Дальше (по координате r) поровое пространство заполнено CO_2 , гидратом CO_2 , водой; затем диоксидом углерода и водой; далее газовой фазой ($\text{CO}_2 + \text{CH}_4$) и водой; и наконец, водометановой смесью. В первых двух отмеченных зонах из-за газогидратных отложений коллекторские свойства пласта ухудшаются, что приводит к снижению темпов фильтрации от скважины в пласт и большому градиенту давления в области с присутствием газового гидрата. Для случая расположения нагнетательной скважины в высокопроницаемой зоне (Случаи 2 и 3) вышеописанный фактор оказывает меньшее влияние, и давление во всем пласте существенно увеличивается (даже в отдаленной от скважины низкопроницаемой зоне), что свидетельствует о лучшем проникновении диоксида углерода в пласт. Также из рис. 2 и 3 видно, что температура в пласте ведет себя немонотонно. Это связано с влиянием на нее следующих факторов: эффект Джоуля-Томсона (в области больших градиентов давления

температура при фильтрации реального газа существенно снижается); выделение тепла при образовании гидрата CO_2 ; выделение тепла при растворении диоксида углерода в воде. Видно, что вблизи скважины температура снижается ниже начальной, так как в этой области наблюдается наибольший перепад давления, что приводит к наиболее интенсивному охлаждению вследствие эффекта Джоуля-Томсона. Далее наблюдается повышение температуры выше начальной вследствие фазовых переходов. Во всем пласте, где одновременно присутствуют диоксид углерода и вода, наблюдается повышение температуры выше начальной вследствие выделения тепла при растворении этого газа в воде. Причем вблизи верхней и нижней границ пласта температуры ниже, а количество растворенного CO_2 в воде выше, что объясняется теплоотдачей в окружающие непроницаемые для вещества породы за счет теплопроводности. В зоне, примыкающей к нагнетательной скважине, вся вода переходит в состав газогидрата, что связано, в первую очередь, с существенным снижением температуры в этой части пласта вследствие действия эффекта Джоуля-Томсона. Таким образом, для адекватного

описания температурного поля в пласте необходим учет таких факторов, как теплота, выделяемая при фазовых переходах, эффект Джоуля-Томсона, теплообмен рассматриваемого пористого коллектора с окружающими горными породами. Рисунки 2 и 3 также показывают, что вытеснение метана диоксидом углерода происходит практически в поршневом режиме. Размеры области, в которой в газовой фазе одновременно находятся CO_2 и CH_4 , малы по сравнению с протяженностью пласта; поршневой характер вытеснения обусловлен тем, что вязкость CO_2 в полтора раза выше вязкости CH_4 (Цыпкин, 2014).

Из данных, представленных на рис. 4, видно, что масса захороненного диоксида углерода тем выше, чем выше проницаемость призабойной зоны скважины, поэтому при организации такого способа утилизации CO_2 необходимо осуществлять закачку этого газа в высокопроницаемые зоны, т.е. для захоронения диоксида углерода с большей интенсивностью нагнетательную скважину желательно располагать в области пласта с наибольшей проницаемостью. Анализ рис. 2 и 3 позволяет сделать вывод о том, что для принятых в работе параметров, для организации эффективного газогидратного хранения диоксида углерода необходимы пористые среды с достаточно высокими значениями проницаемости. В противном случае, во-первых, вследствие низкой проницаемости время закачки необходимого объема CO_2 будет существенно увеличиваться, и, во-вторых, образовавшийся газогидрат будет еще больше снижать проницаемость пористой среды, что может привести к практически полной остановке дальнейшей фильтрации CO_2 .

Для рассмотренного набора параметров при размещении нагнетательной скважины в низкопроницаемой зоне ($k_1 = 10^{-14} \text{ м}^2$) диоксид углерода в составе газового гидрата на конечный момент времени (7 суток) составляет величину около 300 кг. Если же нагнетательная скважина расположена в высокопроницаемой зоне ($k_1 = 10^{-13} \text{ м}^2$), то этот показатель имеет величину около 2300 кг. При дальнейшем увеличении проницаемости (Случай 3) накопленная масса диоксида углерода в составе газового гидрата составляет величину уже около 56000 кг. Однако, как видно, из рис. 4 для всех рассмотренных случаев масса CO_2 в составе газового гидрата меньше его массы в свободном и растворенном состоянии. Это связано с тем, что на процесс образования газового гидрата в пласте существенное влияние оказывают (помимо коллекторских свойств) исходные термодинамические параметры подземного хранилища CO_2 . Т.е. необходимы дополнительные исследования по определению пластов с наиболее благоприятными для гидратообразования начальными термодинамическими условиями, а также по выявлению наиболее эффективных параметров закачки диоксида углерода. И комплексный учет всех этих факторов позволит обеспечить наиболее эффективное подземное газогидратное захоронение CO_2 .

Заключение

Статья посвящена изучению особенностей процесса хранения диоксида углерода в геологических формациях в твердой газогидратной форме. Предложена в двумерном осесимметричном приближении математическая модель неизоэнтальпической фильтрации газожидкостной

смеси, в которой в отличие от предыдущих работ произведен дополнительный учет таких факторов, как наличие в пласте зон с различной проницаемостью, двухфазная фильтрация, растворимость CO_2 в воде, теплоотдача (за счет кондуктивного теплообмена) из рассматриваемой области пористой среды в окружающие горные породы, неизоэнтальпические эффекты. Расчетным путем показано, что при закачке диоксида углерода в пористый пласт распределение температуры по длине пласта имеет немонотонный характер, обусловленный действием эффекта Джоуля-Томсона, выделением тепла при образовании гидрата CO_2 и растворении данного газа в воде. Вблизи верхней и нижней границ пласта температуры ниже, а количество растворенного CO_2 в воде выше, что объясняется теплоотдачей в окружающие непроницаемые для вещества породы за счет теплопроводности. Показано, что для более эффективной организации газогидратного хранения диоксида углерода в зонально-неоднородном пористом пласте необходимо располагать нагнетательную скважину в зоне с большими значениями проницаемости.

Финансирование

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 24-29-00093, <https://rscf.ru/project/24-29-00093/>

Публикация статьи поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-10-2022-011 в рамках программы развития НЦМУ.

Литература

- Баренблатт Г.И., Лобковский Л.И., Нигматулин Р.И. (2016). Математическая модель истечения газа из газонасыщенного льда и газогидратов. *Доклады Академии наук*, 470 (4), с. 458–461. <https://doi.org/10.7868/S0869565216280148>
- Басинев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. (1993). Подземная гидромеханика. М.: Недра, 416 с.
- Бородин С.Л., Бельских Д.С. (2020). Математическое моделирование равновесного полного замещения метана углекислым газом в газогидратном пласте при отрицательных температурах. *Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*, 6 (2), с. 63–80. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2020-6-2-63-80>
- Бородин С.Л., Мусакаев Н.Г. (2024). Методика расчета параметров процесса закачки углекислого газа в зонально-неоднородный пористый пласт с учетом образования газового гидрата. *Материалы Первой Российской газогидратной конференции «Газовые гидраты – энергия будущего» (РГК I)*. СПб.: ВНИИОкеангеология, с. 51–56. <https://doi.org/10.24412/cl-37274-2024-1-51-56>
- Воронов В.П., Городецкий Е.Е., Григорьев Б.А., Муратов А.Р. (2011). Экспериментальное исследование процесса замещения метана в газовом гидрате диоксидом углерода. *Вести газовой науки*, 2(7), с. 235–248.
- Ибрагимов И.И., Индрупский И.М., Гарифуллина Ч.А., Халиуллин Т.Ф., Валиуллин И.В., Залятдинов А.А., Садреева Р.Х., Бурлуцкий Е.А., Мингазутдинов А.Н., Ремеев М.М., Кашапов И.Х. (2024). Экспериментальная оценка эффективности вытеснения нефти дымовыми газами для объекта разработки в карбонатных отложениях Урало-Поволжского региона. *Георесурсы*, 26 (1), с. 127–135. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.1.11>
- Истомин В.А., Якушев В.С. (1992). Газовые гидраты в природных условиях. М.: Недра, 235 с.
- Корзун А.В., Ступакова А.В., Харитонов Н.А., Асеева А.В., Осипов К.О., Пронина Н.В., Макарова Е.Ю., Вайтхович А.П., Лопатин А.Ю., Карпушин М.Ю., Перегудов Ю.Д., Сауткин Р.С., Большакова М.А., Ситар К.А., Редькин А.С. (2023). Применимость природных геологических объектов для хранения, захоронения и утилизации углекислого газа (обзор). *Георесурсы*, 25 (2), с. 22–35. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.2>
- Нигматулин Р.И. (1987). Динамика многофазных сред. М.: Наука.

Цыпкин Г.Г. (2014). Математическая модель инъекции углекислого газа в пласт с образованием гидрата. *Доклады Академии наук*, 458(4), с. 422–425. <https://doi.org/10.7868/S0869565214220113>

Чувиллин Е.М., Гурьева О.М. (2009). Экспериментальное изучение образования гидратов CO_2 в поровом пространстве промерзающих и мерзлых пород. *Криосфера Земли*, 13(3), с. 70–79.

Aminu M.D., Nabavi S.A., Rochelle C.A., Manovic V. (2017). A review of developments in carbon dioxide storage. *Applied Energy*, 208, pp. 1389–1419. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.09.015>

Bondarev E.A., Rozhin I.I., Popov V.V., Argunova K.K. (2018). Underground Storage of Natural Gas in Hydrate State: Primary Injection Stage. *Journal of Engineering Thermophysics*, 27 (2), pp. 221–231. <https://doi.org/10.1134/S181023281802008X>

Borodin S.L., Musakaev N.G., Belskikh D.S. (2022). Mathematical Modeling of a Non-Isothermal Flow in a Porous Medium Considering Gas Hydrate Decomposition: A Review. *Mathematics*, 10(24), 4674. <https://doi.org/10.3390/math10244674>

Cao X., Wang H., Yang K., Wu S., Chen Q., Bian J. (2022). Hydrate-based CO_2 sequestration technology: Feasibilities, mechanisms, influencing factors, and applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 219, 111121. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111121>

Hassanpouryouzband A., Yang J., Tohidi B., Chuvilil E., Istomin V., Bukhanov B. (2019). Geological CO_2 Capture and Storage with Flue Gas Hydrate Formation in Frozen and Unfrozen Sediments: Method Development, Real Time-Scale Kinetic Characteristics, Efficiency, and Clathrate Structural Transition. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 7(5), pp. 5338–5345. <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.8b06374>

Hu T., Xu T., Tian H., Zhou B., Yang Y. (2021) A study of CO_2 injection well selection in the naturally fractured undulating formation in the Jurong Oilfield, China. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 109, 103377. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103377>

Khasanov M.K., Musakaev N.G., Stolpovsky M.V., Kildibaeva S.R. (2020). Mathematical Model of Decomposition of Methane Hydrate during the Injection of Liquid Carbon Dioxide into a Reservoir Saturated with Methane and Its Hydrate. *Mathematics*, 8 (9), 1482. <https://doi.org/10.3390/math8091482>

Khasanov M.K., Stolpovsky M.V., Gimaltdinov I.K. (2019). Mathematical model of injection of liquid carbon dioxide in a reservoir saturated with methane and its hydrate. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 132, pp. 529–538. <https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2018.12.033>

Kim S., Santamarina J.C. (2014). Engineered CO_2 injection: The use of surfactants for enhanced sweep efficiency. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 20, pp. 324–332. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2013.11.018>

Lu P., Hao Y., Bai Y., Liu W., Chen X., Zheng H., Liu J., Chen Y., Gao J. (2021). Optimal selection of favorable areas for CO_2 geological storage in the Majiagou Formation in the Ordos Basin. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 109, 103360. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103360>

Mac Dowell N., Fennell P.S., Shah N., Maitland G.C. (2017). The role of CO_2 capture and utilization in mitigating climate change. *Nature Climate Change*, 7, pp. 243–249. <https://doi.org/10.1038/nclimate3231>

Makogon Y.F. (2010). Natural gas hydrates - A promising source of energy. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2, pp. 49–59. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2009.12.004>

Misyura S., Strizhak P., Meleshkin A., Morozov V., Gaidukova O., Shlegel N., Shkola M. (2023). A Review of Gas Capture and Liquid Separation Technologies by CO_2 Gas Hydrate. *Energies*, 16(8), 3318. <https://doi.org/10.3390/en16083318>

Musakaev N.G., Borodin S.L., Gubaidullin A.A. (2020). Methodology for the Numerical Study of the Methane Hydrate Formation During Gas Injection into a Porous Medium. *Lobachevskii Journal of Mathematics*, 41(7), pp. 1272–1277. <https://doi.org/10.1134/S199508022007032X>

Musakaev N.G., Borodin S.L. (2023). Numerical Study of the Process of Gas Extraction from a Gas Hydrate Reservoir with Inhomogeneous Permeability. *Lobachevskii Journal of Mathematics*, 44 (5), pp. 1765–1770. <https://doi.org/10.1134/S199508022305044X>

Shagapov V.Sh., Urazov R.R., Musakaev N.G. (2012). Dynamics of formation and dissociation of gas hydrates in pipelines at the various modes of gas transportation. *Heat and Mass Transfer*, 48 (9), pp. 1589–1600. <https://doi.org/10.1007/s00231-012-1000-3>

Xu G., Schwarz P., Yang H. (2020). Adjusting energy consumption structure to achieve China's CO_2 emissions peak. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 122, 109737. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109737>

Zhang P., Liu B., Hu L., Meegoda J.N. (2022). Coupled multiphase flow and pore compression computational model for extraction of offshore gas hydrates. *Computers and Geotechnics*, 145, 104671. <https://doi.org/10.1016/j.compgeo.2022.104671>

Zhou X., Xu Ch., Wen H., Huang Zh., Chuvilil E., Liang D. (2024) Thermal stabilities of CH_4 and CO_2 hydrates in quartz sands and modeling. *Fluid Phase Equilibria*, 583, 114120. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2024.114120>

Сведения об авторах

Наиль Габсалимович Мусакаев – доктор физ.-мат. наук, профессор, главный научный сотрудник, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С.А. Христиановича СО РАН

Россия, 625026, Тюмень, ул. Таймырская, д. 74
e-mail: musakaev68@yandex.ru

Станислав Леонидович Бородин – кандидат физ.-мат. наук, старший научный сотрудник, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С.А. Христиановича СО РАН

Россия, 625026, Тюмень, ул. Таймырская, д. 74
e-mail: S.L.Borodin@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 01.11.2024;
Принята к публикации 29.04.2025; Опубликовано 20.09.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Estimation of the parameters of carbon dioxide injection into a saturated porous reservoir with heterogeneous permeability in the presence of hydrate formation

N.G. Musakaev, S.L. Borodin*

Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen, Russian Federation

*Corresponding author: Stanislav L. Borodin, e-mail: S.L.Borodin@yandex.ru

Abstract. One of the effective methods of combating the increase in the concentration of carbon dioxide in the atmosphere is its sequestration in porous media in the solid gas hydrate form. The unique properties of gas hydrates, such as their high gas capacity, low permeability and natural stability,

make them an attractive option for long-term disposal of carbon dioxide. In the context of considering the problem of organizing geological gas hydrate storages of carbon dioxide, a mathematical model is written down that allows a theoretical study of the process of carbon dioxide hydrate formation during

its injection into a reservoir whose pores are initially saturated with methane and water. The proposed mathematical model takes into account zonal heterogeneity of a porous reservoir, the flow in it in the presence of phase transformations (hydrate formation and solubility of carbon dioxide in water) of the gas (CH_4 and/or CO_2) and liquid (water and dissolved CO_2) phases, heat transfer from the considered region of a reservoir to the surrounding rocks; the hydrate formation process is considered as an equilibrium phase transition. Calculation equations for the studied process are presented and numerical solutions of the problem are constructed, describing the distribution of parameters (temperature, pressure, phase saturations) in a reservoir. It has been shown by calculations that when CO_2 is injected into a reservoir, several characteristic zones can form in it, differing in the composition of the fluids saturating them. It has been demonstrated that it is necessary to take into account such factors as heat released during phase transitions, the Joule-Thomson effect, and heat exchange between the porous reservoir and its surrounding rocks when describing the temperature field in the reservoir formed when carbon dioxide is injected into it. The results of computational experiments are presented and analyzed when placing an injection well in a high- or low-permeability zone of a porous reservoir. The conducted numerical study showed that for the organization of effective gas hydrate storage of carbon dioxide, porous media with sufficiently high permeability values are required.

Keywords: filtration, carbon dioxide, gas hydrate formation, zonal permeability, mathematical model

Acknowledgements

The research was funded by the Russian Science Foundation (project No. 24-29-00093), <https://rscf.ru/project/24-29-00093/>.

The publication of the article was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-10-2022-011 within the framework of the development program for a world-class Research Center.

Recommended citation: Musakaev N.G., Borodin S.L. (2025). Estimation of the parameters of carbon dioxide injection into a saturated porous reservoir with heterogeneous permeability in the presence of hydrate formation. *Georesursy = Georesources*, 27(3), pp. 121–129. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.10>

References

- Aminu M.D., Nabavi S.A., Rochelle C.A., Manovic V. (2017). A review of developments in carbon dioxide storage. *Applied Energy*, 208, pp. 1389–1419. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.09.015>
- Barenblatt G.I., Lobkovsky L.I., Nigmatulin R.I. (2016). A mathematical model of gas outflow from gas-saturated ice and gas hydrates. *Doklady Earth Sciences*, 470, pp. 1046–1049. <https://doi.org/10.1134/S1028334X16100019>
- Basniev K.S., Kochina I.N., Maksimov V.M. (1993). Underground Hydrodynamics. Moscow: Nedra, 416 p. (In Russ.)
- Bondarev E.A., Rozhin I.I., Popov V.V., Argunova K.K. (2018). Underground Storage of Natural Gas in Hydrate State: Primary Injection Stage. *Journal of Engineering Thermophysics*, 27 (2), pp. 221–231. <https://doi.org/10.1134/S181023281802008X>
- Borodin S.L., Belskikh D.S. (2020). Mathematical modeling of the equilibrium complete replacement of methane by carbon dioxide in a gas hydrate reservoir at negative temperatures. *Tyumen State University Herald*.

- Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 6 (2), pp. 63–80. (In Russ.) <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2020-6-2-63-80>
- Borodin S.L., Musakaev N.G., Belskikh D.S. (2022). Mathematical Modeling of a Non-Isothermal Flow in a Porous Medium Considering Gas Hydrate Decomposition: A Review. *Mathematics*, 10 (24), 4674. <https://doi.org/10.3390/math10244674>
- Borodin S.L., Musakaev N.G. (2024). Methodology for calculating the process parameters of carbon dioxide injection into a zonally heterogeneous porous reservoir, taking into account the formation of gas hydrate. *Proc. First Russian Conference on Gas Hydrates "Gas Hydrates — Energy of the Future" (RCGH I)*. Saint Petersburg: VNIIOkeangeologiya, pp. 51–56. (In Russ.) <https://doi.org/10.24412/cl-37274-2024-1-51-56>
- Cao X., Wang H., Yang K., Wu S., Chen Q., Bian J. (2022). Hydrate-based CO_2 sequestration technology: Feasibilities, mechanisms, influencing factors, and applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 219, 111121. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111121>
- Chuvilin E.M., Guryeva O.M. (2009). Experimental investigation of CO_2 gas hydrate formation in porous media of frozen and freezing sediments. *Earth's Cryosphere*, 13 (3), c. 70–79. (In Russ.)
- Hassanpouryouzband A., Yang J., Tohidi B., Chuvilin E., Istomin V., Bukhanov B. (2019). Geological CO_2 Capture and Storage with Flue Gas Hydrate Formation in Frozen and Unfrozen Sediments: Method Development, Real Time-Scale Kinetic Characteristics, Efficiency, and Clathrate Structural Transition. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 7(5), pp. 5338–5345. <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.8b06374>
- Hu T., Xu T., Tian H., Zhou B., Yang Y. (2021). A study of CO_2 injection well selection in the naturally fractured undulating formation in the Jurong Oilfield, China. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 109, 103377. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103377>
- Ibragimov I.I., Indrupskiy I.M., Garifullina Ch.A., Khaliullin T.F., Valiullin I.V., Zalyatdinov A.A., Sadreeva R.Kh., Burlutskiy E.A., Mingazutdinov A.N., Remeev M.M., Kashapov I.Kh. (2024). Experimental assessment of oil displacement efficiency by flue gases for a developed reservoir in carbonate formation of Urals-Volga region. *Georesursy = Georesources*, 26(1), pp. 127–135. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2024.1.11>
- Istomin V.A., Yakushev V.S. (1992). Gas hydrates in nature. Moscow: Nedra, 235 p. (In Russ.)
- Khasanov M.K., Musakaev N.G., Stolpovsky M.V., Kildibaeva S.R. (2020). Mathematical Model of Decomposition of Methane Hydrate during the Injection of Liquid Carbon Dioxide into a Reservoir Saturated with Methane and Its Hydrate. *Mathematics*, 8(9), 1482. <https://doi.org/10.3390/math8091482>
- Khasanov M.K., Stolpovsky M.V., Gimaltdinov I.K. (2019). Mathematical model of injection of liquid carbon dioxide in a reservoir saturated with methane and its hydrate. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 132, pp. 529–538. <https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2018.12.033>
- Kim S., Santamarina J.C. (2014). Engineered CO_2 injection: The use of surfactants for enhanced sweep efficiency. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 20, pp. 324–332. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2013.11.018>
- Korzun A.V., Stoupakova A.V., Kharitonova N.A., Pronina N.V., Makarova E.Yu., Vaytekovich A.P., Osipov K.O., Lopatin A.Yu., Aseeva A.V., Karpushin M.Yu., Sautkin R.S., Peregodov Yu.D., Bolshakova M.A., Sitar K.A., Redkin A.S. (2023). Applicability of natural geological objects for storage, disposal and utilization of carbon dioxide (review). *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 22–35. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.2>
- Lu P., Hao Y., Bai Y., Liu W., Chen X., Zheng H., Liu J., Chen Y., Gao J. (2021). Optimal selection of favorable areas for CO_2 geological storage in the Majiagou Formation in the Ordos Basin. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 109, 103360. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103360>
- Mac Dowell N., Fennell P.S., Shah N., Maitland G.C. (2017). The role of CO_2 capture and utilization in mitigating climate change. *Nature Climate Change*, 7, pp. 243–249. <https://doi.org/10.1038/nclimate3231>
- Makogon Y.F. (2010). Natural gas hydrates - A promising source of energy. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2, pp. 49–59. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2009.12.004>
- Misyura S., Strizhak P., Meleshkin A., Morozov V., Gaidukova O., Shlegel N., Shkola M. (2023). A Review of Gas Capture and Liquid Separation Technologies by CO_2 Gas Hydrate. *Energies*, 16 (8), 3318. <https://doi.org/10.3390/en16083318>

Musakaev N.G., Borodin S.L., Gubaidullin A.A. (2020). Methodology for the Numerical Study of the Methane Hydrate Formation During Gas Injection into a Porous Medium. *Lobachevskii Journal of Mathematics*, 41(7), pp. 1272–1277. <https://doi.org/10.1134/S199508022007032X>

Musakaev N.G., Borodin S.L. (2023). Numerical Study of the Process of Gas Extraction from a Gas Hydrate Reservoir with Inhomogeneous Permeability. *Lobachevskii Journal of Mathematics*, 44(5), pp. 1765–1770. <https://doi.org/10.1134/S199508022305044X>

Nigmatulin R.I. (1991). Dynamics of Multiphase Media. New York: Hemisphere Publ. Corp.

Shagapov V.Sh., Urazov R.R., Musakaev N.G. (2012). Dynamics of formation and dissociation of gas hydrates in pipelines at the various modes of gas transportation. *Heat and Mass Transfer*, 48 (9), pp. 1589–1600. <https://doi.org/10.1007/s00231-012-1000-3>

Tsyppin G.G. (2014). A mathematical model of carbon dioxide flooding with hydrate formation. *Doklady Physics*, 59, pp. 463–466. <https://doi.org/10.1134/S1028335814080035>

Voronov V.P., Gorodetskiy Ye.Ye., Grigor'yev V.A., Muratov A.R. (2011). Experimental study of the process of methane substitution in gas hydrate with carbon dioxide. *Vesti gazovoy nauki*, 2(7), pp. 235–248. (In Russ.)

Xu G., Schwarz P., Yang H. (2020). Adjusting energy consumption structure to achieve China's CO₂ emissions peak. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 122, 109737. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109737>

Zhang P., Liu B., Hu L., Meegoda J.N. (2022). Coupled multiphase flow and pore compression computational model for extraction of offshore gas hydrates. *Computers and Geotechnics*, 145, 104671. <https://doi.org/10.1016/j.compgeo.2022.104671>

Zhou X., Xu Ch., Wen H., Huang Zh., Chuvilin E., Liang D. (2024) Thermal stabilities of CH₄ and CO₂ hydrates in quartz sands and modeling. *Fluid Phase Equilibria*, 583, 114120. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2024.114120>

About the Authors

Nail G. Musakaev – Dr. Sci. (Physics and Mathematics), Professor, Chief Researcher, Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
74 Taymyrskaya St., Tyumen, 625026, Russian Federation
e-mail: musakaev68@yandex.ru

Stanislav L. Borodin – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Senior Researcher, Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
74 Taymyrskaya St., Tyumen, 625026, Russian Federation
e-mail: S.L.Borodin@yandex.ru

Manuscript received 1 November 2024;

Accepted 29 April 2025;

Published 20 September 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Применение метода отраженных электромагнитных волн для изучения криогидрогеологических условий

О.А. Гулевич^{1*}, Л.Б. Волкомирская¹, Е.П. Кайгородов², С.С. Санин³

¹Институт земного магнетизма, ионосферы и распространения радиоволн им. Н.В. Пушкова РАН, Москва, Россия

²Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шильмана, Тюмень, Россия

³ООО «ИНК», Иркутск, Россия

Представлено петрофизическое обоснование применения метода отраженных электромагнитных волн (МОЭМВ) для дифференциации геологического разреза по электрическим свойствам, в том числе в целях исследования криолитозоны и изучения внутримерзлотных и подмерзлотных вод. Произведен анализ результатов экспериментальных работ МОЭМВ на территории нефтегазового участка недр на территории Республики Саха (Якутия) в 2023 г., включая исследование полученного распределения интервальной скорости электромагнитного сигнала с глубиной по ряду измерений. Представлен результат обработки данных в виде «виртуальной скважины» – вертикального распределения удельного электрического сопротивления с детальностью 2–5 м по глубине. Достоверность результатов МОЭМВ подтверждается их устойчивым соответствием по всем произведенным измерениям и геологической информации на глубинах не менее 500 м, в частности характеру залегания мерзлых пород и положению водонасыщенных пород. Показаны преимущества МОЭМВ такие как: чувствительность исследуемого параметра (скорости электромагнитного сигнала) к изменению физических свойств горных пород, повышенная детальность и необязательность наличия априорной геолого-геофизической информации для проведения количественной интерпретации данных измерений.

Ключевые слова: глубинная георадиолокация, метод отраженных электромагнитных волн, удельное электрическое сопротивление, мерзлота, криолитозона, водоснабжение, поиск подземных вод

Для цитирования: Гулевич О.А., Волкомирская Л.Б., Кайгородов Е.П., Санин С.С. (2025). Применение метода отраженных электромагнитных волн для изучения криогидрогеологических условий. *Георесурсы*, 27(3), с. 130–138. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.14>

Введение

Обоснованный выбор эффективного и малозатратного метода исследования приповерхностной части разреза (криолитозоны) на глубинах в первые сотни метров является актуальной задачей для целого ряда практических приложений. В частности, выявление положения многолетнемерзлых пород требуется для предотвращения аварий при строительстве в зоне неустойчивых грунтов, предупреждения осложнений в ходе бурения скважин, связанных с проходкой многолетнемерзлых пород (разрушения стенок скважины, неудач при цементировании скважин, прихватов бурового инструмента, газопроявлений).

Не менее актуальной задачей является поиск подземных вод, в том числе в связи с необходимостью обеспечения водоснабжения объектов нефтегазопромышленной инфраструктуры, для использования при бурении

нефтяных скважин, поддержания пластового давления и других задач.

Традиционно для решения данных задач широко применяются методы электроразведки (ВЭЗ, электро-томография, ЗСБ и др.) (Мельникановицкий и др., 1982; Хмелевской и др., 1992). Однако, несмотря на использование компьютерных технологий и новых алгоритмов инверсии, одной из самых актуальных геофизических проблем в методах электроразведки остается проблема достоверности геоэлектрического разреза (Olayinka, Yaramanci, 2010; Doyoro et al., 2022; Hou et al., 2020). Не в последнюю очередь эта проблема обусловлена зависимостью количественной интерпретации от априорной геолого-геофизической информации, объем и качество которой определяют результат инверсии.

В настоящей работе обсуждаются перспективы применения метода электромагнитных волновых геофизических исследований – метода отраженных электромагнитных волн (МОЭМВ), разработанного на базе технологии сверхширокополосного моноимпульсного георадиолокационного зондирования как электромагнитный аналог метода отраженных волн (МОВ) в сейсморазведке (Dolgikh et al., 2021). Алгоритмы обработки данных МОЭМВ аналогичны алгоритмам обработки данных МОВ, при этом

* Ответственный автор: Оксана Александровна Гулевич
e-mail: oxana.gulevich@mail.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

применение структурных моделей среды для интерпретации не требуется, что является существенным отличием от методов обработки электроразведочных данных. Кроме того, МОЭМВ от прочих классических геофизических методов отличается исследуемыми параметрами. Пилотные опытные работы МОЭМВ, проведенные в 2020 г. на нефтегазовом месторождении в Надымском районе (Ямало-Ненецкий автономный округ), обеспечили возможность впервые получить вертикальное распределение скорости электромагнитных волн до 500 м, что было признано научным достижением и отражено в докладе Отделения общей физики и астрономии РАН за 2021 год (Кильлио, Щербаков, 2022).

Для обсуждения и иллюстрации возможностей МОЭМВ используются результаты, полученные при исследовании криогидрогеологических условий на территории Республики Саха (Якутия) в 2023 г. Целями настоящей работы являются анализ полученных результатов и обоснование применения метода МОЭМВ для решения криогидрогеологических задач на глубинах от поверхности до глубины не менее 500 м.

Метод МОЭМВ

Метод отраженных электромагнитных волн (МОЭМВ) – это электромагнитный волновой метод, основанный на изучении распространения мощных сверхширокополосных электромагнитных импульсов в среде. Суть МОЭМВ в ударном возбуждении мощных электромагнитных импульсов с особой формой и их линейной регистрации (без операций стробирования и преобразования спектра принимаемого сигнала в приёмнике) за один импульс на всю глубину временных задержек на разных расстояниях от источника. Применяется в варианте общей глубинной (средней) точки (МОЭМВ-ОГТ), общего пункта возбуждения и других вариантах расположения блоков приемников и передатчиков с антеннами в виде резистивно нагруженных диполей. Полевые данные МОЭМВ представляют собой волновую картину аналогичную сейсмограмме МОВ, только не в миллисекундном, а в наносекундном масштабе времен. Основной рабочий диапазон МОЭМВ находится на сверхнизких для георадиолокации частотах: 1–30 МГц.

Измеряемыми параметрами МОЭМВ являются амплитуда и время задержки отраженного сигнала. В результате скоростного анализа данных годографов МОЭМВ-ОГТ определяют распределение скорости электромагнитного сигнала на глубинах в сотни метров.

Скорость электромагнитного сигнала непосредственно связана с электрофизическими характеристиками горных пород. Необходимо учитывать характер распространения электромагнитных волн в той или иной геологической среде, который, в первом приближении, определяется сравнением рабочих частот аппаратуры с переходной частотой f_p , условно разграничивающей волновой характер распространения и диффузионный. Переходная частота, это частота, при которой выполняется равенство $\sigma = \varepsilon\omega$, где σ – электропроводность среды, ε – абсолютная диэлектрическая проницаемость среды, ω – круговая частота.

В приближении $\sigma \ll \varepsilon\omega$ выражение для фазовой скорости v_p связано с электрическими параметрами среды соотношением (Альпин и др., 1985):

$$v_p = \frac{1}{\sqrt{\varepsilon\mu}},$$

где μ – абсолютная магнитная проницаемость среды.

При условии $\sigma \gg \varepsilon\omega$ фазовая скорость сигнала зависит от удельного электрического сопротивления (УЭС) среды (ρ) и частоты (f):

$$v_p = 2 \sqrt{\frac{\pi f \rho}{\mu}}.$$

Таким образом, имеются физические основания для оценки электрических свойств горных пород по определяемой в МОЭМВ скорости электромагнитного сигнала.

Обработка полевых данных МОЭМВ производится по аналогии с обработкой сейсмических данных с особенностями, характерными для глубинной георадиолокации.

Петрофизическое обоснование применения метода МОЭМВ

Применение МОЭМВ для изучения геологического строения разреза базируется на зависимости электрических параметров горных пород от их литологического состава, структуры, плотности, пористости, и других петрофизических характеристик.

Получаемые в результате применения МОЭМВ распределения параметров отраженных электромагнитных волн уникальны среди геофизических методов, применяемых на глубинах в сотни метров, как по изучаемому параметру (скорость электромагнитного сигнала), так и по пространственному разрешению. Скорость сигнала, в частотном диапазоне МОЭМВ, непосредственно связана с диэлектрической проницаемостью, УЭС и магнитной проницаемостью вещества, что создает предпосылки для детальной дифференциации геологического разреза по этим параметрам (Хмелевской, 1999).

Ориентировочные средние значения электрических характеристик распространенных горных пород приведены в табл. 1 на основе ряда источников (Электроразведка..., 2005; Финкельштейн и др., 1994; Baker et al., 2007; Wu,

Название	ε	ρ , Ом·м	v , см/нс	f , МГц
Пресная вода	81	10^3	3,3	0,2
Воды озер и рек районов развития многолетней мерзлоты	81	10^2 - 10^3	3,3	1
Глубинные рассолы	81	0,05-0,2	3,3	$2 \cdot 10^2$
Песчаная почва влажная	25	50-200	6	6
Глинистая почва влажная	15	5-20	7,5	10^2
Доломит	8	10^2 - 10^5	11	4,5
Известняк	7	10^2 - 10^3	12	6
Глинистая почва сухая	5	10^2 - 10^3	13	9
Мерзлые горные породы	4-7	10^2 - 10^5	15	3,6
Песчаная почва сухая	2,6	10^3 - $5 \cdot 10^3$	19	3
Лед пресноводный	3,2	10^9	17	$6 \cdot 10^{-6}$
Нефть	2	10^9 - 10^{16}	21	$9 \cdot 10^{-6}$
Снег	1,5	10^5 - 10^7	22	0,01
Воздух	1	$2 \cdot 10^{16}$	30	-

Табл. 1. Электрические характеристики горных пород

Liu, 2013; Glen, Paren, 1975). Табличные значения относительной диэлектрической проницаемости ε , УЭС (ρ) и фазовой скорости электромагнитного сигнала (v_p) приводятся в наиболее исследованном в георадиолокации диапазоне – для частоты 100 МГц, а значение переходной частоты (f_T) – вычислено для ожидаемых в эксперименте значений ε и УЭС. Чем меньше значение f_T , тем ближе среда к диэлектрику по характеру распространения электромагнитного сигнала.

При использовании табличных значений электрических характеристик горных пород в практической геофизике необходимо принимать во внимание их приблизительный характер, который во многом определяется применявшимся для их получения методом измерений. Реальные параметры могут сильно зависеть как от геологических условий, так и от характеристик системы наблюдений, в том числе от ее амплитудно-частотных характеристик.

Для разных районов характерна изменчивость УЭС горных пород с одинаковым литологическим составом, что определяется различными условиями залегания: влажностью, температурой, минерализацией, интенсивностью процесса выветривания, степенью трещиноватости и т.д. При промерзании горных пород их физические свойства существенно меняются, при этом возрастает их УЭС: в скальных породах не более чем в 10 раз, в тонко дисперсных рыхлых породах (глины, суглинки) в 10–100 раз, в грубодисперсных породах (пески, гравийно-галечниковые отложения) в 100–1000 раз (Хмелевской, 1999; Зыков, 2007; Фролов, 1998). Значения УЭС для мерзлых пород в большинстве источников получены без учета их минерализации, в частности, засоленные мерзлые отложения представляют собой отдельную криогенную систему, занимая промежуточное положение по электропроводности между мерзлыми и тальми породами (Захаренко и др., 2012).

Известно (Farzaneh et al., 2004), что электрические свойства снега зависят от температуры, плотности, структуры снега и содержании жидкой воды, а также электропроводности воды, растаявшей из этого снега. В сухом состоянии снег является диэлектриком (табл. 1), но электрические параметры тяжелого, плотного снега отличаются.

Электрические свойства пород могут меняться со временем даже в пределах одного участка эксплуатируемого месторождения в результате вскрытия их горными выработками и нарушения естественной циркуляции вод. Известно (Дортман, 1984), что рудничные воды характеризуются значительно более высокой минерализацией по сравнению с водами неэксплуатируемых месторождений.

Как следует из табл. 1, МОЭМВ перспективен для определения характера насыщения коллектора, выявления границ мерзлых пород, оценки влажности и льдистости. Контрасты мерзлых и тальных пород, водонасыщенных относительно «сухих» и водоупоров являются для МОЭМВ значительными.

Нефть характеризуется высоким сопротивлением и низкой диэлектрической проницаемостью. С увеличением содержания нефти или газа в породах возрастает УЭС и снижается диэлектрическая проницаемость,

и то и другое приводит к увеличению скорости распространения электромагнитного сигнала в среде. Причем сопротивление гидрофобного коллектора может быть на порядок больше сопротивления гидрофильного (Дортман, 1984), а по диэлектрическим свойствам нефте- и газонасыщенные коллекторы близки к диэлектрику.

УЭС водоносных коллекторов (песчаники и алевролиты) в зависимости от пористости породы и минерализации пластовой воды изменяется от 0,2 до 15–20 Ом·м и в среднем составляет 0,5–5,0 Ом·м. В случае гидрофильного продуктивного коллектора УЭС зависит от параметра влажности, коэффициента нефтегазонасыщения и изменяется в широких пределах от первых Ом·м до 100–200 Ом·м. УЭС пород-неколлекторов в терригенном разрезе зависит от пористости и, в меньшей степени, от минерализации пластовой воды от нескольких десятков до сотен Ом·м. УЭС карбонатных пород неколлекторов составляет тысячи Ом·м ввиду присутствия известняков и доломитов. УЭС продуктивных коллекторов изменяется в тех же пределах, что и в терригенном разрезе: от единиц Ом·м в тонкопористых мелоподобных известняках до сотен Ом·м в крупнопористых известняках и доломитах с высоким нефтенасыщением (Buddo et al., 2021).

Таким образом, высокая чувствительность МОЭМВ к электрическим свойствам исследуемой среды, возможность непосредственного определения структурных подповерхностных границ, соответствующих изменению литологического состава горных пород, их свойств и к характеру насыщения коллекторов служат основой применения метода для решения различных геологических задач, в особенности изучения криогидрогеологических условий.

Методика работ

Полевые работы МОЭМВ проводились на территории участка недр в 30 км от г. Мирный, Якутия в октябре 2023 года в составе комплексных геофизических исследований.

В геокриологическом отношении участок работ находится в области распространения вечной мерзлоты (рис. 1), в границах Виллой-Ботуобинской криогидрологической системы (Алексеев, 2009), расположенной на юге Якутской алмазоносной провинции на северо-восточной части Сибирской платформы. Геологический разрез Виллой-Ботуобинской криогидрологической системы формируют два структурных этажа: кристаллический фундамент, сложенный глубоко метаморфизованными, дислоцированными горными породами, и осадочный чехол мощностью более 2 км. Отложения осадочного чехла представлены терригенно-карбонатными толщами венда, галогенно-карбонатными, терригенно-карбонатными осадками кембрия и ордовика, терригенными толщами верхнего палеозоя и нижнего мезозоя морского и континентального генезиса, четвертичными аллювиальными и элювиально-делювиальными образованиями.

Виллой-Ботуобинская криогидрологическая система характеризуется особым типом строения криогенной толщи, обусловленным спецификой взаимодействия подземных вод и многолетнемерзлых пород в течение криогенного периода (Алексеев, 2009). В целом криогенная толща имеет здесь сложное многоярусное строение. Положение нулевой изотермы изменяется от 200 до 820 м.



Рис. 1. Место проведения полевых работ МОЭМВ на фрагменте карты распространения многолетней мерзлоты на территории России (<https://www.sharada.ru/katalog/maps/rossija/klimat/rossija-mnogoletnjaja-merzloty>)

В границах слоя многолетнемерзлых пород выделяются локальные ярусы охлаждения, заполненные отрицательнотемпературными водами. Регионально выдержанный ярус охлаждения сменяет ярус водоупорных и водоносных горных пород мощностью более 2000 м (Алексеев, 2009). В настоящее время на исследуемой площади глубина залегания мерзлых пород обнаруживается на глубине около 150 м (Оцимик, Буддо, 2023), при этом под влиянием климатических изменений и техногенного воздействия изменение региональных криогидрологических условий прогрессирует.

Геологическое строение района определяется специфическими особенностями территории Непско-Ботубинской антеклизы.

Для полевых работ использовалась экспериментальная аппаратура, разработанная на основе технологии георадаров ГРОТ: передатчик повышенной мощности с пиковой амплитудой импульса 48 кВ, модификации приемников ГРОТ 12 и ГРОТ 12Н, антенны 50 м. Центральная частота рабочего диапазона аппаратуры – 3 МГц. При съемке годографов МОЭМВ-ОГТ расстояние между блоками приемника и передатчика изменялось от 100 м до 280–740 м для разных расстановок. Регистрация волновых форм на всю глубину временных задержек осуществлялась

с единичных накоплений измерений N (для профилирования) до максимального количества $N = 50$ (для зондирования МОЭМВ-ОГТ).

Скоростной анализ данных производился в программном комплексе обработки сейсмических данных SeisSpace/ProMax.

Результаты

На основе проведенного скоростного анализа годографа МОЭМВ-ОГТ определяется распределение по глубине скорости $V_{огт}$ (рис. 2). Видно, что среднеквадратичная скорость сигнала в исследуемом разрезе убывает с глубиной не монотонно.

На рисунке 2 отмечены участки амплитудных разрастаний коэффициента подобия на графике $V_{огт}$ и соответствующие им оси синфазности до кинематической коррекции (слева) и после (справа в глубинном масштабе).

Интервальные скорости рассчитаны с временным интервалом 50 нс (рис. 3). Этот шаг определяет точность количественных оценок электрофизических параметров разреза.

Был проведен анализ результатов скоростного анализа по всем годографам МОЭМВ-ОГТ, полученным в эксперименте на расстоянии не более 10 км друг от друга

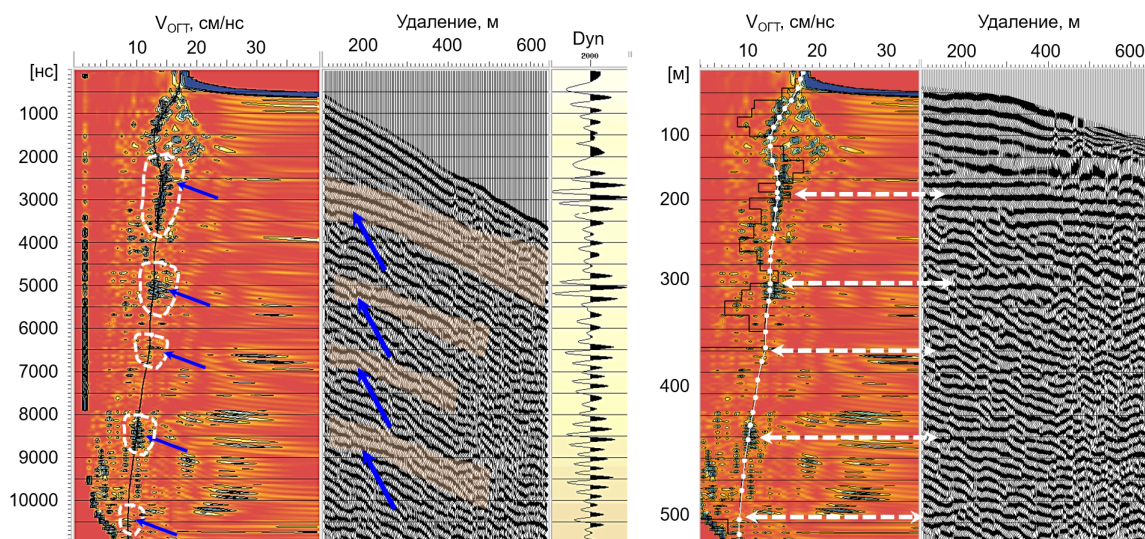


Рис. 2. Скоростной анализ данных МОЭМВ-ОГТ. Слева направо: вертикальный спектр скоростей V_{OVT} ; радарограмма ОГТ до кинематической коррекции; суммарная динамическая трасса; спектр скоростей V_{OVT} после интерпретации; радарограмма ОГТ после кинематической коррекции.

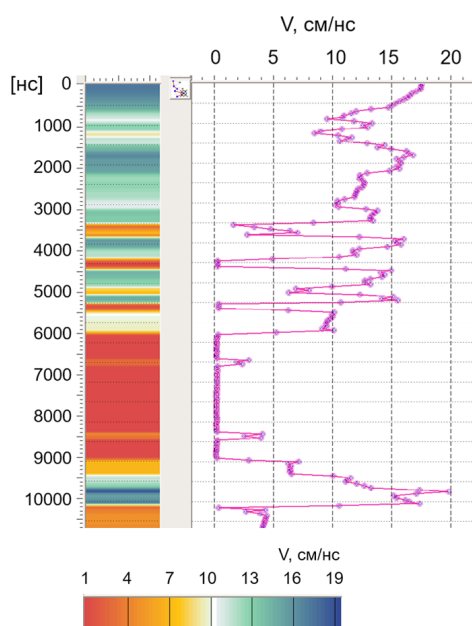


Рис. 3. Интервальные скорости электромагнитного сигнала, годограф 7С

(рис. 4, 5). На рисунке 4 представлено распределение интервальных скоростей по всем годографам в едином интервале глубин, а на рисунке 5 – результаты только по годографам с максимальной длиной записи в 32000 нс. Рисунки представлены в виде гистограмм с накоплением и нормированием на число годографов, вклад каждого годографа пропорционален высоте соответствующего цветового элемента.

Можно наблюдать и общие черты, и отличия между данными годографов, снятыми с разными приемниками в разных локациях. Изменчивость обусловлена пространственной неоднородностью горных пород, влиянием рельефа, сложным строением толщи многолетнемерзлых пород.

На сводных гистограммах отчетливо проявляется общий скоростной тренд на исследуемом участке:

в приповерхностной зоне общим является двухслойный характер верхнего яруса зоны многолетнемерзлых пород (ММП) с промежуточным слоем пониженных скоростей, ниже по времени имеются совпадающие интервалы снижения скоростей. Например, мощный интервал значительного снижения скоростей 7000–9000 нс по материалам скважины 2751 – Боурдахская, расположенной на расстоянии ~0,5 км от центра годографа 7С, соответствует водонасыщенным пластам чарской свиты. Этот же интервал водонасыщенных пород отмечается на рисунке 5 (W1), при этом наблюдается ряд других интервалов снижения скоростного тренда, наиболее мощные из них отмечены индексами W2 и W3.

Учитывая электрические характеристики горных пород (табл. 1), на основе полученного скоростного тренда можно выделить интервалы перспективных водонасыщенных и нефтенасыщенных коллекторов исследуемого разреза.

Представляет интерес сравнение данных МОЭМВ с результатами других методов исследования. Для этого удобно перейти к глубинному масштабу и перевести значения интервальных скоростей в УЭС.

На рисунке 6 приведен пример геофизической модели разреза в точке ОГТ, построенной по данным распределения интервальных скоростей (рис. 3) с детальностью 2–5 м по глубине. Геологические данные приведены по данным скважины 2751-Боурдахская. Значения УЭС рассчитаны в квазистационарном приближении для немагнитной среды и центральной частоты 3 МГц. Перевод временной шкалы в шкалу глубин (h) произведен по результатам скоростного анализа.

Справа на виртуальной скважине отмечены слои, выделяющиеся по электрическим свойствам: первый ярус мерзлых пород (а), промежуточный слой (b), второй ярус мерзлых пород (с), переходный слой (d), метегерская свита (mt), ичерская свита (ich), чарская свита (chr), слой предположительного водоупора (е), нижележащий слой (f). Разрез имеет достаточно контрастные электрические характеристики, обусловленные зависимостью свойств

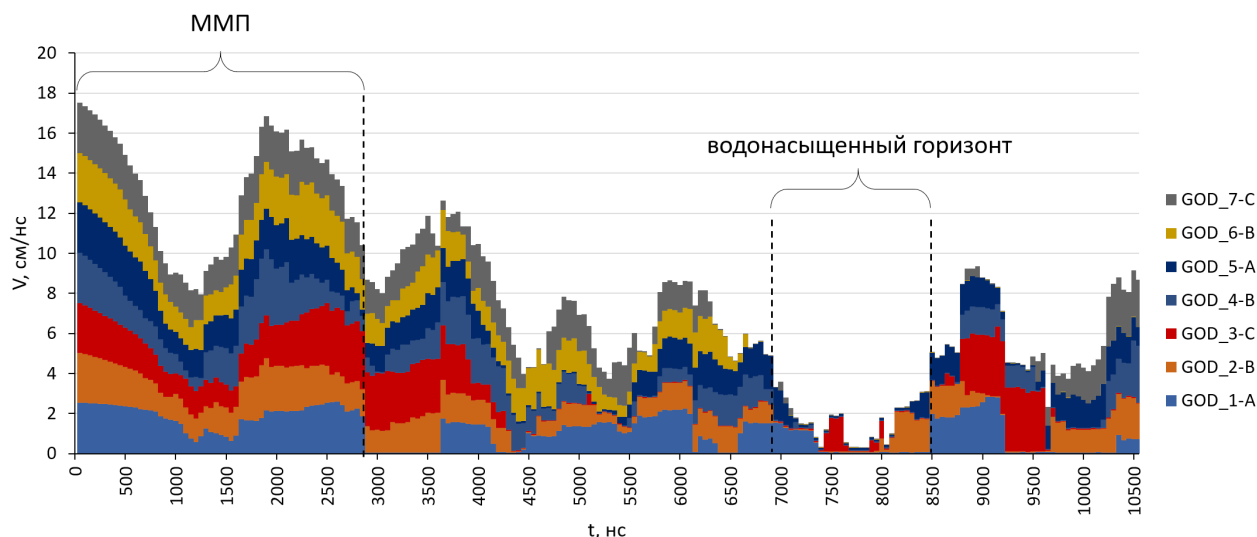


Рис. 4. Скоростной тренд по семи годографам МОЭМВ-ОГТ до 10,5 мкс

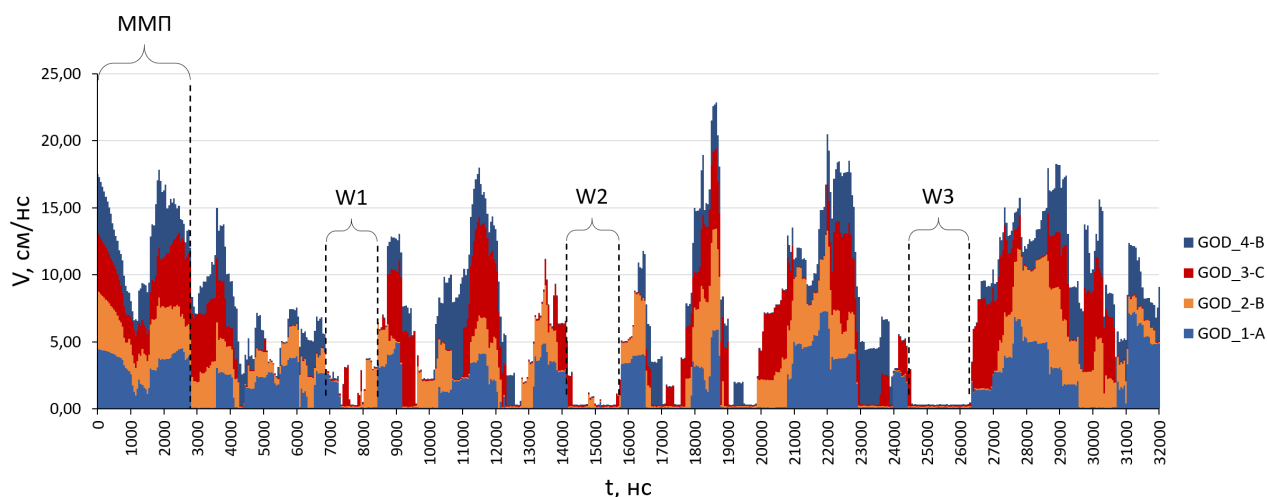


Рис. 5. Скоростной тренд по четырем годографам МОЭМВ-ОГТ до 32 мкс: W1, W2, W3 – выборочно выделенные участки снижения скорости

горных пород от температуры (талый/мерзлый) и влажности (рис. 6).

Интервал слоя b с пониженными УЭС горных пород может быть приурочен к ярусу охлажденных пород, причем, согласно данным таблицы 1 в слое b возможно обнаружение межмерзлотных вод с низкой минерализацией. Полученные эффективные значения УЭС в зоне ММП находятся в пределах диапазона значений удельных электрических сопротивлений мерзлых пород (табл. 1).

Сопоставление данных виртуальной скважины МОЭМВ и геофизических исследований скважины 2751-Боурдахская показывает соответствие результатов (рис. 7). Палитра УЭС «виртуальной скважины» МОЭМВ соответствует палитре на рис. 6. Более полные и наглядные данные МОЭМВ дополняют другие данные и помогают интерпретировать результаты. Можно выделить зону ММП, с переходным слоем до кровли метегерской свиты (mt). Метегерская свита представлена несколькими слоями с УЭС, изменяющимся в широком диапазоне от 3 до 400 Ом·м, что может быть обусловлено напластованием осадочных горных пород с различными свойствами. Ичерская свита (ich) представлена породами с относительно повышенным средним УЭС (~ 600 Ом·м).

Отложения чарской свиты (chr) на всём интервале её развития в целом характеризуются повышенными значениями кривых ГИС: нейтронного гамма-каротажа (НГК), кавернометрии (КВ) и пониженными значениями кривой гамма-каротажа по сравнению с отложениями пород, перекрывающими данную свиту. По результатам оперативной обработки материалов ГИС для скв. 2751-Боурдахская в пределах вышеназванного интервала отмечаются пониженные значения УЭС по методу бокового каротажа и насыщение коллектора водой. Этот интервал отчетливо проявляется на данных «виртуальной скважины» низкими значениями УЭС (от 1 до 160 Ом·м). Исключение составляет слой (e), в пределах которого фиксируются повышенные значения УЭС для «виртуальной скважины». Примечательно, что и по результатам оперативной обработки материалов ГИС для скв. 2751-Боурдахская в пределах вышеназванного интервала зарегистрированы по данным методов ГИС: бокового микрокаротажа и бокового каротажа (БК) – повышенные (по сравнению с вмещающими породами) значения УЭС.

Таким образом, полученные результаты МОЭМВ наглядно показывают изменения электрофизических свойств горных пород по глубине и удобны для геологической

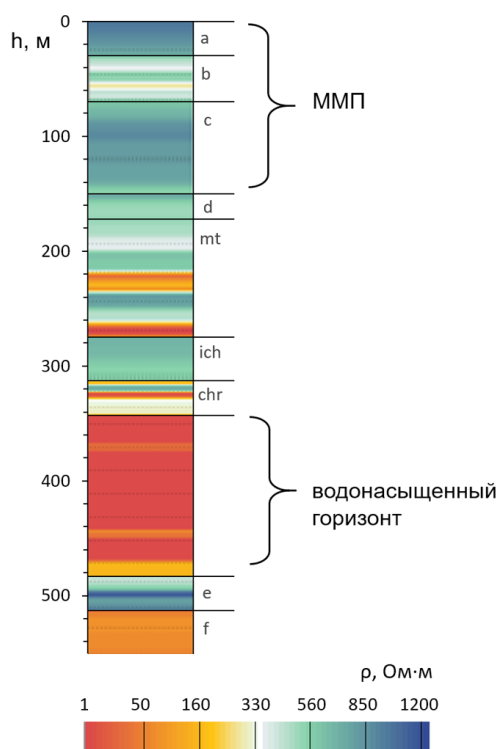


Рис. 6. Виртуальная скважина по параметру удельного электрического сопротивления

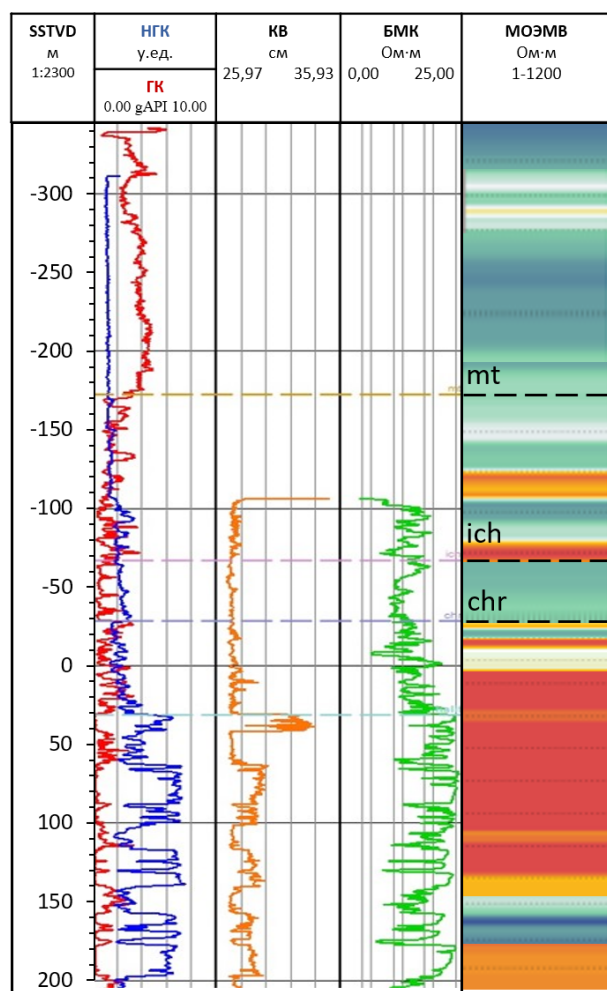


Рис. 7. Сопоставление данных ГИС и виртуальной скважины МОЭМВ

интерпретации, что имеет перспективы для практического применения при решении криогидрогеологических задач на глубинах от поверхности до глубины не менее 500 м.

Важным условием для определения места МОЭМВ в системе электромагнитных геофизических методов является тот факт, что построение виртуальной скважины по данным МОЭМВ-ОГТ, в отличие от алгоритмов обработки данных методов электроразведки, не требует априорной информации о геологическом и структурном строении участка, достаточно данных измерений.

Для повышения точности геолого-геофизической модели по данным МОЭМВ-ОГТ рекомендуется производить комплексную интерпретацию данных, сопоставляя результаты с другими данными о районе исследования.

Заключение

Статья посвящена анализу применения метода отраженных электромагнитных волн (МОЭМВ) для исследования криогидрогеологических условий и решения других геологических задач на глубинах не менее 500 м.

Представлено петрофизическое обоснование применения МОЭМВ для выявления характера насыщения коллекторов (вода/нефть).

Для проведения исследований были использованы результаты экспериментальных работ МОЭМВ на территории нефтегазового участка недр на территории Республики Саха (Якутия) в районе распространения многолетнемерзлых пород в 2023 г.

Представлен результат обработки данных в виде «виртуальной скважины» – вертикального распределения удельного электрического сопротивления с детальностью 2–5 м по глубине. Достоверность результатов МОЭМВ подтверждается их устойчивым соответствием по всем произведенным измерениям геологической информации и материалам геофизических исследований скважин.

В результате проведенных исследований показано, что преимуществами МОЭМВ являются чувствительность исследуемого параметра (скорости электромагнитного сигнала) к изменению физических свойств горных пород, повышенная детальность и необязательность априорной геолого-геофизической информации для проведения количественной интерпретации данных измерений.

Применение МОЭМВ перспективно для изучения криогидрогеологических условий, в том числе научного обоснования выбора места бурения гидрогеологических скважин.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена в рамках государственного задания Института земного магнетизма, ионосферы и распространения радиоволн им. Н. В. Пушкова РАН.

Авторы выражают благодарность ООО «Таймер» за реализацию экспериментальных работ и коллективу лабораторий обработки и интерпретации сейсмической информации АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана» за помощь в обработке данных.

Авторы выражают благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

- Алексеев С.В. (2009). Криогидрогеологические системы Якутской алмазоносной провинции. Науч. ред. Е.В. Скляров. Новосибирск: Гео, 319 с.
- Альпин Л.М., Даев Д.С., Каринский А.Д. (1985) Теория полей, изменяемых в разведочной геофизике. М.: Недра, 407 с.
- Дортман, Н.Б. (1984). Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика). Справочник геофизика. М.: Недра, 455 с.
- Захаренко В.Н., Краковецкий Ю.К., Парначев В.П., Попов Л.Н. (2012). Об электропроводности многолетнемерзлых горных пород. *Вестник Томского государственного университета*, 359, с. 182–187.
- Зыков Ю.Д. (2007). Геофизические методы исследования криолитозоны. М.: Изд-во Моск. ун-та, 272 с.
- Кильпино Е.Ю., Щербаков И.А. (2022) О научных результатах в области физических наук, полученных в 2020–2021 гг. *Доклады Российской академии наук. Физика, технические науки*, 506, с. 3–33. <https://doi.org/10.31857/S2686740022070069>
- Мельникановский И.М., Ряполова В.А., Хордикайнен М.А. (1982). Методика геофизических исследований при поисках и разведке месторождений пресных вод. Под ред. А.А. Огильви. М.: Недра, 239 с.
- Оцимик А.А., Буддо И.В. (2023). Изучение криогидрогеологических условий с помощью электромагнитных исследований методом малоуглубинных зондирований становлением поля в ближней зоне на примере западной части Якутского арктического бассейна. *Науки о Земле и недропользование*, 46(2), с. 160–181. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2023-46-2-160-181>
- Фролов А.Д. (1998). Электрические и упругие свойства мерзлых пород и льдов, Пушино: ОНТИ ПИИ РАН, 515 с.
- Хмелевской В.К., Шевнин В.А., Модин И.Н., Яковлев А.Г. (1992). Электрическое зондирование геологической среды. Часть 2. Интерпретация и практическое применение. М.: МГУ, 200 с.
- Хмелевской В.К. (1999). Геофизические методы исследования земной коры. Книга 2. Региональная, разведочная, инженерная и экологическая геофизика. Дубна: Международный университет природы, общества и человека «Дубна», 184 с.
- Электроразведка: пособие по электроразведочной практике для студентов геофизических специальностей (2005). Под ред. проф. В.К. Хмелевского, И.Н. Модина, А.Г. Яковлева. М., 311 с.
- Baker G., Jordan T., Pardy J. (2007). An introduction to ground penetrating radar (GPR). *Geological Society of America Special Papers*, 432, pp. 1–18. [https://doi.org/10.1130/2007.2432\(01\)](https://doi.org/10.1130/2007.2432(01))
- Buddo I.V., Shelokhov I.A., Misyurkova N.V., Agafonov Y.A. (2021). Transient electromagnetic sounding in 2D, 3D, and 4D modes: sequence of geological exploration activities. *Geodynamics & Tectonophysics*, 12(3s), pp. 715–730. <https://doi.org/10.5800/GT-2021-12-3s-0549>
- Dolgikh Y. N., Volkomsirskaya L.B., Kaygorodov E.P., Sanin S.S., Kuznetsov V.I., Gulevich O.A., Reznikov A.E., Varenkov V.V. (2021). The reflected electromagnetic wave CDP method (ECDP) testing results and possibilities for the future oil and gas exploration. *Proceedings of the conference «Tyumen 2021»*, March 2021, pp. 1–6. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202150007>
- Doyoro, Y.G., Chang, P.Y., Puntu, J.M., Lin D.J., Huu T.V., Rahmalia D.A., Shie MS. (2022). A review of open software resources in python

- for electrical resistivity modelling. *Geoscience Letters*, 9, 3. <https://doi.org/10.1186/s40562-022-00214-1>
- Farzaneh M., Fofana I., Hemmatjou H. (2004). Electrical properties of snow. *Annual Report - Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, CEIDP*, pp. 611–614.
- Glen, J. W., Paren, J. G. (1975). The Electrical Properties of Snow and Ice. *Journal of Glaciology*, 15(73), pp. 15–38, <https://doi.org/10.3189/S0022143000034249>
- Hou D., Wang X., Zou J. (2020). Inversion of soil resistivity by using CSAMT method. *IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE)*, Beijing, China, pp. 1–4. <https://doi.org/10.1109/ICHVE49031.2020.9279948>
- Olayinka A., Yaramanci U. (2010) Assessment of the reliability of 2D inversion of apparent resistivity data. *Geophysical Prospecting*, 48, pp. 293–316. <https://doi.org/10.1046/j.1365-2478.2000.00173.x>
- Wu Z., Liu Sh. (2013). Imaging the debris internal structure and estimating the effect of debris layer on ablation of Glacier ice. *Journal of the Geological Society of India*, 80. <https://doi.org/10.1007/s12594-012-0211-z>

Сведения об авторах

Оксана Александровна Гулевич – кандидат физ.-мат. наук, ведущий научный сотрудник, Институт земного магнетизма, ионосферы и распространения радиоволн им. Н.В. Пушкова РАН

Россия, 108840, Москва, Калужское ш., д. 4
e-mail: oxana.gulevich@mail.ru

Людмила Борисовна Волкомирская – кандидат физ.-мат. наук, зав. лабораторией, Институт земного магнетизма, ионосферы и распространения радиоволн им. Н.В. Пушкова РАН

Россия, 108840, Москва, Калужское ш., д. 4
e-mail: mila.48@inbox.ru

Евгений Петрович Кайгородов – зав. лабораторией, Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпилемана

Россия, 625026, Тюмень, ул. Малыгина, д. 75
e-mail: epk1967kj@yandex.ru

Сергей Сергеевич Санин – директор департамента геологоразведочных работ, ООО «ИНК»

Россия, 664007, Иркутск, пр. Большой Литейный, д. 4
e-mail: Sanin_SS@irkutskoil.ru

Статья поступила в редакцию 30.10.2024;
Принята к публикации 07.02.2025; Опубликована 20.09.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Application of the method of reflected electromagnetic waves to study cryohydrogeological conditions

O.A. Gulevich^{1*}, L.B. Volkomsirskaya¹, E.P. Kaygorodov², S.S. Sanin³

¹Pushkov Institute of Terrestrial Magnetism, Ionosphere and Radio Wave Propagation of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

²Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Tyumen, Russian Federation

³Irkutsk Oil Company LLC, Irkutsk, Russian Federation

*Corresponding author: Oksana A. Gulevich, e-mail: oxana.gulevich@mail.ru

Abstract. The article presents a petrophysical justification for using the method of reflected electromagnetic waves (electromagnetic common depth point method (ECDP)) to differentiate geological sections by electrical properties, including the study of cryolithozones, as well as permafrost

and sub-permafrost waters. An analysis of the results of the ECDP experimental work on the territory of an oil and gas field in the Republic of Sakha (Yakutia) in 2023 was carried out, including a study of the obtained distribution of the interval velocity of the electromagnetic signal with depth in a number

of measurements. The result of data processing is presented in the form of a “virtual well” – a vertical distribution of specific electrical resistivity with a resolution of 2–5 m in depth. The reliability of the ECDP results is confirmed by their stable correspondence with all measured data and geological information from depths of at least 500 m, in particular, the nature of frozen rock occurrence and the position of water-saturated rocks. The advantages of the ECDP are shown, such as sensitivity of the parameter under study (the velocity of the electromagnetic signal) to changes in the physical properties of rocks, increased detail, and the non-requirement of a priori geological and geophysical information for quantitative interpretation of measurement data.

Keywords: deep GPR, method of reflected electromagnetic waves, electromagnetic CDP, electrical resistivity, permafrost, cryolithozone water supply, search for underground waters

Recommended citation: Gulevich O.A., Volkomirskaya L.B., Kaygorodov E.P., Sanin S.S. (2025). Application of the method of reflected electromagnetic waves to study cryohydrogeological conditions. *Georesursy = Georesources*, 27(3), pp. 130–138. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.14>

Acknowledgements

The work was carried out within the framework of the state assignment of the Pushkov Institute of Terrestrial Magnetism, Ionosphere and Radio Wave Propagation, Russian Academy of Sciences.

The authors express their gratitude to Timer LLC for the implementation of experimental work and to the team of the laboratories for processing and interpreting seismic information of the Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil for assistance in data processing.

The authors express their gratitude to the reviewers for valuable comments and suggestions that contributed to improving the work.

References

- Alekseev S.V. (2009). Cryohydrogeological systems of the Yakutsk diamondiferous province. Novosibirsk: Geo, 319 p. (In Russ.)
- Alpin L.M., Dayev D.S., Karinsky A.D. (1985). Theory of fields employed in geophysical prospecting. Moscow: Nedra, 407 p. (In Russ.)
- Baker G., Jordan T., Pardy J. (2007). An introduction to ground penetrating radar (GPR). *Geological Society of America Special Papers*, 432, pp. 1–18. [https://doi.org/10.1130/2007.2432\(01\)](https://doi.org/10.1130/2007.2432(01))
- Buddo I.V., Shelokhov I.A., Misyurkeeva N.V., Agafonov Y.A. (2021). Transient electromagnetic sounding in 2D, 3D, and 4D modes: sequence of geological exploration activities. *Geodynamics & Tectonophysics*, 12(3s), pp. 715–730. <https://doi.org/10.5800/GT-2021-12-3s-0549>
- Dolgikh Y. N., Volkomirskaya L.B., Kaygorodov E.P., Sanin S.S., Kuznetsov V.I., Gulevich O.A., Reznikov A.E., Varenkov V.V. (2021). The reflected electromagnetic wave CDP method (ECDP) testing results and possibilities for the future oil and gas exploration. *Proceedings of the conference “Tyumen 2021”*, March 2021, pp. 1–6. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202150007>
- Dortman, N.B. (1984). Physical properties of rocks and minerals (petrophysics). Moscow: Nedra, 455 p. (In Russ.)
- Doyoro, Y.G., Chang, P.Y., Puntu, J.M., Lin D.J., Huu T.V., Rahmalia D.A., Shie M.S. (2022). A review of open software resources in python for electrical resistivity modelling. *Geoscience Letters*, 9, 3. <https://doi.org/10.1186/s40562-022-00214-1>
- Electrical Prospecting: A Manual on Electrical Prospecting Practice for Students of Geophysical Specialties (2005). Edited by Prof. V.K. Khmelevsky, I.N. Modin, A.G. Yakovlev. Moscow, 311 p. (In Russ.)

Farzaneh M., Fofana I., Hemmatjou H. (2004). Electrical properties of snow. *Annual Report - Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, CEIDP*, pp. 611–614.

Frolov A.D. (2005). Electric and elastic properties of frozen earth materials. Second revised edition. Pushchino: ONTI PSC RAS, 607 p. (In Russ.)

Glen, J. W., Paren, J. G. (1975). The Electrical Properties of Snow and Ice. *Journal of Glaciology*, 15(73), pp. 15–38. <https://doi.org/10.3189/S0022143000034249>

Hou D., Wang X., Zou J. (2020). Inversion of soil resistivity by using CSAMT method. *IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE)*, Beijing, China, pp. 1–4. <https://doi.org/10.1109/ICHVE49031.2020.9279948>

Khmelevskoy V.K., Shevnin V.A., Modin I.N., Yakovlev A.G. (1992). Electrical sounding of the geological environment. Part 2. Interpretation and practical application. Moscow: Moscow State University, 200 p. (In Russ.)

Khmelevskoy V.K. (1999). Geophysical Methods of the Earth's Crust Studies. Book 2. Regional, exploration, engineering and ecological geophysics. Dubna: International University of Nature, Society and Man “Dubna”, 184 p. (In Russ.)

Kilpio E. Yu., Shcherbakov I.A. (2022). On the results in physics obtained in 2020–2021. *Doklady Physics*, 506, 2, pp. 3–33. <https://doi.org/10.31857/S26867400.22070069>

Melnikanovitskii I.M., Ryapolova V.A., Khordikainen M.A. (1982). Methods of geophysical research in prospecting and exploration of fresh water deposits. Moscow: Nedra, 239 p. (In Russ.)

Olayinka A., Yaramanci U. (2010). Assessment of the reliability of 2D inversion of apparent resistivity data. *Geophysical Prospecting*, 48, pp. 293–316. <https://doi.org/10.1046/j.1365-2478.2000.00173.x>

Otsimik A.A., Buddo I.V. (2023). Cryohydrogeological settings appraisal by shallow near-field TEM sounding: a case study of the western part of the Yakut artesian basin. *Earth sciences and subsoil use*, 46(2), pp. 160–181. (In Russ.) <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2023-46-2-160-181>

Wu Z., Liu Sh. (2013). Imaging the debris internal structure and estimating the effect of debris layer on ablation of Glacier ice. *Journal of the Geological Society of India*, 80. <https://doi.org/10.1007/s12594-012-0211-z>

Zakharenko V.N., Krakovetskiy Yu.K., Parnachev V.P., Popov L.N. (2012). On the electrical conductivity of permafrost rocks. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta*, 359, pp. 182–187. (In Russ.)

Zykov Yu.D. (2007). Geophysical Methods for Permafrost Studies. Moscow: Publishing House of Moscow University, 272 p. (In Russ.)

About the Authors

Oksana A. Gulevich – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Leading Researcher, Pushkov Institute of Terrestrial Magnetism, Ionosphere and Radio Wave Propagation of the Russian Academy of Sciences

4 Kaluzhskoe sh., Moscow, 108840, Russian Federation
e-mail: oxana.gulevich@mail.ru

Liudmila B. Volkomirskaya – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Head of the Laboratory, Pushkov Institute of Terrestrial Magnetism, Ionosphere and Radio Wave Propagation of the Russian Academy of Sciences

4 Kaluzhskoe sh., Moscow, 108840, Russian Federation

Eugene P. Kaygorodov – Head of the Laboratory, Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil

75 Malygina st., Tyumen, 625026, Russian Federation

Sergey S. Sanin – Director of the Department of Geological Exploration Works, Irkutsk Oil Company LLC

4 Bolshoy Liteiny Prospekt, Irkutsk, 664007, Russian Federation

Manuscript received 30 October 2024;

Accepted 7 February 2025; Published 20 September 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Структурная позиция Толмачёвского активного магматического центра на юге Камчатки и его происхождение

А.Г. Нурмухамедов*, М.Д. Сидоров

Научно-исследовательский геотехнологический центр ДВО РАН, Петропавловск-Камчатский, Россия

Статья носит обзорный характер, где представлены результаты глубинных геолого-геофизических исследований, выполненных на юге Камчатки и в ближайшей акватории Тихого океана. Приведено описание объемной плотностной модели и ее анализ в комплексе с другими данными. Дополнена информация о структурном положении Толмачёвского активного магматического центра (ТАМЦ) и его происхождении. В результате исследований выявлен мантийный выступ, который имеет замкнутые контуры и образован в Начикинской зоне поперечных дислокаций не позднее раннего миоцена. Размеры большой и малой осей выступа составляют соответственно ~ 123 и 84 км. В нижней части мантийного выступа на глубине 35–45 км выделяются локальные участки разуплотнения, отождествляемые с очагами плавления. Причиной образования выступа может быть давление магмы ультраосновного состава из верхней мантии и ее последующее внедрение в нижние слои земной коры. Внедрение происходило по ослабленной зоне, сформированной на начальном этапе сдвиговой дислокации, происходившей в миоцен-плиоценовое время. Дифференциация магмы, поступающая в земную кору из очагов плавления, а также тепловые потоки из этих же источников образуют участки очагового выплавления и, как следствие, приводят к формированию интрузивного массива средне-среднекислого состава. Периодическое продвижение магмы по ослабленной зоне в районе ТАМЦ сопровождается роем слабых землетрясений. ТАМЦ генетически связан с мантийным выступом и является его составной частью.

Зоны перегиба субдуцирующей океанической литосферы являются участками накопления тектонического напряжения и его периодической разгрузки в виде землетрясений. Наиболее высокая плотность сейсмических событий с магнитудой $M \geq 5$ наблюдается в сейсмическом линементе, расположенном наиболее близко к береговой линии – в зоне максимального перегиба слэба в интервале глубин ~ 30–50 км.

Ключевые слова: верхняя мантия, мантийный выступ, земная кора, субдукция, террейн, плотностная модель, сейсмический линемент

Для цитирования: Нурмухамедов А.Г., Сидоров М.Д. (2025). Структурная позиция Толмачёвского активного магматического центра на юге Камчатки и его происхождение. *Георесурсы*, 27(3), с. 139–150. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.18>

Введение

Значительный интерес широкого круга специалистов, занимающихся прогнозом полезных ископаемых, землетрясений и извержений вулканов, вызывает глубинное строение Южной Камчатки (рис. 1), где протекают современные геодинамические процессы. Район характеризуется активным вулканизмом и высокой сейсмичностью, здесь находится большое количество естественных выходов гидротерм, открыто несколько золоторудных месторождений и рудопроявлений эпitherмального типа (рис. 2). Месторождение Порожистое

и ряд рудопроявлений золота к востоку от него образуют Карымшинский рудный узел, который входит в зону Толмачёвского активного магматического центра (ТАМЦ) (Нурмухамедов, 2017; Нурмухамедов и др., 2020). В зоне ТАМЦ наблюдается активная гидротермальная деятельность. Так, на флангах палеовулкана с центром сопки Горячая (рис. 3) находятся источники гидротерм, в том числе к северу от сопки – Больше-Банное месторождение пароводяной смеси (ПВС).

В неоплейстоцен-голоценовое время на юге Камчатки активизировался ареальный вулканизм, представленный на дневной поверхности группами невысоких (100–300 м) шлаковых конусов преимущественно базальтового состава (Важеевская, 1980). Наиболее позднее проявление этого вулканизма (голоцен) отмечено в районе ТАМЦ, в междуречье рек Толмачёвой и Карымчины (рис. 2, 3), где геодинамические процессы продолжаются и в настоящее время. Так, в 1987–1988 гг. зафиксирован рой слабых

* Ответственный автор: Александр Гарифович Нурмухамедов
e-mail: nurmukhamedov1949@mail.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

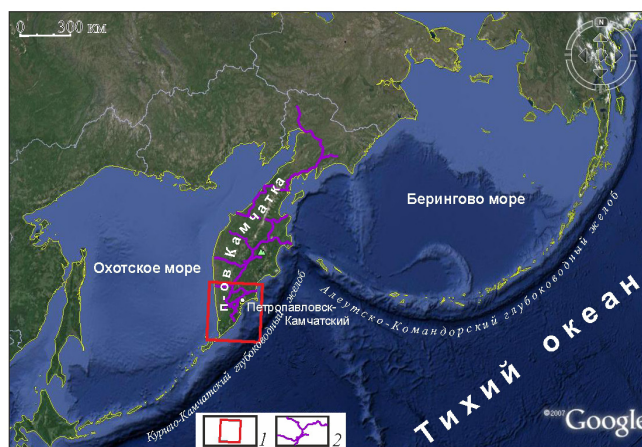


Рис. 1. 1 – контуры исследуемой территории; 2 – региональные геофизические профили

($M \leq 5$) землетрясений (рис. 3). Максимальная плотность эпицентров сосредоточена на локальной территории, получившей название Толмачёвской эпицентральной зоны (ТЭЗ) (Нурмухамедов, 2017). Глубина гипоцентров составила порядка 8 км, что близко к глубине до кровли Толмачёвского интрузивного массива средне-среднекислого состава (Нурмухамедов и др., 2020). Рой совпадает с областью наибольшей концентрации шлаковых конусов. Сейсмическая активность объясняется продвижением магмы по ослабленной зоне – эруптивной трещине субширотного простирания (Нурмухамедов и др., 2020; Nurmukhamedov, Sidorov, 2019a). Землетрясения относятся к типу вулканотектонических, которые не связаны с извержением вулканов (Чубарова, 2006). Впервые этот объект (ТАМЦ) был обнаружен электроразведочными исследованиями методом магнитотеллурического зондирования (МТЗ) в 1979–1981 гг. на профиле п. Усть-Большерецк – п-ов Шипунский (рис. 3). Была выявлена контрастная коромантийная аномалия электропроводности (Нурмухамедов, Смирнов, 1985), локализованная в верхних слоях земной коры в районе Больше-Банного месторождения ПВС. Индукционные векторы показали, что эффективный эпицентр аномалии расположен южнее профиля, где во второй половине восьмидесятых – начале девяностых годов было отработано два дополнительных взаимно пересекающихся геофизических профиля: г. Опала – р. Вахиль и п. Апача – бух. Мутная (рис. 3) методом обменных волн землетрясений (МОВЗ) и МТЗ. Вдоль каждого профиля построены глубинные разрезы МОВЗ (Нурмухамедов и др., 2016), рассчитаны двумерные геоэлектрические (Мороз и др., 1995; Нурмухамедов и др., 2020) и плотностные (Нурмухамедов и др., 2020; Nurmukhamedov, Sidorov, 2019b) модели, охватывающие земную кору и верхнюю часть мантии. Результаты моделирования показали, что аномалия электропроводности расположена в диапазоне глубин от 8–10 до 30–35 км. В плане размеры аномального объекта составляют ~50×60 км (рис. 3). По комплексу геофизических данных созданы геолого-геофизические модели строения земной коры и верхней части мантии (Нурмухамедов и др., 2020; Nurmukhamedov, Sidorov, 2019b).

Для объёмного представления глубинного строения района исследований были рассчитаны плотностные

модели и построены разрезы по дополнительным профилям, связывающим профили МОВЗ–МТЗ. Методика плотностного моделирования в вертикальной плоскости подробно описана в специальной статье (Сидоров, Нурмухамедов, 2022), здесь же представлена методика объёмного изображения результатов 2D-моделирования, выполненного по сети профилей. Методика построения объёмной плотностной модели Южной Камчатки изложена в статье (Нурмухамедов, Сидоров, 2022). С использованием компьютерных технологий объёмную модель можно рассматривать под любым ракурсом, получать вертикальные разрезы в выбранном направлении, делать горизонтальные срезы на любой глубине. Модель по охвату и детальности предусматривает несколько уровней. Первый уровень – обзорный, с размером элементарных ячеек, составляющих модель 4×4×4 км. Этот уровень охватывает территорию Камчатки от широты вулканов Ичинская и Толбачинская сопки на севере до мыса Лопатка на юге, с акваторией Охотского моря и Тихого океана, включая фрагмент Курило-Камчатского глубоководного желоба (рис. 4). На втором уровне, более детальном, охарактеризован район ТАМЦ и его ближайшие фланги (Нурмухамедов, Сидоров, 2022). Размер кубических ячеек 1×1×1 км. На рис. 5 представлена объёмная модель третьего уровня исследований с размерами ячеек 0,5×0,5×0,5 км (Сидоров, Нурмухамедов, 2022). Эта часть модели охватывает непосредственно район ТАМЦ (контуры участка см. на рис. 3). Изоплотностной поверхностью 2,85 г/см³ в земной коре выделен блок, насыщенный интрузиями основного и ультраосновного состава. Подробное описание блока и его флангов дано в статье (Нурмухамедов, Сидоров, 2022). Здесь лишь отметим, что объект высокой плотности ($\geq 2,85$ г/см³) расположен в зоне *мантийного выступа*, который будет охарактеризован ниже.

К юго-востоку от ТАМЦ расположен Прибрежный горст, который является фрагментом одноименного террейна. Горст отмечен положительной аномалией поля силы тяжести (ПСТ), значительная часть которой расположена в акватории Тихого океана (рис. 3). Западная граница горста выражена в виде гравитационной ступени, вытянутой в северо–северо–восточном направлении. Вдоль указанной зоны зафиксирован сейсмический линейament (Нурмухамедов, Сидоров, 2023), протяженностью ~70 км (рис. 3). Линейament расположен в зоне новейших растяжений – в рифтогенной зоне шириной 30–40 км, сформированной на участке максимального перегиба слэба палеосубдукции. Структура начала формироваться в олигоцене. В зоне расположены действующие и потухшие вулканы.

В заключение необходимо отметить, что настоящая статья носит обзорный характер и призвана дополнить информацию о структурном положении ТАМЦ и его происхождении. В статье приведено описание объёмной плотностной модели (Нурмухамедов, Сидоров, 2022; Сидоров, Нурмухамедов, 2022) и ее анализ в комплексе с другими данными. Вся исследуемая территория покрыта гравиметрической, аэромагнитной, геологической съёмками м-ба 1:200 000, а на юго-востоке Камчатки проводились работы по изучению местной эпицентрии (Нурмухамедов, Сидоров, 2023).

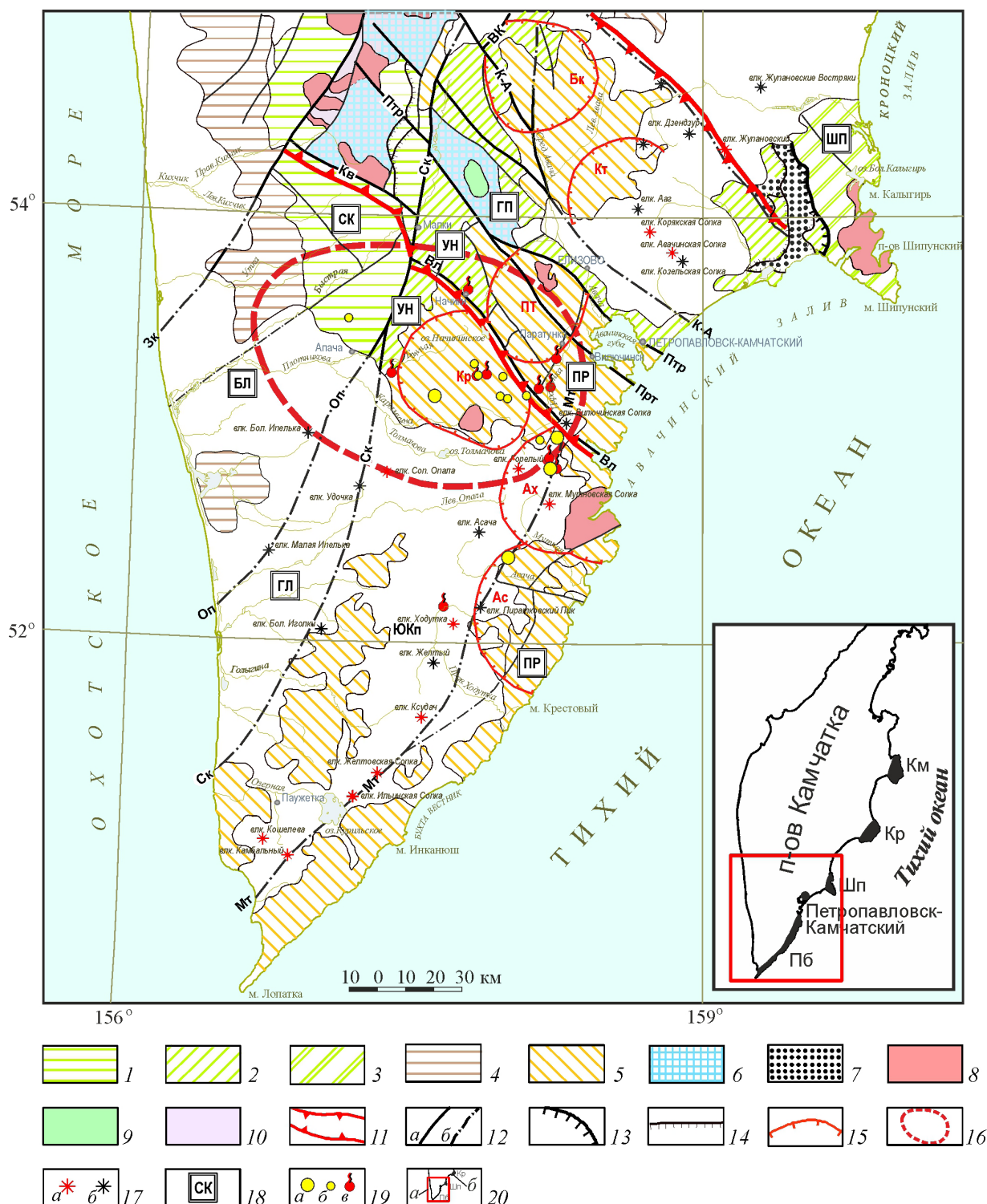


Рис. 2. Фрагмент Тектонической схемы Корякско-Камчатской складчатой области (Нурмухамедов, 2013) – с упрощением и дополнениями. 1 – Корякско-Западно-Камчатская складчатая зона; 2 – Восточно-Камчатская подзона Олюторско-Восточно-Камчатской складчатой зоны; 3 – Приокеанская складчатая зона; 4 – Западно-Камчатский наложенный прогиб; 5 – Курило-Южно-Камчатская островодужная вулканическая зона; 6 – выступы метаморфического основания Корякско-Камчатской складчатой области; 7 – меланж полимиктовый; интрузивные образования: 8 – преимущественно среднего и кислого состава мелового, палеогенового, неогенового возрастов; 9 – основного состава мелового возраста; 10 – метаморфические и кристаллические образования основания складчатых зон; 11 – границы Начикинской зоны поперечной дислокации; 12 – главные разрывные нарушения, выходящие на дневную поверхность (а), перекрытые вышележащими образованиями (б). С-В направления: Зк – Западно-Камчатский, Ск – Срединно-Камчатский, ВК – Восточно-Камчатский, Оп – Опагинский, Мт – Мутновский; С-З направления: К-А – Крутогоровско-Авачинский, Птр – Петропавловский, Прт – Паратунский, Вл – Вилючинский; 13 – надвиг Ватынский; 14 – второстепенные надвиги; 15 – границы вулканотектонических структур; 16 – контуры мантийного выступа; 17 – вулканы действующие (а), потухшие (б); 18 – название структур и их обозначение: СК – Срединно-Камчатский горст-антиклинорий, БЛ – Большерецкое поднятие, ГЛ – Голыгинская впадина, УН – Ункавицкий горст, ГП – Ганальско-Петропавловский горст, ПР – Прибрежный горст; 19 – месторождения (а) и рудопроявления (б) золота, источники и месторождения термоминеральных вод (в); 20 – контуры площади исследований (а), террейны и их названия (б): Км – Камчатский, Кр – Кроноцкий, Шп – Шипунский, Пб – Прибрежный.

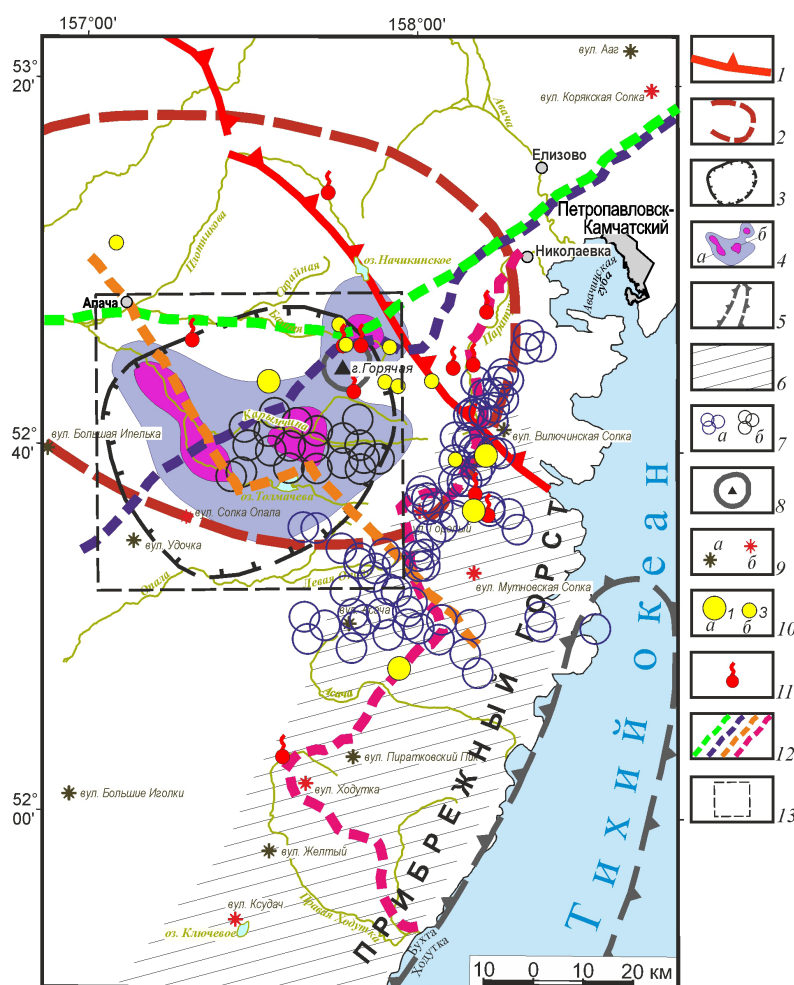


Рис. 3. Карта эпицентров местных землетрясений, зарегистрированных с 1981 по 1988 гг. (по материалам (Нурмухамедов, Сидоров, 2023) с упрощением и дополнением). 1 – юго-западная граница Начикинской зоны поперечных дислокаций; 2 – контуры мантийного выступа; 3 – граница коромантийной аномалии электропроводности, сформированной в зоне Толмачёвского активного магматического центра (ТАМЦ); 4 – контуры зоны разуплотнения на глубине ~ 40 км (а), участки максимального разуплотнения в интервале глубин 35–45 км (б) – предполагаемые очаги плавления; 5 – гравитационный максимум; 6 – зона высокоградиентного поля силы тяжести – район современного активного вулканизма; 7 – эпицентры землетрясений ($h = 0 \div 40$ км), зарегистрированных за периоды времени 1981–1985 гг. (а) и 1987–1988 гг. (б); 8 – контуры палеовулкана сопки Горячей; 9 – вулканы потухшие (а) и действующие (б); 10 – месторождения (а) и рудопроявления (б) золото-серебряной формации; 11 – источники и месторождения гидротерм; 12 – геофизические профили: окрашен зелёным цветом – профиль п. Усть-Большерецк – п-ов Шипунский (МТЗ – 1979–82 гг.), синим – г. Опала – р. Вахиль (МОВЗ-МТЗ – 1989–1992), оранжевым – п. Апача – бух. Мутная (МОВЗ-МТЗ – 1987–1989), пурпурным – бух. Ходутка – с. Николаевка (МОВЗ-МТЗ – 2009–2010); 13 – границы плотностной 3D-модели с размерами элементарных ячеек $0,5 \times 0,5 \times 0,5$ км.

Все накопленные за последние десятилетия данные указывают на то, что ТАМЦ является уникальным объектом (Нурмухамедов и др., 2020; Нурмухамедов, Сидоров, 2022; Нурмухамедов, Сидоров, 2023), требующим к себе пристального внимания вулканологов, сейсмологов, гидрогеологов и специалистов в области рудной геологии.

Результаты плотностного моделирования

Описание объёмной модели и её геологическое истолкование изложены в публикации (Нурмухамедов, Сидоров, 2022). В настоящей статье кратко отметим лишь те результаты, которые отражают глубинное строение юга Камчатки и ближайшей акватории океана. На рис. 4 изображена обзорная модель, на которой выделены изоплотностные поверхности, отождествляемые с границами слоёв и блоков высокой плотности ($\geq 3,33$ г/см³). Такая плотность характерна породам верхней мантии – перидотитам. В модели видны две поверхности, погружающиеся

на большие глубины в западном–северо-западном направлении. Изоплотностная поверхность под акваторией Тихого океана интерпретируется как фрагмент кровли слэба современной субдукции. Фрагмент поверхности, фиксируемый под полуостровом, отождествляется с кровлей палеосубдукции. Блокирование последней произошло вследствие приращения островодужного блока к Палео-Камчатке в конце эоцена – начале олигоцена (Нурмухамедов, Сидоров, 2023; Селиверстов, 2009). В юго-восточной части модели круто наклонённая изоплотностная поверхность является границей верхне-мантийного блока высокой плотности (3,36 г/см³), предположительно представленного породами с высоким содержанием граната (Нурмухамедов, Сидоров, 2022).

На рис. 6Б показано сечение (плотностной разрез) обзорной модели (рис. 4) вдоль линии S4 (рис. 6А) (Нурмухамедов, Сидоров, 2022), ниже которого представлена его геологическая интерпретация. На рис. 6В

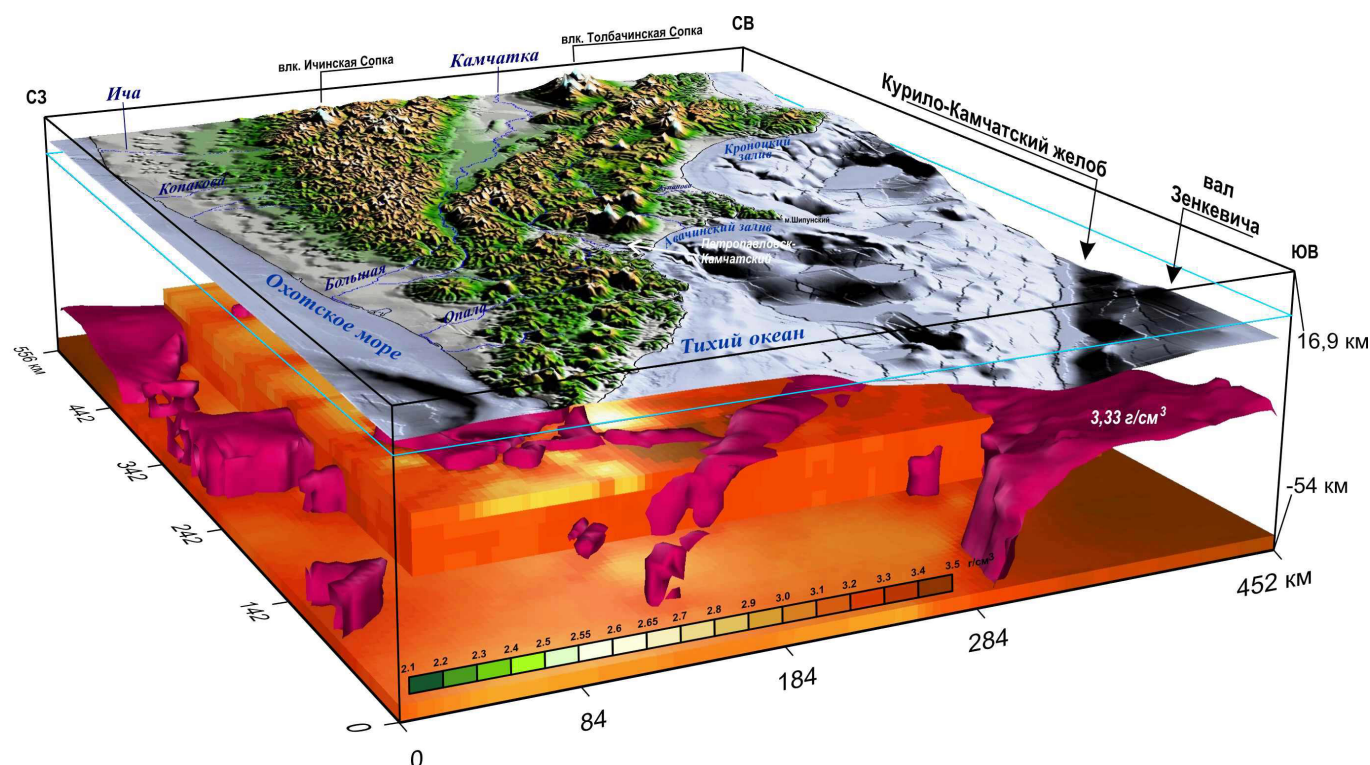


Рис. 4. Блок-диаграмма обзорной плотностной модели земной коры и верхней мантии Южной Камчатки (Нурмухамедов, Сидоров, 2022). На блок-диаграмме вертикальный масштаб увеличен в два раза; часть ячеек «погашена»; рельеф «поднят» на 3 км; истинный уровень моря показан линией голубого цвета; пурпурным цветом показана изоплотностная поверхность слоя с плотностью 3,33 г/см³.

показана схема взаимодействия континентальной литосферы с субдущирующей океанической.

Анализ геолого-геофизической модели вдоль линии S4 и обсуждение результатов

В северо-западной части модели (60–190 км линии) наблюдается чётко выраженная структура протяженностью более 120 км, ограниченная выступами границы Мохо и вышележащих слоёв земной коры. Амплитуда выступа в разных местах составляет от нескольких километров до 10 км и более. В юго-восточной половине модели выделен (Нурмухамедов, Сидоров, 2022) фрагмент палеосубдукции (субдукция до эоцена включительно) и фрагмент современной субдукции с зоной растяжения в области максимального перегиба. Обращает на себя внимание пологое, а местами ступенеобразное погружение кровли океанической литосферы.

На рис. 7 показаны эпицентры землетрясений с магнитудой $M \geq 3,5$ в интервале глубин 0–30 и 30–50 км за период инструментальных наблюдений с 1962 по 2013 гг. (Нурмухамедов, 2013). Данные взяты из каталога землетрясений (<http://www.emsd.ru/ts/>). Большинство эпицентров расположено к востоку от побережья Камчатки в акватории океана в виде трёх протяженных полос – сейсмических линеаментов, параллельных восточному побережью полуострова. В каждом линеаменте можно провести линию, которая будет маркировать центральную (осевую) часть сейсмически активной области. Сопоставление сейсмических данных с геолого-геофизической моделью (рис. 6) указывает на совпадение зоны максимального перегиба слэба современной субдукции (280–310 км линии) с осевой частью сейсмического

линеамента, расположенного наиболее близко к береговой линии. Вероятно, образование тектонического напряжения и её разгрузки в виде землетрясений происходят в процессе продвижения океанической литосферы через зону максимального перегиба на глубине 30–50 км, где происходит формирование зоны растяжения. Это предположение находит подтверждение (Нурмухамедов, 2013) в распределении эпицентров землетрясений по интервалам глубин гипоцентров (рис. 8). Наиболее высокая плотность сейсмических событий с магнитудой $M \geq 5$ наблюдается как раз в интервале глубин 30–50 км.

Следующий по удаленности от береговой линии сейсмический линеамент совпадает с участком обратного изгиба (350–360 км). И, наконец, наиболее удалённый от берега третий линеамент совпадает с перегибом в районе самой верхней ступени кровли современной субдукции (400–420 км). Вероятно, в этих двух изгибах также формируются тектонические напряжения с их последующей разгрузкой в виде сейсмических событий.

В центральной части геолого-геофизической модели (150–250 км) выделяется область взаимодействия краевой (нависающей) части континентальной литосферы и палеосубдукции океанической. Геолого-геофизические исследования (Нурмухамедов, Сидоров, 2022; Нурмухамедов, Сидоров, 2023) показывают, что в олигоцене (по И.Д. Петренко (1999) не позднее среднего миоцена) в зоне максимального перегиба «оторванного слэба» началось формирование рифтогенной зоны, в которой в олигоцен-четвертичное время происходила вулканическая деятельность. В протяженной рифтогенной зоне расположено большое количество действующих и потухших вулканов Юго-Восточной

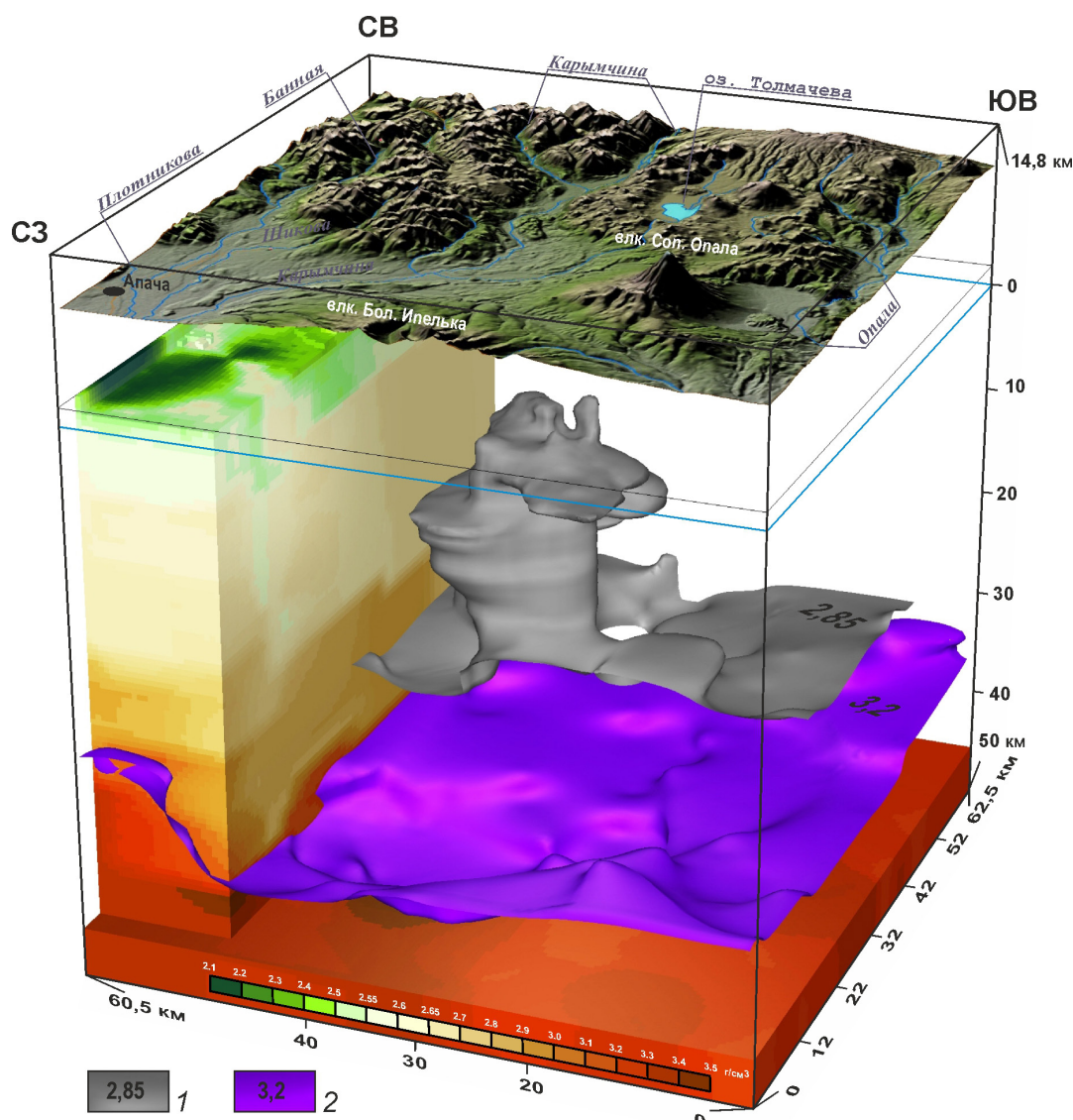


Рис. 5. Блок-диаграмма плотностной модели земной коры в южной части полуострова Камчатка (Сидоров, Нурмухамедов, 2022). Вид с юго-запада (контуры участка см. на рис. 3). Размер элементарной 3D-ячейки $0,5 \times 0,5 \times 0,5$ км. Вертикальный масштаб рельефа земной поверхности увеличен в два раза, часть ячеек в модели «погашена». Рельеф поднят на 10 км, истинный уровень моря показан линией голубого цвета. 1–2 – морфология изоплотностных поверхностей слоёв с плотностью $2,85 \text{ г/см}^3$ (1) и $3,2 \text{ г/см}^3$ (2).

Камчатки. На границе литосферных плит различного типа расположены магматические очаги (рис. 6), выделенные по данным МТЗ (Нурмухамедов, Сидоров, 2023) и подтверждаемые плотностным моделированием (Нурмухамедов, Сидоров, 2022). В модели видно, что один из очагов расположен в области питания вулкана Мутновская Сопка. Блокирование субдукции произошло в результате накопления критической массы в зоне аккреции. Причленением Прибрежного террейна (рис. 6В) к Палео-Камчатке в конце эоцена – начале олигоцена завершился процесс блокирования. По некоторым оценкам (Нурмухамедов, Сидоров, 2023), Прибрежный террейн является южным фрагментом Ачайваям-Валагинского террейна.

В верхней части разреза расположен слой мезокайнозойского вулканогенно-осадочного комплекса пород, в котором находится участок (180–200 км) максимального погружения подошвы слоя на глубину до 10 км. Вероятно, данная впадина является фрагментом древнего глубоководного желоба – палеожелоба.

Мантйный выступ. Что же могло послужить причиной образования упомянутого выше высокоамплитудного выступа границы Мохо? На первый взгляд, выступ мог образоваться под влиянием латерального давления субдицирующей океанической литосферы под краевую часть материковой. Но тогда выступ должен проследиваться вдоль всего фронта палеосубдукции на протяжении многих сотен километров. Рассмотрим вертикальные сечения объёмной плотностной модели в других местах переходной области океан-материк (рис. 9). Разрезы Л1, Л2 и Л3 расположены ортогонально береговой линии юго-восточной Камчатки параллельно линии S4, которая проходит через центр ТАМЦ (расположение линий показано на схеме к рис. 9).

Анализ наиболее удалённого от ТАМЦ плотностного разреза вдоль линии Л1 показывает отсутствие характерных изгибов изоденс $3\text{--}3,3 \text{ г/см}^3$, которые отражали бы выступ границы Мохо и вышележащих слоёв земной коры. Напротив, наблюдается довольно плавное горизонтально-слоистое распределение плотности по латерали,

с плавным погружением слоёв со стороны океана. Кроме этого, отмечается отсутствие характерного для других районов Камчатки высокоградиентного перехода от земной коры к верхней мантии, что указывает на отсутствие в этом месте чётко выраженной границы между данными слоями литосферы.

Линия Л2 расположена к юго-западу от S4 на расстоянии чуть более 50 км. В разрезе фиксируются две четко выраженные коромантийные зоны разуплотнения. Одна из них расположена под действующим вулканом Ходутка, вторая – на линии между вулканами Удочка и Малая Ипелька (рис. 2). Вероятно, разуплотнение связано

с глубинной частью питающих систем вулканических структур. Характерного протяженного выступа границы Мохо и нижних слоёв коры, как это отмечено в плотностном разрезе вдоль линий S4 (рис. 6), не наблюдается.

К северо-востоку от линии S4, на расстоянии порядка 70 км, расположен разрез по линии ЛЗ. Разрез проходит по простиранию Начикинской зоны поперечных дислокаций (рис. 2). Распределение плотности на глубину и по латерали довольно сложное, но, тем не менее, как и в предыдущем разрезе, уверенно наблюдается погружение слоя высокой плотности ($\geq 3,0$ – $3,2$ г/см³) со стороны океана.

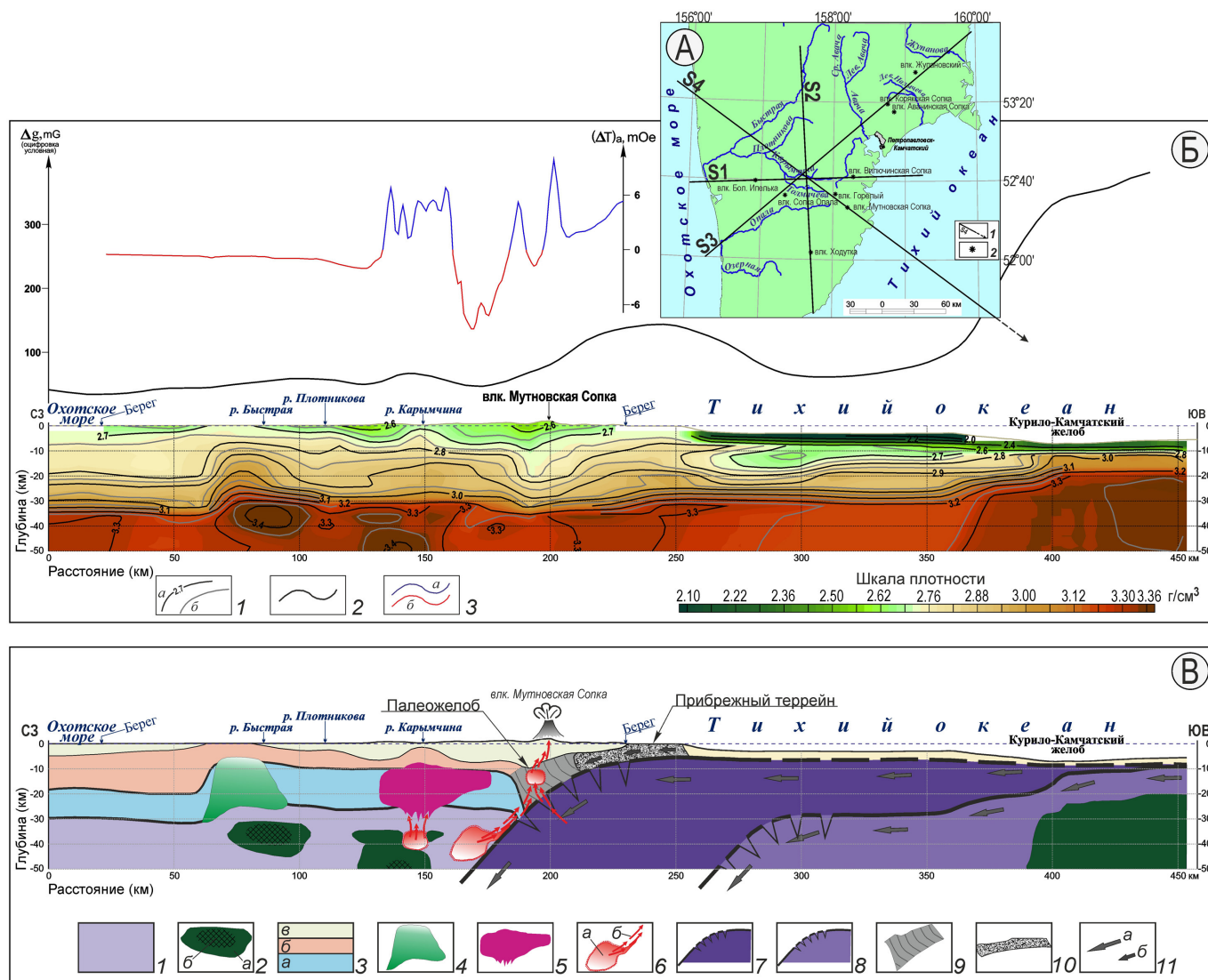


Рис. 6. Плотностной разрез (Б) объёмной модели (рис. 4) (Нурмухамедов, Сидоров, 2022) и схематическая геолого-геофизическая модель (В) взаимодействия литосферных плит вдоль линии S4 (А). Подписи к рис. 6. Рис. 6А: 1 – линии плотностных разрезов и их номера; 2 – вулканы. Рис. 6Б: 1 – изоденсы основные (а), промежуточные (б) и значения плотности в г/см³ (сечение основных изоденсов 0,1 г/см³, промежуточных – 0,05 г/см³); 2–3 графики геофизических аномалий: 2 – в редукции Буге (уровень условный), 3 – магнитного поля (а – положительный, б – отрицательный). Рис. 6В: Континентальная (нависающая) литосферная плита: 1 – верхняя мантия; 2 – зоны развития пород ультраосновного состава с аномально высокой плотностью ($\geq 3,3$ – $3,35$ г/см³) (а) и в них участки эклогитизации перидотитов ($\geq 3,4$ г/см³) (б); 3 – слои земной коры: гранулит-базитовый (а), гранито-метаморфический (б), мезокайнозойский вулканогенно-осадочный комплекс пород (в); 4 – блок земной коры, насыщенный интрузиями от ультраосновного до основного состава; 5 – интрузивный массив диорит-гранодиоритового состава (Нурмухамедов и др., 2020; Нурмухамедов, Сидоров, 2022); 6 – предполагаемые очаги плавления, выделенные по данным МТЗ (Нурмухамедов, Сидоров, 2023) и подтверждённые плотностным моделированием (Нурмухамедов, Сидоров, 2022) (а), направление движения магматических расплавов и тепловых потоков (б); 7 – фрагмент палеосубдукции (субдукция до эоцена включительно) с зоной растяжения на участке максимального перегиба слэба; 8 – фрагмент современной субдукции с зоной растяжения; 9 – зона аккреции; 10 – Прибрежный террейн; 11 – направление движения субдукций (а) и островодужного блока (б) в процессе его приращения к краевой части материковой литосферы.

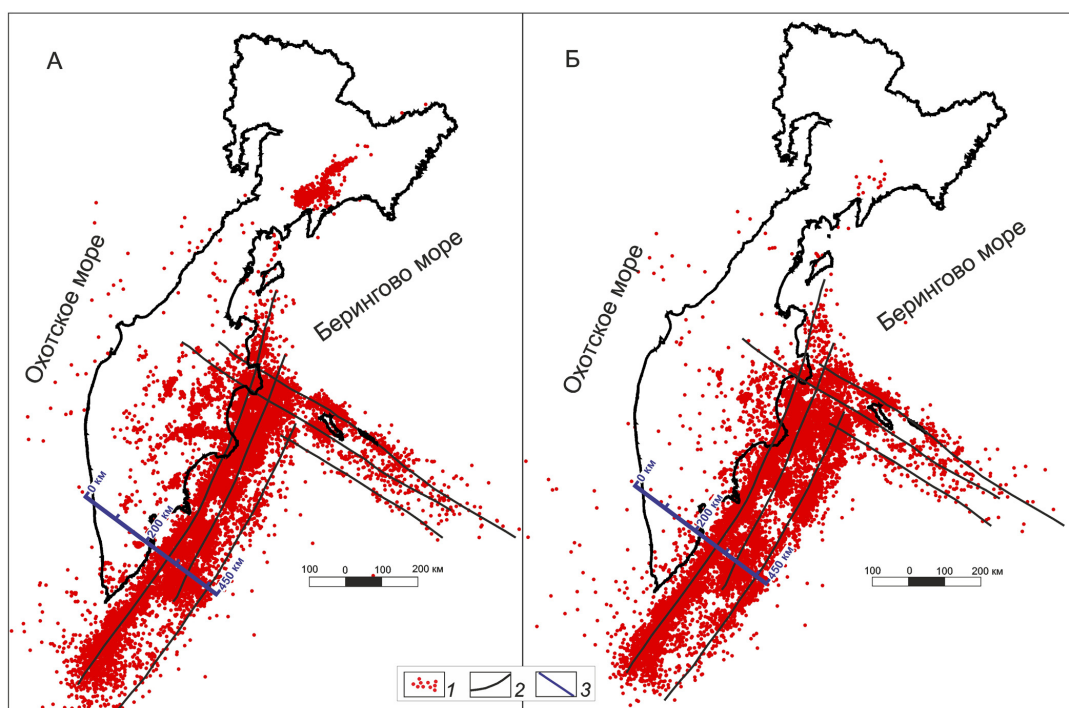


Рис. 7. Расположение эпицентров землетрясений с глубиной очагов 0–30 км (А) и 30–50 км (Б) ($M \geq 3,5$). 1 – эпицентры землетрясений; 2 – оси зон повышенной сейсмичности; 3 – линия S4 плотностного разреза и геолого-геофизической модели (рис. 6А).

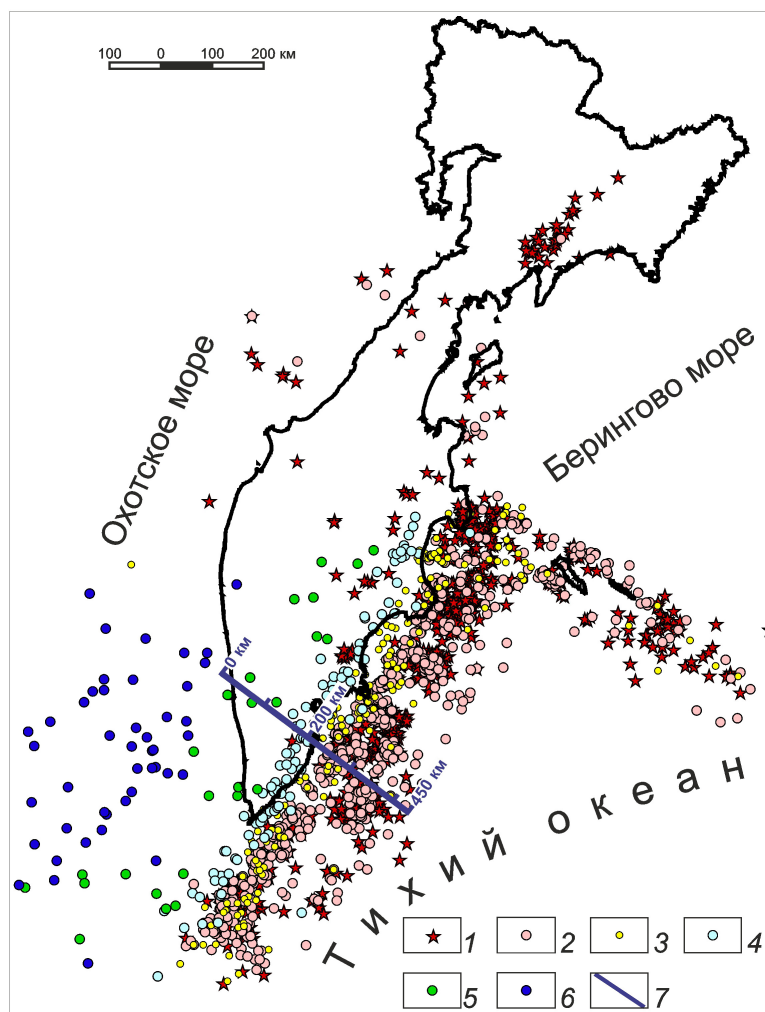


Рис. 8. Расположение эпицентров землетрясений с магнитудой $M \geq 5$ по интервалам глубин гипоцентров. 1–5 – интервалы глубин (км): 1 – 0–30, 2 – 30–50, 3 – 50–100, 4 – 100–200, 5 – 200–400, 6 – 400–701; 7 – линия S4 плотностного разреза и геолого-геофизической модели (рис. 6А).

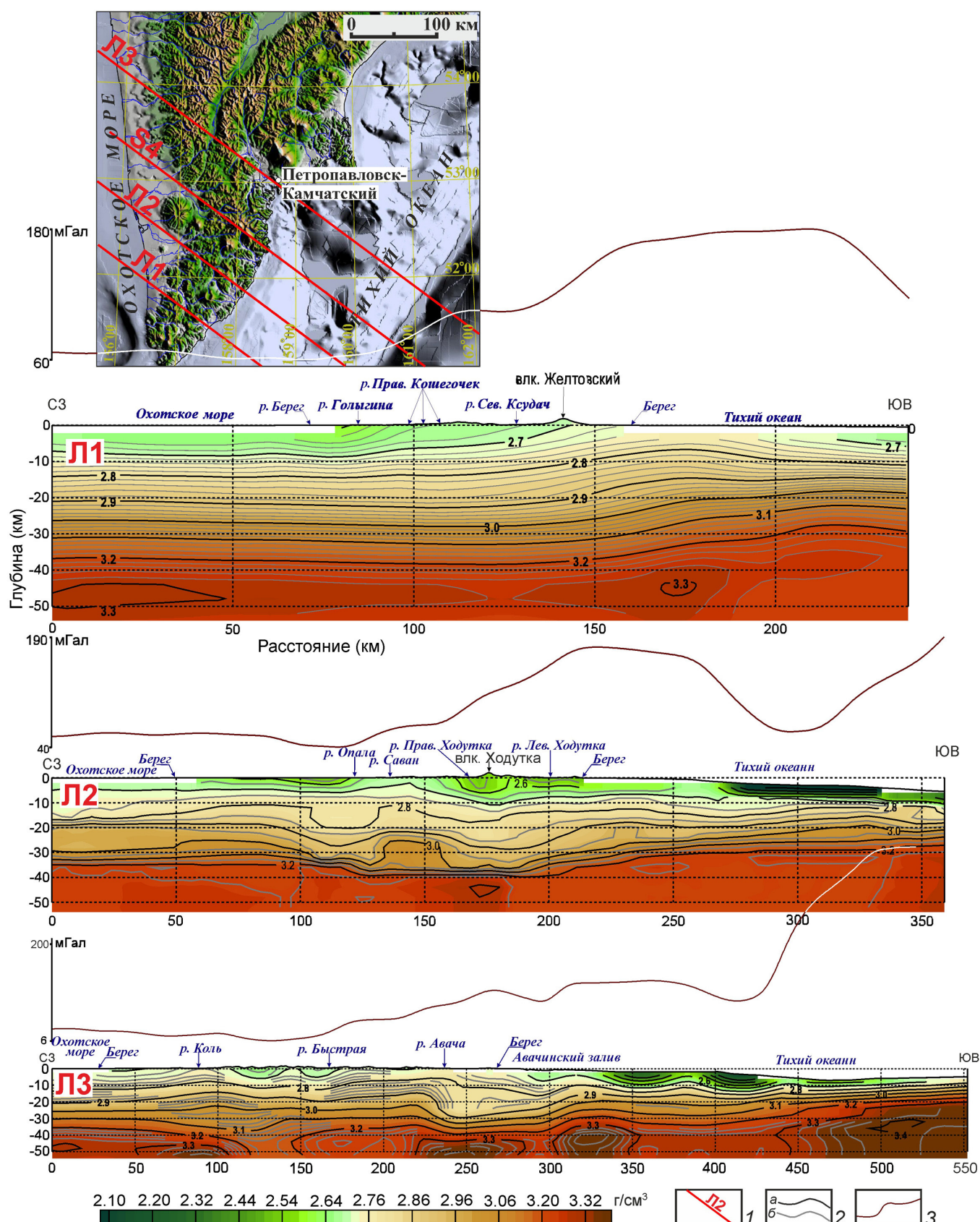


Рис. 9. Разрезы объёмной плотностной модели (рис. 4) по линиям Л1, Л2, Л3. 1 – линии плотностных разрезов и их обозначение; 2 – изоденсы основные (а), промежуточные (б) (промежуточные изоденсы проведены через 0,02 г/см³ на линиях Л1, Л3 и через 0,05 г/см³ на Л2); 3 – график аномалии Буге (уровень условный).

В центре разреза находится участок разуплотнения, который авторами объясняется наличием в этом месте зоны аккреции древней субдукции (субдукции до эоцена включительно).

Таким образом, столообразный выступ границы Мохо и вышележащих слоёв земной коры отсутствует и юго-западнее, и северо-восточнее линии S4. Этот выступ уверенно просматривается только в разрезах вдоль линий S1-S4 (Нурмухамедов, Сидоров, 2022), которые пересекаются в центре ТАМЦ (расположение линий см. на рис. 6А). Если на каждой линии отметить границы выступа и плавно соединить их, то получим овальную структуру (Нурмухамедов, Сидоров, 2024), вытянутую в западном-северо-западном направлении (рис. 2, 3). Протяженность большой и малой осей выступа составляют ~ 123 и 84 км соответственно. Таким образом, выделенная структура изометрична и имеет замкнутые контуры.

Характерной особенностью выступа является присутствие в предкровельной части верхней мантии (рис. 6) высокоплотных образований ($\geq 3,4 \text{ г/см}^3$), что, по мнению авторов (Нурмухамедов, Сидоров, 2022), связано с эклогитизацией перидотитов. Кроме этого, в зоне выступа (рис. 6) и выше него (Нурмухамедов, Сидоров, 2022) предполагается наличие блоков в земной коре, насыщенных интрузиями ультраосновного и основного состава. Складывается впечатление, что выступ образован в результате выдавливания из верхней мантии магмы ультраосновного состава в нижние слои земной коры. И в этом случае термин «мантийный выступ» необходимо ограничивать кавычками.

Среди высокоплотных образований на глубине 35–45 км выделяются локализованные участки разуплотнения, отождествляемые авторами с очагами плавления. Из очаговой области тепловые потоки по ослабленным зонам проникают в верхние слои, образуя в коре участки очагового выплавления, в результате чего в интервале глубин от 8–10 до 30–35 км образовался интрузивный массив средне-среднекислого (диорит-гранодиоритового) состава. Периодическое движение магмы по ослабленной зоне сопровождается роем слабых землетрясений. Длительная циркуляция постмагматических растворов, смешанных с метеорными водами приводит к формированию рудопроявлений и месторождений золота (Нурмухамедов и др., 2020; Нурмухамедов, Сидоров, 2022).

В структурном плане мантийный выступ примыкает к юго-западной границе Начикинской зоны поперечных дислокаций (рис. 2, 3) и своим восточным флангом частично перекрывает её. Но если обратить внимание на сдвиг линий, вдоль которых расположены Асачинская и Ахотенская вулкано-тектонические структуры (ВТС), с одной стороны, и Карымшинская, Плотниковская, Китхойская – с другой (рис. 2), нетрудно заметить, что центральная часть выступа все-таки входит в зону поперечных дислокаций с амплитудой левостороннего сдвига порядка 50–60 км. По мнению М.М. Лебедева с соавторами (1979), сдвиговая дислокация произошла в миоцен-плиоценовое время. В зоне выступа развиты субвулканические образования и интрузии диорит-гранодиоритового состава *миоценового* возраста (Геологическая карта..., 2005). Мантийный выступ не нарушен трансформным разломом, что косвенно указывает на его образование

после сдвиговой дислокации. Но интрузивный массив средне-среднекислого состава (рис. 6) образован *после* внедрения в зону выступа пород ультраосновного состава, то есть *после* формирования мантийного выступа. Последний фактор предполагает образование выступа не позднее раннего миоцена.

Выводы

1. Толмачёвский активный магматический центр генетически связан с мантийным выступом и является его составной частью.

2. Мантийный выступ не имеет повсеместного распространения вдоль фронта палеосубдукции (субдукции до эоцена включительно). Структура выступа имеет замкнутые контуры и образована в зоне поперечных дислокаций не позднее раннего миоцена. Размеры большой и малой осей мантийного выступа составляют соответственно ~ 123 и 84 км. В нижней части выступа на глубине 35–45 км выделяются локальные участки разуплотнения, отождествляемые с очагами плавления.

3. Причиной образования мантийного выступа может быть давление магмы ультраосновного состава из верхней мантии и ее последующее внедрение в нижние слои земной коры. Внедрение происходило по ослабленной зоне, сформированной на начальном этапе сдвиговой дислокации, происходившей в миоцен-плиоценовое время.

4. Дифференциация магмы, поступающая в земную кору из очагов плавления, а также тепловые потоки из этих же источников образуют участки очагового выплавления и, как следствие, приводят к формированию интрузивного массива средне-среднекислого состава (рис. 6В). Периодическое движение магмы по ослабленной зоне сопровождается роем слабых землетрясений (Нурмухамедов и др., 2020; Nurmukhamedov, Sidorov, 2019a).

5. Зоны перегиба субдуцирующей океанической литосферы являются участками накопления тектонического напряжения и его периодической разгрузки в виде землетрясений. Наиболее высокая плотность сейсмических событий с магнитудой $M \geq 5$ наблюдается в сейсмическом линементе, расположенном наиболее близко к береговой линии – в зоне максимального перегиба слэба в интервале глубин ~ 30–50 км.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена в рамках Государственного задания НИГТЦ ДВО РАН № 075-01178-23-00, финансируемого Министерством науки и высшего образования РФ.

Авторы выражают искреннюю благодарность анонимным рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

- Важеевская А.А. (1980). Ареальный вулканизм. Долгоживущий центр эндогенной активности Южной Камчатки: Коллективная монография. Отв. ред. Ю.П. Масуренко. М.: Наука, с. 39–41.
- Геологическая карта и карта полезных ископаемых Камчатской области и Корякского автономного округа (2005). Под ред. А.Ф. Литвинова, Б.А. Марковского, В.П. Зайцева. 1:1 500000. СПб: ВСЕГЕИ.
- Лебедев М.М., Апрельков С.Е., Ежов Б.В., Харченко Ю.И. (1979). Системы островных дуг Корякско-Камчатской складчатой области. Вулканология и сейсмология, 5, с. 30–36.

Мороз Ю.Ф., Нурмухамедов А.Г., Лошинская Г.А. (1995). Магнитотеллурическое зондирование земной коры Южной Камчатки. *Вулканология и сейсмология*, 4–5, с. 127–138.

Нурмухамедов А.Г., Смирнов В.С. (1985). Результаты глубинных электромагнитных исследований на Южной Камчатке. *Геология и полезные ископаемые Корьяско-Камчатской складчатой области. Мат. V Камчатской геол. конф.* Ред.: Поздеев А.И., Харченко Ю.И., Яроцкий Г.П., Лебедев М.М. Петропавловск-Камчатский: Камчатская областная организация НТО-горное, с. 69–82.

Нурмухамедов А.Г. (2013). Отчет о результатах работ по объекту «Создание схемы сейсмотектонического районирования Корьяско-Камчатской складчатой области на основе обобщения глубинных геолого-геофизических работ». Петропавловск-Камчатский: ОАО «Камчатгеология», 295 с.

Нурмухамедов А.Г., Недядько В.В., Ракитов В.А., Липатев М.С. (2016). Границы литосферы на Камчатке по данным метода обменных волн землетрясений. *Вестник КРАУНЦ. Науки о Земле*, 29(1), с. 35–52.

Нурмухамедов А.Г. (2017). Банные и Карымчинские гидротермальные системы – источники энергии на юге Камчатки. *Горный информационно-аналитический бюллетень*, спец. вып. 32, с. 347–367. <https://doi.org/10.25018/0236-1493-2017-12-32-347-367>

Нурмухамедов А.Г., Сидоров М.Д., Мороз Ю.Ф. (2020). Модель строения земной коры и верхней мантии в районе Карымшинского рудного узла по геофизическим данным (Южная Камчатка). *Георесурсы*, 22(1), с. 68–76. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.63-72>

Нурмухамедов А.Г., Сидоров М.Д. (2022). Модель строения Южной Камчатки по результатам плотностного 3D-моделирования и комплексу геолого-геофизических данных. *Тихоокеанская геология*, 41(2), с. 25–43. <https://doi.org/10.30911/02074028-2022-41-2-25-43>

Нурмухамедов А.Г., Сидоров М.Д. (2023). Строение литосферы и её влияние на золотоносность Юго-Восточной Камчатки. *Вестник КРАУНЦ. Науки о Земле*, 59(3), с. 20–41. <https://doi.org/10.31431/1816-5524-2023-3-59-20-41>

Нурмухамедов А.Г., Сидоров М.Д. (2024). Толмачёвский активный магматический центр на юго-востоке Камчатки и его структурная позиция. *Вулканизм и связанные с ним процессы: Тр. XXVII ежегод. науч. конф., посвящ. Дню вулканолога, 27–29 марта 2024 г.* Петропавловск-Камчатский: ИВНС ДВО РАН, с. 183–186.

Петренко И.Д. (1999). Золото-серебряная формация Камчатки. СПб: Изд. картограф. фаб. ВСЕГЕИ. 116 с.

Селивёрстов Н.И. (2009). Геодинамика зоны сочленения Курило-Камчатской и Алеутской островных дуг. Петропавловск-Камчатский: Изд. КамГУ, 191 с.

Сидоров М.Д., Нурмухамедов А.Г. (2022). Объёмное изображение плотностной модели земной коры на примере Южной Камчатки. *Геология и геофизика*, 63(10), с. 1433–1452. <https://doi.org/10.15372/GiG2021155>

Чубарова О.С. (2006). Вулканические землетрясения. *Большая Российская энциклопедия*. М.: Т. 6, с. 91.

Nurmukhamedov A.G., Sidorov M.D. (2019a). Tolmachevsky active magmatic center (South Kamchatka) and its heat–power capacity as estimated by deep geophysical surveys. *3rd International Geothermal Conference. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science* 367 012015. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/367/1/012015>

Nurmukhamedov A.G., Sidorov M.D. (2019b). Deep structure and geothermal potential along the regional profile set from Opala Mountain to Vakhil' River (Southern Kamchatka). *2nd International Geothermal Conference. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science* 249 012041. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/249/1/012041>

Сведения об авторах

Александр Гарифович Нурмухамедов – кандидат геол.-минерал. наук, ведущий научный сотрудник, Научно-исследовательский геотехнологический центр ДВО РАН Россия, 683002, Петропавловск-Камчатский, Северовосточное шоссе, 30, а/я 56
e-mail: nurmuxamedov1949@mail.ru

Михаил Дмитриевич Сидоров – кандидат геол.-минерал. наук, ведущий научный сотрудник, Научно-исследовательский геотехнологический центр ДВО РАН Россия, 683002, Петропавловск-Камчатский, Северовосточное шоссе, 30, а/я 56
e-mail: smd1952z@gmail.com

Статья поступила в редакцию 20.11.2024;
Принята к публикации 28.02.2025; Опубликована 20.09.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Structural position of the Tolmachova active magmatic center in the south of Kamchatka and its origin

A.G. Nurmukhamedov, M.D. Sidorov*

Research Geotechnological Center of the Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences, Petropavlovsk-Kamchatsky, Russian Federation

**Corresponding author: Alexander G. Nurmukhamedov, e-mail: nurmuxamedov1949@mail.ru*

Abstract. The article is of a review nature, where the results of deep geological and geophysical studies carried out in the south of Kamchatka and in the nearest water area of the Pacific Ocean are presented. A description of the volumetric density model and its analysis in combination with other data are given. Information on the structural position of the Tolmachova active magmatic center (TAMC) and its origin is supplemented. As a result of the studies, a mantle protrusion was revealed, which has closed contours and was formed in the Nachikinsky zone of transverse dislocations (NZTD) no later than the Early Miocene. The sizes of the major and minor axes of the protrusion are ~ 123 and 84 km, respectively. In the lower part of the mantle protrusion, at a depth of 35–45 km, local areas of decompression are identified, which are associated with centers of melting. The formation of the ledge

may be caused by the pressure of ultrabasic magma from the upper mantle and its subsequent intrusion into the lower layers of the Earth's crust. The intrusion occurred along a weakened zone formed at the initial stage of shear dislocation that occurred in the Miocene-Pliocene time. Differentiation of magma entering the earth's crust from melting centers, as well as heat flows from the same sources, form areas of focal melting and, as a consequence, lead to the formation of an intrusive massif of medium to medium acidic composition. Periodic movement of magma along a weakened zone in the TAMC area is accompanied by a swarm of weak earthquakes. TAMC is genetically related to the mantle ledge and is an integral part of it.

Inflection zones of the subducting oceanic lithosphere are areas of accumulation of tectonic stress and its periodic

unloading in the form of earthquakes. The highest density of seismic events with magnitude $M \geq 5$ is observed in the seismic lineament located closest to the coastline – in the zone of maximum slab bending in the depth range of ~30–50 km.

Keywords: upper mantle, mantle protrusion, Earth's crust, subduction, terrane, density model, seismic lineament

Recommended citation: Nurmukhamedov A.G., Sidorov M.D. (2025). Structural position of the Tolmachova active magmatic center in the south of Kamchatka and its origin. *Georesursy = Georesources*, 27(3), pp. 139–150. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.18>

References

- Chubarova O.S. (2006). Volcanic Earthquakes. The Great Russian Encyclopedia. Moscow: Vol. 6, p. 91. (In Russ.)
- Geological Map and Map of Useful Fossils of Kamchatka Oblast and Koryak Autonomous Okrug (2005). Ed. A. F. Litvinov, B. A. Markovsky, V. P. Zaitsev. Scale 1:1 500000. St. Petersburg: VSEGEI. (In Russ.)
- Lebedev M.M., Aprelkov S.E., Ezhov B.V., Kharchenko Yu.I. (1979). Island Arc Systems of the Koryak–Kamchatka Folded Region. *Vulkanologiya i seysmologiya*, 5, pp. 30–36. (In Russ.)
- Moroz Yu.F., Nurmukhamedov A.G., Loshchinskaya G.A. (1995). Magnetotelluric sounding of the Earth's crust of Southern Kamchatka. *Vulkanologiya i seysmologiya*, 4–5, pp. 127–138. (In Russ.)
- Nurmukhamedov A.G. (2013). Results of work on the project “Creation of a seismotectonic zoning scheme for the Koryak–Kamchatka folded region based on a summary of deep geological and geophysical works”. Report. Petropavlovsk-Kamchatsky: Kamchatgeologiya, 295 p. (In Russ.)
- Nurmukhamedov A.G. (2017). Bath and Karymshinskie hydrothermal systems - energy sources in the south of Kamchatka. *Mining informational and analytical bulletin*, 32, pp. 347–367. (In Russ.) <https://doi.org/10.25018/0236-1493-2017-12-32-347-367>
- Nurmukhamedov A.G., Sidorov M.D. (2019a). Tolmachevsky active magmatic center (South Kamchatka) and its heat–power capacity as estimated by deep geophysical surveys. *3rd International Geothermal Conference. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science* 367 012015. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/367/1/012015>
- Nurmukhamedov A.G., Sidorov M.D. (2019b). Deep structure and geothermal potential along the regional profile set from Opala Mountain to Vakhil' River (Southern Kamchatka). *2nd International Geothermal Conference. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science* 249 012041. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/249/1/012041>
- Nurmukhamedov A.G., Sidorov M.D., Moroz Yu.F. (2020). A model of the deep structure of the Earth's crust and upper mantle in the area of the Karymshinsky gold-ore cluster according to geophysical data (South Kamchatka). *Georesursy = Georesources*, 22(1), pp. 68–76. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.63-72>
- Nurmukhamedov A.G., Sidorov M.D. (2022). Model of the structure of Southern Kamchatka based on the results of 3D density modeling and a set of geological and geophysical data. *Pacific Geology*, 41(2), pp. 25–43. (In Russ.) <https://doi.org/10.30911/02074028-2022-41-2-25-43>
- Nurmukhamedov A.G., Sidorov M.D. (2023). The structure of the lithosphere and its influence on the gold potential of Southeastern Kamchatka. *Vestnik KRAUNTs. Nauki o Zemle*, 59(3), pp. 20–41. (In Russ.) <https://doi.org/10.31431/1816-5524-2023-3-59-20-41>
- Nurmukhamedov A.G., Sidorov M.D. (2024). The Tolmachevsky active magmatic center in southeastern Kamchatka and its structural position. Volcanism and related processes. *Proc. XXVII Sci. Conf. Petropavlovsk-Kamchatskiy: IViS DVO RAN*, pp. 183–186. (In Russ.)
- Nurmukhamedov A.G., Smirnov V.S. (1985). Results of deep electromagnetic studies in Southern Kamchatka. Geology and useful minerals of the Koryak-Kamchatka folded region. *Proc. V Kamchatka Geological Conf. Eds.: Pozdeev A.I., Kharchenko Yu.I., Yarotsky G.P., Lebedev M.M.* Petropavlovsk-Kamchatsky: Kamchatka Regional Organization Scientific and Technical Association-Mining, pp. 69–82. (In Russ.)
- Nurmukhamedov A.G., Nedyadko V.V., Rakitov V.A., Lipatyev M.S. (2016). Lithosphere boundaries in Kamchatka based on earthquake converted wave data. *Vestnik KRAUNTs. Nauki o Zemle*, 29(1), pp. 35–52. (In Russ.)
- Petrenko I.D. (1999). Gold-silver formation of Kamchatka. St. Petersburg: VSEGEI, 116 p. (In Russ.)
- Seliverstov N.I. (2009). Geodynamics of the junction zone of the Kuril-Kamchatka and Aleutian island arcs. Petropavlovsk-Kamchatsky: KamSU Publishing House, 191 p. (In Russ.)
- Sidorov M.D., Nurmukhamedov A.G. (2022). Three-Dimensional Image of Crustal Density Model: A Case Study in South Kamchatka. *Russ. Geol. Geophys.*, 63(10), pp. 1189–1206. <https://doi.org/10.2113/RGG20204328>
- Vazheevskaya A.A. (1980). Areal Volcanism. Long-Lived Center of Endogenous Activity of Southern Kamchatka: Collective Monograph. Ed. Yu. P. Masurenko. Moscow: Nauka, pp. 39–41. (In Russ.)

About the Authors

Alexander G. Nurmukhamedov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher. Research Geotechnological Center of the Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences

P.O. Box 56, Severo-Vostochnoye shosse, 30, Petropavlovsk-Kamchatsky, 683002, Russian Federation
e-mail: nurmuxamedov1949@mail.ru

Mikhail D. Sidorov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher. Research Geotechnological Center of the Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences

P.O. Box 56, Severo-Vostochnoye shosse, 30, Petropavlovsk-Kamchatsky, 683002, Russian Federation
e-mail: smd1952z@gmail.com

Manuscript received 20 November 2024;

Accepted 28 February 2025; Published 20 September 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Результаты изучения очагов нефтегазогенерации зоны сочленения Сибирской платформы и тектонических структур южной части моря Лаптевых

Д.А. Павёлкина*, Е.А. Лавренова, А.М. Высоколян

Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Москва, Россия

С целью оценки перспектив нефтегазоносности зоны сочленения Сибирской платформы и тектонических структур южной части моря Лаптевых выделены и изучены с применением методов численного моделирования очаги нефтегазогенерации верхнерифейской, вендской, девонской, пермской и верхнеюрской нефтегазоматеринских толщ (НГМТ). Оценено влияние крупных тектонических перестроек, происходивших в регионе во второй половине палеозоя и мезозое, на реализацию генерационного потенциала материнскими толщами. Показано, что все изученные НГМТ, за исключением верхнеюрской, на большей части области их распространения преодолели критический момент до завершения крупных тектонических событий в регионе, что негативно отразилось на формировании углеводородного потенциала района исследования. В результате невысокие перспективы прогнозируются в континентальной части зоны сочленения, где при наличии флюидоупоров ожидаются небольшие месторождения в отложениях венда Лено-Анабарского прогиба. Значительный углеводородный потенциал, где целесообразно сосредоточить дальнейшие нефтегазопроисследовательские исследования, прогнозируется в южной части моря Лаптевых и прилегающем побережье в пределах Анабаро-Хатангской седловины. Основные перспективы этой области связываются с пермскими и мезозойскими отложениями.

Ключевые слова: Лено-Анабарский прогиб, Анабаро-Хатангская седловина, Лаптевоморская плита, нефтегазоматеринские толщи, критический момент, численное моделирование, оценка перспектив нефтегазоносности

Для цитирования: Павёлкина Д.А., Лавренова Е.А., Высоколян А.М. (2025). Результаты изучения очагов нефтегазогенерации зоны сочленения Сибирской платформы и тектонических структур южной части моря Лаптевых. *Георесурсы*, 27(3), с. 151–167. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.24>

Введение

Северное обрамление Сибирской платформы рассматривается в качестве перспективной территории для проведения геологоразведочных работ (ГРР) на нефть и газ. В 2012 г. Лено-Анабарская зона, охватывающая Хатангский залив моря Лаптевых и прибрежные районы севера Сибирской платформы, как одна из наиболее перспективных, была включена в состав 5 территорий для проведения ускоренных ГРР за счет средств федерального бюджета. В результате проведенных в период с 2012 по 2017 г. работ уточнено геологическое строение региона, увеличен объем начальных суммарных ресурсов углеводородов (УВ) Лено-Анабарской и Лаптевоморской нефтегазоносных областей (НГО), а также выделена новая Таймырская вероятная самостоятельная нефтегазоносная область (ВСНГО)

по палеозойскому комплексу и расширена площадь перспективных земель. Начальные суммарные ресурсы УВ в Анабаро-Хатангской НГО составляют 2,5 млрд т; Лено-Анабарской НГО – 2,3 млрд т; Лаптевоморской ВСНГО – 10 млрд т (Варламов, Афанасенков, 2017).

В Анабаро-Хатангском районе выявлено большое количество нефте-, газо- и битумопроявлений в девонско-меловой части разреза (Конторович, Фомин, 2014; Васильева, 2015; Горшков, 2012) и открыт ряд непромышленных и полупромышленных месторождений: Кожевниковское, Ильинское, Нордвикское, Чайдахское, Южно-Тиганское, а также крупное промышленное Центрально-Ольгинское месторождение (рис. 1) (Скворцов и др., 2020; Полякова и др., 2016; Мазитов и др., 2017; Ковалева, 2019). Примыкающий к акватории моря Лаптевых участок суши входит в состав Лено-Анабарского прогиба, в пределах которого обнаружены газо- и битумопроявления в вендско-кембрийской и пермской частях разреза (Конторович, Фомин, 2014; Каширцев и др., 2010; Сафронов, Сивцев, 2018). Многие исследователи, включая А.С. Горшкова (2012), В.И. Савченко (2012, 2014), А.Э. Конторовича (2013, 2014, 2021, 2023), В.А. Конторовича (2013, 2019,

* Ответственный автор: Диана Андреевна Павёлкина
e-mail: dianapavolkina@yandex.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

2023), С.В. Прокопцеву (2014), А.М. Фомина (2014), И.Д. Полякову, Г.Ч. Борукаева (2016), С.В. Фролова (2017), Е.А. Бакай (2017), П.Н. Соболева (2019, 2021), Д.С. Лежнина (2019, 2021), А.П. Афанасенкова (2021) и др., связывают высокие перспективы нефтегазоносности прогиба с рифейскими, вендскими, кембрийскими и пермскими отложениями. Однако, за исключением крупнейшего Оленекского скопления битумов (Каширцев и др., 2010; Сафронов, Сивцев, 2018; Фомин и др., 2015), расположенного на стыке Лено-Анабарского прогиба и Анабарской антеклизы, месторождения УВ на этой территории не выявлены.

Признаки насыщения осадочного разреза южной части моря Лаптевых в виде естественных выходов углеводородных газов и АВО-аномалий установлены в результате исследований, проведенных ГНЦ ФГУП «Южморгеология» (Савченко, 2014; Прокопцева, 2014).

Установленные в зоне сочленения Сибирской платформы и тектонических структур южной части моря Лаптевых месторождения и проявления УВ указывают на присутствие активных генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС), контролирующей нефтегазоносность района исследования. При этом наблюдается текущая низкая эффективность поисково-разведочных работ, которая обусловлена слабым пониманием закономерностей формирования и размещения скоплений УВ. Многие важные аспекты генезиса УВ, процессов их генерации, миграции и аккумуляции остаются нерешенными, а получаемые результаты – противоречивыми. Так, на основании проведенных геохимических исследований органического вещества (ОВ) пород (Конторович, Фомин, 2014; Бакай и др., 2016), пермские отложения на территории Лено-Анабарского прогиба и Анабаро-Хатангской седловины выделяются в качестве нефтегазоматеринских. При этом по результатам изучения углеводородных систем методами 1D, 2D и 3D моделирования некоторые специалисты, включая А.С. Горшкова, Т.А. Кирюхину, С.В. Прокопцеву, В.И. Савченко, прогнозируют недостаточную для начала активного процесса нефтегазообразования зрелость ОВ пермских НГМТ на территории Анабаро-Хатангской седловины (Горшков, 2012; Кирюхина, 2014; Прокопцева, 2014; Савченко, 2014).

Трудности, возникающие при формировании представлений о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности осадочного чехла Лаптевоморской плиты, в основном обусловлены ее недостаточной изученностью: отсутствием бурения и невысокой информативностью сейсмических данных. Однако, учитывая тесную связь истории геологического развития тектонических структур акватории и сопредельных территорий Сибирской платформы, отмечаемую многими исследователями (Парфенов и др., 2003; Парфенов, Кузьмин, 2001; Doré et al., 2016; Прокопьев и др., 2013; Павловская и др., 2022; Васильев и др., 2019), эффективная оценка перспектив нефтегазоносности южной части моря Лаптевых возможна путем вовлечения в анализ данных по прилегающей континентальной области.

В рамках исследований (Павёлкина и др., 2024) разработана единая пространственно-временная геологическая модель зоны сочленения Сибирской платформы и сопредельных тектонических структур моря Лаптевых.

Выполненный в рамках этого проекта бассейновый анализ позволил реконструировать эволюцию осадочных бассейнов, обусловившую современное геологическое строение осадочного чехла, выявить их трансграничный (суша-море) характер на определенных этапах развития. По результатам проведенной работы выделены 4 области устойчивого прогибания – осадочно-породные бассейны (ОПБ¹), которые могут включать очаги генерации УВ, участвующие в формировании нефтегазоносности зоны сочленения.

Целью настоящего исследования является изучение потенциальных очагов генерации УВ в аспекте оценки перспектив нефтегазоносности зоны сочленения Сибирской платформы и тектонических структур южной части моря Лаптевых, включая уточнение границ зон нефтегазогенерации, реконструкцию процессов генерации, эмиграции и аккумуляции УВ методами численного моделирования, анализ этих процессов на фоне тектонических событий в регионе, оценку объемов сгенерированных и эмигрировавших УВ и установление наиболее перспективных областей для проведения дальнейших ГРП.

Характеристика объекта исследования

Исследуемая область включает юго-западную часть моря Лаптевых и сопредельную сушу, административно относящуюся к Республике Саха (Якутия) и Красноярскому краю, и территориально представленную северо-восточным окончанием Северо-Сибирской низменности.

Тектонические структуры, относящиеся к изучаемому району, представлены Сибирской древней платформой (в составе Лено-Анабарского прогиба и восточного окончания Анабаро-Хатангской седловины) и Лаптевоморской плитой (молодой платформой). По мнению ряда специалистов: Г.А. Заварзиной, С.И. Шкарубо, А.В. Прокопьева и др., Сибирская древняя платформа отделена от шельфовых структур моря Лаптевых Верхояно-Колымской складчатой областью. В составе Лаптевоморской плиты выделяется Лено-Таймырская зона пограничных поднятий, протягивающаяся от дельты р. Лена до Хатангской сдвиговой зоны, и сопредельная с ней Южно-Лаптевская структурная зона (рис. 1) (Заварзина, Шкарубо, 2012; Прокопьев и др., 2013; Парфенов, Кузьмин, 2001; Парфенов и др., 2003).

Фундамент Сибирской платформы сложен породами архейско-раннепротерозойского возраста, а в строении осадочного чехла принимают участие отложения широкого стратиграфического диапазона – от рифея до кайнозоя. На территории Лено-Анабарского прогиба почти полностью отсутствуют ордовикско-силурийские отложения (за исключением Усть-Оленекской зоны) а также, вследствие длительного перерыва и сопровождающего его размыва, девонские и каменноугольные отложения (Конторович, Фомин, 2014; Полякова, Борукаев, 2017; Конторович и др., 2021). В Анабаро-Хатангской седловине не вскрыты ордовикско-силурийские отложения (Конторович, Фомин, 2014; Конторович и др., 2021).

¹ ОПБ – фрагмент осадочной оболочки в литосфере (осадочно-породное тело), характеризующийся единым комплексом термобарических и флюидодинамических условий (Холодов, 2010)

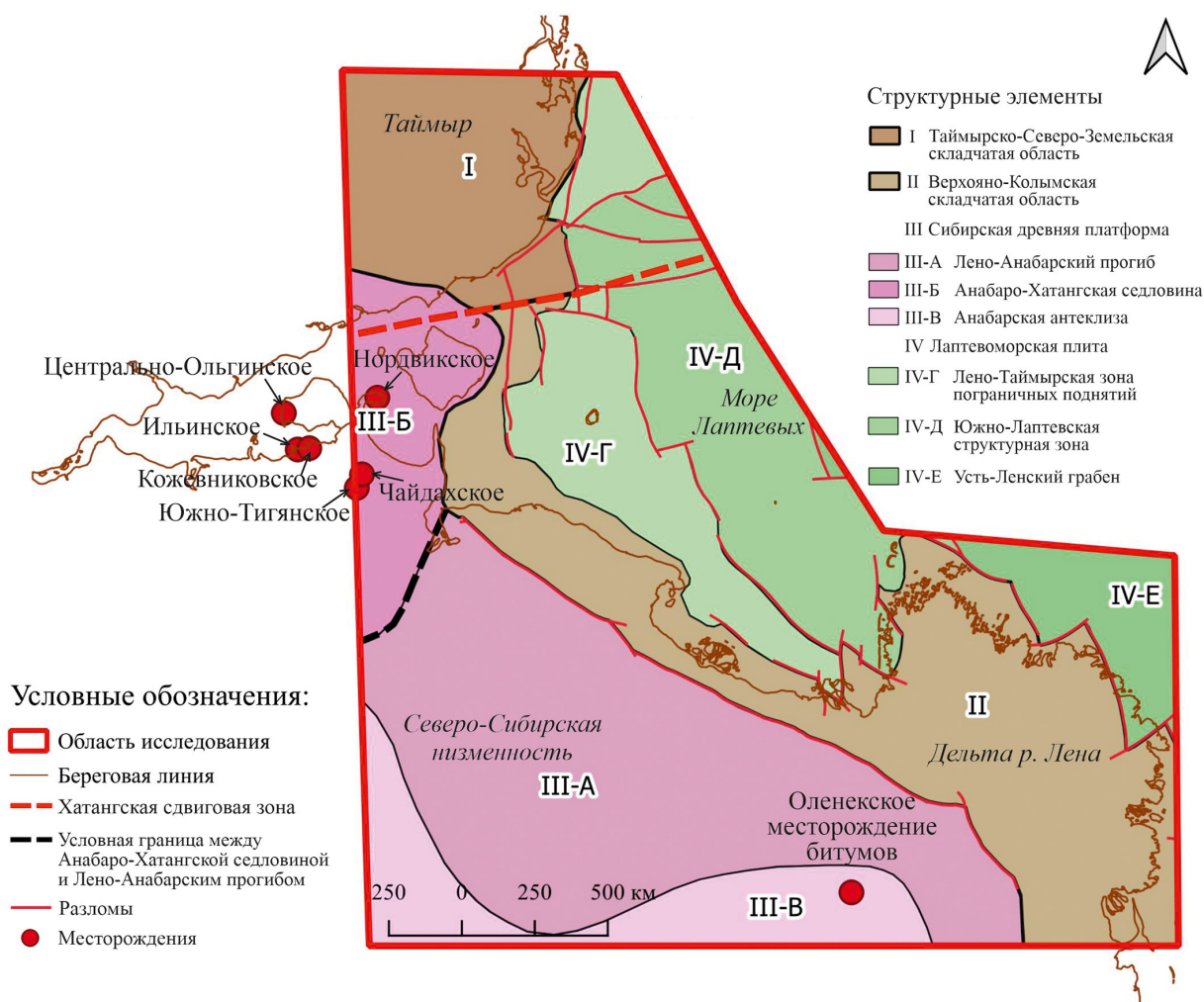


Рис. 1. Обзорная схема района работ. Тектоническая схема составлена по материалам (Заварзина, Шкарубо, 2012; Прокопьев и др., 2013; Парфенов, Кузьмин, 2001; Парфенов и др., 2003), с изменениями

По данным Г.А. Заварзиной с соавторами, осадочный чехол Лено-Таймырской зоны пограничных поднятий, предположительно, включает отложения аптско-поздне-мелового возраста мощностью до 2,5 км и осадочные образования кайнозоя – до 1,5–3 км. В грабенах подошва осадочного чехла опускается до глубин 5 км. На поднятиях породы апта-верхнего мела и палеоцена последовательно выклиниваются, налегая на поверхность складчатого основания, а палеоцена и миоцена – срезаются доплиоценовым несогласием. В разрезе Лено-Таймырской зоны предполагается присутствие дислоцированных верхнепалеозойских, триасовых и юрско-нижнемеловых (доаптских) толщ, которые формируют промежуточный структурный этаж в южной части молодой Лаптевоморской платформы (плиты) (Заварзина, Шкарубо, 2012). Южно-Лаптевская структурная зона характеризуется контрастным резко расчлененным рельефом складчатого основания с глубинами от 3 км до 14 км и значительной мощностью аптско-верхнемеловых отложений, достигающих 5,5 км (Керимов, 2023).

В пределах района исследования на основании анализа карт мощностей выделены 4 ОПБ, включающие разновозрастные депоцентры осадконакопления (Павёлкина и др., 2024).

«Северо-Сибирский» ОПБ частично охватывает центральную и южную части Лено-Анабарского прогиба и включает отложения трех осадочных комплексов: рифейско-кембрийского, распространенного по всей площади бассейна, юрско-барремского и аптско-верхнемелового, депоцентры которых мигрировали в процессе развития в северном направлении (рис. 2).

«Хатангский» ОПБ расположен в пределах Хатангского залива, о-ва Большой Бегичев и п-ва Юрюнг-Тумус. Его осадочное наполнение представлено отложениями рифейско-кембрийского, ордовикско-каменноугольного, пермско-триасового и юрско-барремского комплексов. Соотношение комплексов в отдельных частях «Хатангского» бассейна варьирует, что обусловлено миграцией депоцентров в процессе его развития (рис. 2).

«Таймырский» ОПБ в пределах исследуемой площади представлен преимущественно отложениями ордовикско-каменноугольного и пермско-триасового комплексов. Юрско-барремские отложения присутствуют в подчиненном количестве (рис. 2).

«Лаптевский» ОПБ обрамляет дельту р. Лена и открывается в сторону акватории. По результатам проведенных комплексных геолого-геофизических исследований, в южной, примыкающей к берегу, части бассейна в составе

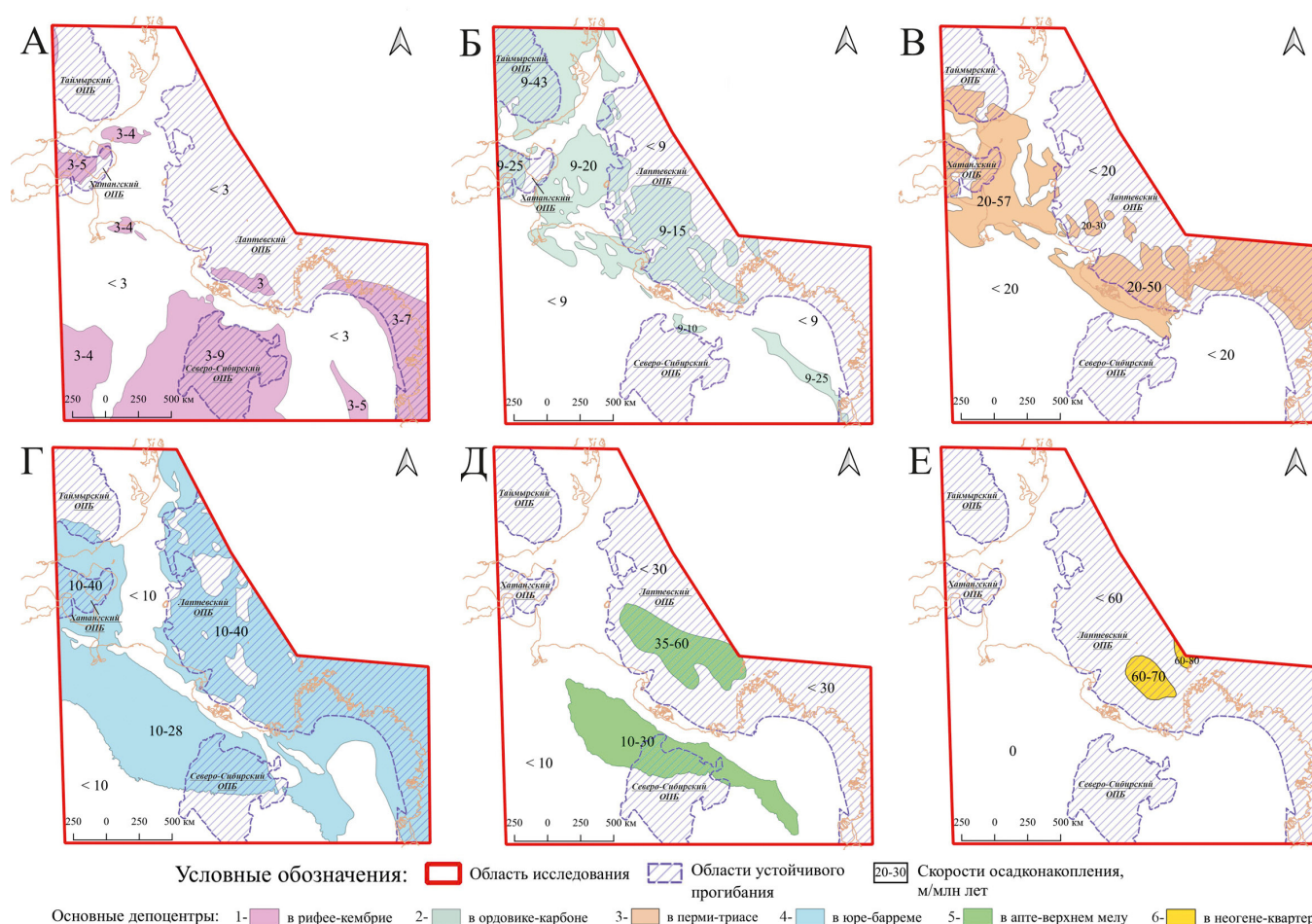


Рис. 2. Схема расположения разновозрастных депоцентров осадконакопления и областей устойчивого прогибания зоны сочленения Сибирской платформы и тектонических структур южной части моря Лаптевых (Павёлкина и др., 2024, с изменениями)

осадочных образований, формирующих промежуточный структурный этаж южной части Лаптевоморской плиты, прогнозируются отложения всех комплексов: рифейско-кембрийского (в подчиненном количестве), ордовикско-каменноугольного, пермско-триасового, юрско-барремского, аптско-верхнемелового и неоген-четвертичного (Прокопцева, 2014). Юрско-барремские отложения доминируют в разрезе южной части бассейна (рис. 2).

Материалы и методы

Основой для построения структурного каркаса цифровой геологической модели послужили опубликованные и содержащиеся в фондовых источниках структурные построения, выполненные В.А. Конторовичем, М.В. Соловьевым (ИНГГ СО РАН) (Конторович, Фомин, 2014), В.И. Савченко, Е.Е. Васьковичем (ГНЦ ФГУП «Южморгеология») (Савченко, 2014), Д.А. Маллак, Л.В. Головинской, Т.Н. Мейснером, Е.Е. Васьковичем (ГНЦ ФГУП «Южморгеология») (Прокопцева, 2014), Е.А. Васильевой, Е.П. Петрушиной, Л.А. Долженко, И.И. Никончук, А.С. Титовец, Т.С. Сабитовой, О.Б. Чудиновой (ОАО «Севморнефтегеофизика») (Васильева, 2015). При подготовке единых структурных поверхностей в пределах исследуемой области фондовые и опубликованные карты оцифровывали, приводили к единым форматам и согласовывали с имеющимися скважинными отбивками.

В результате были построены структурные поверхности по следующим отражающим горизонтам: R (в подошве рифейских отложений), VIII (в кровле кембрийских отложений), VII (в подошве пермских отложений), III (в подошве юрских отложений), A (в подошве аптских отложений), mBU (в подошве палеогеновых отложений), UB (в подошве олигоценных отложений), RU (в подошве неогеновых отложений). При формировании гридов структурного каркаса цифровой модели учитывались области отсутствия отложений и выходы на дневную поверхность, отраженные на геологических картах (листы: S-49, S-50, S-51, S-52).

Таким образом, трехмерная цифровая геологическая модель зоны сочленения Сибирской платформы и тектонических структур южной части моря Лаптевых, отражающая ее современное строение, включает поверхность фундамента и 8 осадочных комплексов: рифейско-кембрийский (R-VIII), ордовикско-каменноугольный (VIII-VII), пермско-триасовый (VII-III), юрско-барремский (III-A), аптско-верхнемеловой (A-mBU), палеоцен-эоценовый (mBU-UB), олигоценный (UB-RU), неоген-четвертичный (RU-рельеф). С целью изучения влияния тектонических движений на формирование осадочных комплексов использовалась стандартная методика бэкстриппинга (англ. «back stripping»), являющаяся частью численного моделирования бассейнов и предусматривающая

последовательное исключение нагрузки вышележащих слоев пород (включая, при необходимости, размытые мощности отложений), соответствующее разуплотнение нижележащих слоев с выравниванием поверхности на палеорельеф. Количество временных шагов бэкстрипинга соответствует количеству слоев в модели. Результатом является серия трехмерных моделей, отражающих основные этапы тектонической эволюции объекта исследования – так называемая «пространственно-временная» модель. Пространственно-временная модель рассчитывалась с шагом 1х1 км. Время начала и окончания периодов осадконакопления отложений определялось в соответствии с Общей стратиграфической (геохронологической) шкалой по состоянию на 2022 г. (Павёлкина и др., 2024) (рис. 3).

Для изучения очагов нефтегазогенерации, на основании собранной базы данных геохимических характеристик и проведенных палеогеографических реконструкций (Павёлкина и др., 2024), построены схемы распределения нефтегазоматеринских свойств верхнерифейской, вендской, девонской, пермских (в составе тустахской, нижнекожевниковской и верхнекожевниковской свит) и верхнеюрской НГМТ. При построении схем, результаты изучения геохимических характеристик в контрольных точках (скважинах, обнажениях) экстраполировались на всю палеогеографическую зону, к которой эти точки принадлежат, исходя из соображений, что в одинаковых условиях осадконакопления могли формироваться нефтегазоматеринские породы сходного состава. В случае отсутствия контрольных точек для характеристики НГМТ применяли принцип экстраполяции, предполагая «улучшение» геохимических свойств в дистальных зонах палеобассейна и ухудшение – в проксимальных (Павёлкина и др., 2024).

В случае зрелых и перезрелых пород верхнерифейской, вендской, девонской и пермских НГМТ, их начальные

геохимические свойства восстанавливались до исходных с учетом результатов геохимических исследований, предполагаемого типа ОВ и текущей зрелости пород. При этом, использовались усредненные характеристики по совокупности имеющихся опубликованных и фондовых материалов (Конторович, Фомин, 2014; Прокопцева, 2014; Бакай и др., 2016; Конторович и др., 2023). Верхнеюрские отложения, согласно исследованиям образцов из обнажения мыса Урдюк-Хая (Конторович, Фомин, 2014; Каширцев и др., 2018), характеризуются низкой зрелостью ОВ (T_{max} варьирует в пределах 420–441 °С), поэтому в качестве исходных показателей приняты средние в изученных образцах значения C_{org} и HI (рис. 4).

В целях оценки надежности полученных результатов моделирования выполнена верификация модели эволюции теплового режима бассейнов с использованием пластовых температур ($T_{пл}$) и отражательной способности витринита (R_o) (Конторович, Фомин, 2014; Дучков и др., 2023; Черных, 2018). Результаты верификации модели в части тепловой истории показали удовлетворительную сходимость расчетных и калибровочных данных, что позволило использовать ее в качестве основы для решения поставленных задач в рамках выделения и изучения очагов нефтегазогенерации (рис. 5).

Выделение очагов нефтегазогенерации выполнялось с использованием карт удельных плотностей эмиграции УВ, рассчитанных в процессе моделирования. В качестве очага рассматривалась область распространения зрелой НГМТ с ненулевыми объемами эмигрировавших УВ на современном этапе развития ГАУС. При этом, для дальнейшего анализа в рамках оценки перспектив нефтегазоносности учитывалась только «эффективная» часть очага, которая определялась с использованием карт «критического момента» (параметра, отражающего временной этап в процессе генерации и миграции УВ, когда более 50 процентов УВ эмигрировало из НГМТ).

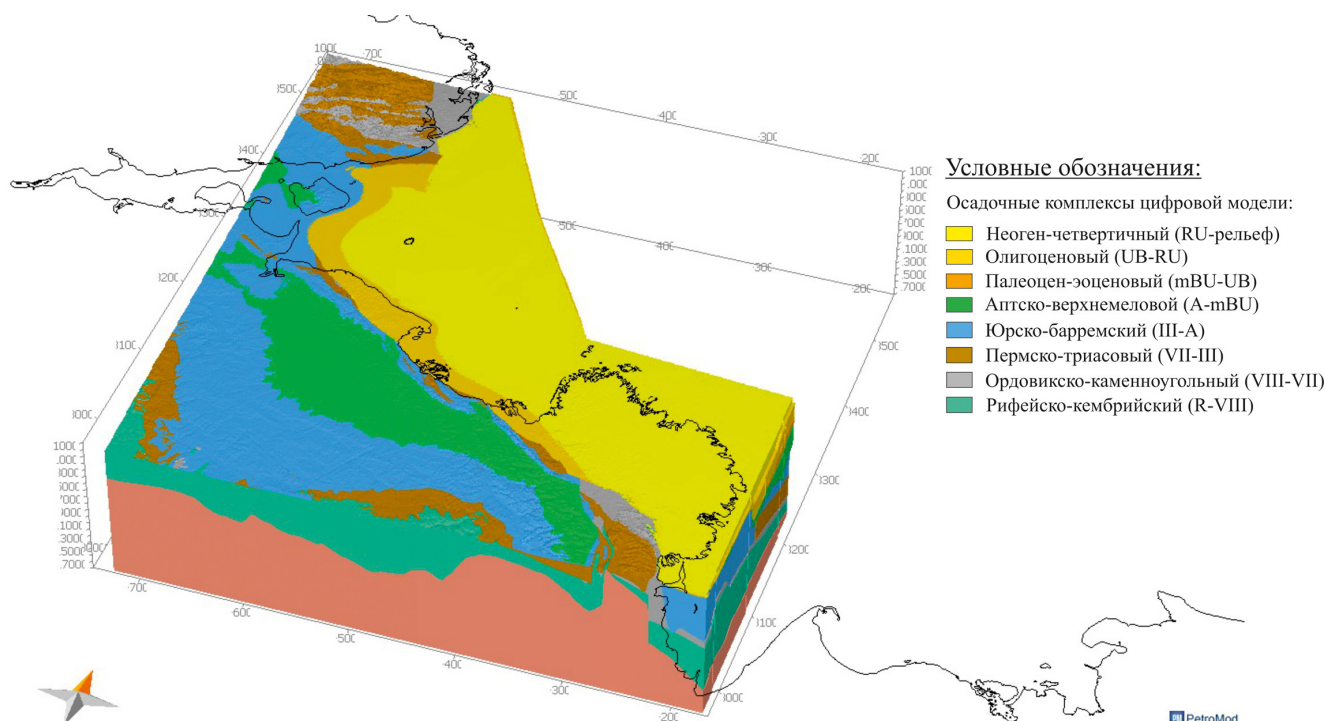


Рис. 3. Структурный каркас цифровой модели зоны сочленения Сибирской платформы и тектонических структур моря Лаптевых

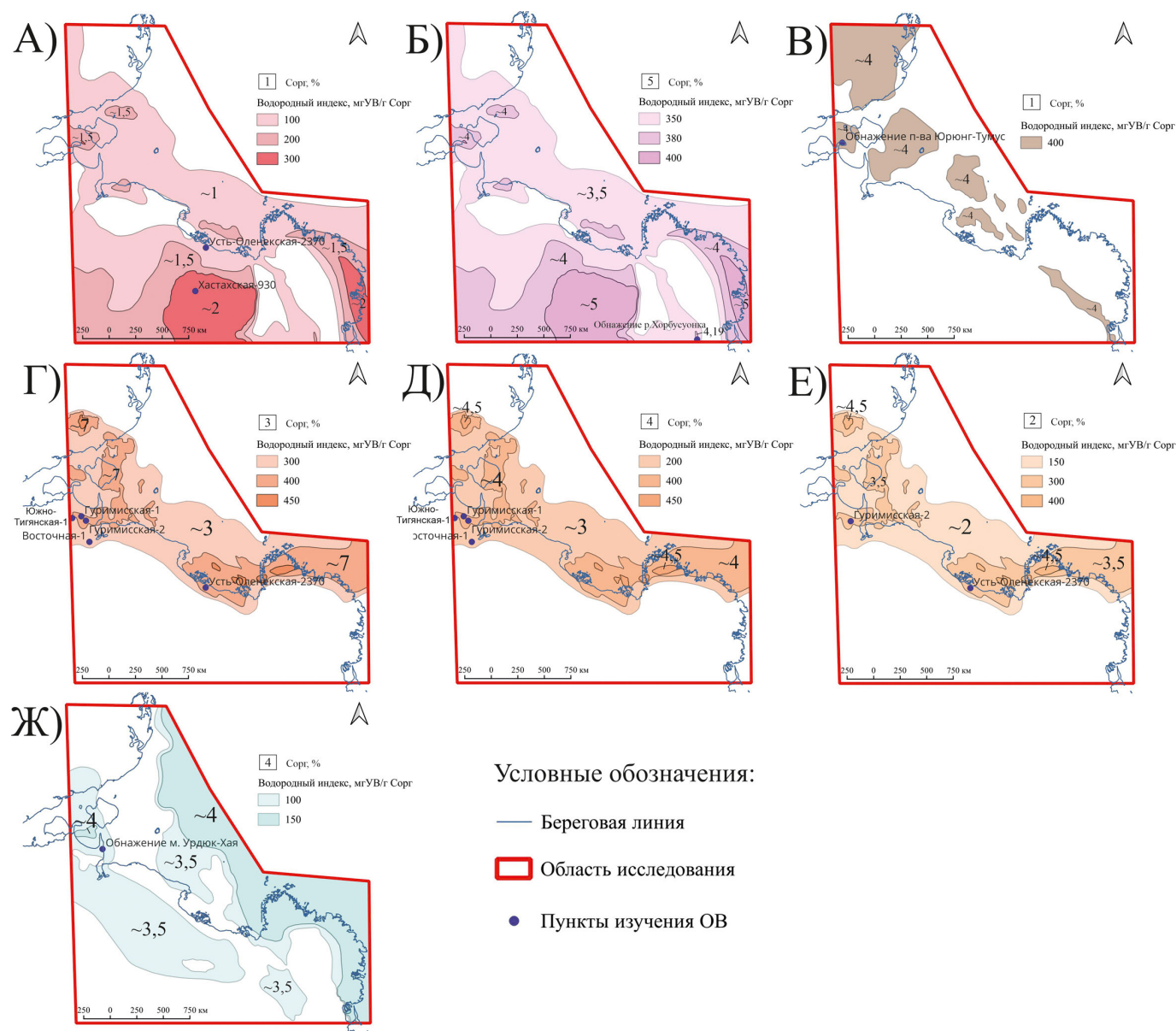


Рис. 4. Схемы распространения нефтегазоматеринских свойств отложений: А) верхнего рифея; Б) венда; В) девона; Г) тустахской свиты Д) нижнекожевниковской свиты; Е) верхнекожевниковской свиты; Ж) верхней юры

К «эффективной» части очага относили только те области распространения зрелой НГМТ, в пределах которых интенсивные эмиграционные процессы проходили после завершения крупных тектонических перестроек в регионе, т.е. критический момент преодолен после раннего мела или не преодолен вплоть до настоящего времени. Примененный методический прием нацелен на выделение областей, которые могли оказать существенный вклад в современную нефтегазоносность изучаемой территории и исключить все остальные. При этом вклад НГМТ, практически исчерпавших свой начальный генерационный потенциал до серии крупных тектонических событий, оценивался незначительным по следующим основаниям: основная доля сформированных в начале и на пике генерации и эмиграции залежей, скорее всего, была разрушена в результате тектонических перестроек (исходя из определения «критического момента» — это как минимум 50% от начального углеводородного потенциала), а остаточный эмиграционный потенциал не мог

обеспечить существенных объемов УВ для наполнения вновь сформированных ловушек.

Генерационные и эмиграционные характеристики разновозрастных НГМТ оценивались в пределах оконтуренных «эффективных» очагов нефтегазогенерации.

Результаты

Зрелые и перезрелые породы **верхнерифейской НГМТ** широко распространены в пределах изучаемого района и охватывают как сушу (погруженную часть Лено-Анабарского прогиба), так и прибрежную зону, включающую Хатангский залив и юго-западную часть моря Лаптевых. Зрелость пород увеличивается с юга на север от стадии МК₁ до АК, что хорошо согласуется с оценками Д.С. Лежнина с соавторами, которые на основании данных по глубоким скважинам и результатов геохимических исследований прогнозируют зрелость верхнерифейской НГМТ на территории Лено-Анабарского прогиба на уровне МК₂-АК (Лежнин и др., 2021). При этом, на большей

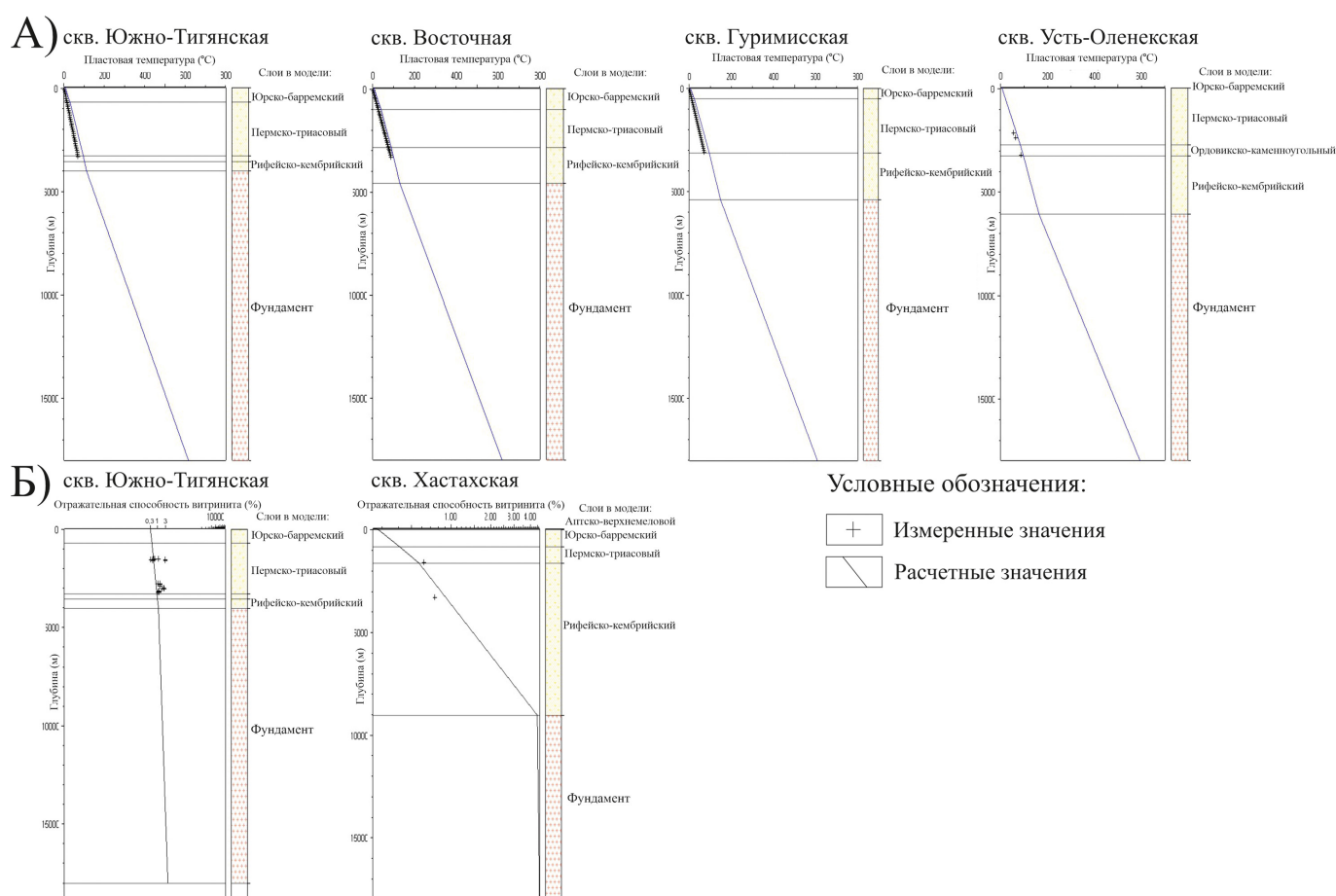


Рис. 5. Сопоставление измеренных значений $T_{пл}$ (А) и R_0 (Б) с расчётными

части исследуемого района верхнерифейская толща уже истощала свой потенциал, а в Лено-Анабарском прогибе процессы нефте- и газогенерации продолжают (рис. 6 А). Эмиграция УВ в пределах области распространения НГМТ начиналась и заканчивалась в разное время, что обусловлено различиями вертикальных движений на фоне происходивших тектонических событий на изучаемой территории. Так, в Лено-Анабарском прогибе УВ из верхнерифейской НГМТ начали эмигрировать почти сразу же, в конце рифея-начале венда. Конец эмиграции на этой территории приходится на начало неогена. В Анабаро-Хатангской седловине эмиграция УВ началась в конце кембрия. На протяжении пермско-триасового времени объемы эмиграции последовательно нарастали. В конце мела эмиграция завершилась. В акватории моря Лаптевых эмиграция началась в конце рифейского времени, сильно замедлилась к концу триаса и окончательно прекратилась к середине мела.

Выделенный «эффективный» очаг генерации верхнерифейской НГМТ имеет небольшую площадь распространения и располагается в центральной части Лено-Анабарского прогиба. Зрелость пород в очаге соответствует стадии преимущественной генерации жидких УВ (рис. 7 А). По результатам выполненного моделирования объемы сгенерированных УВ к настоящему времени могут составлять около 1 млрд т УТ, эмигрировавших – 0,9 млрд т УТ. Эмиграция УВ из «эффективного» очага генерации началась в раннеюрское время, а закончилась

в конце палеогена. Критический момент в очаге верхнерифейской НГМТ преодолела в конце раннего мела (табл. 1).

Область распространения зрелых пород **вендской НГМТ** охватывает континентальную часть зоны сочленения, включая Лено-Анабарский прогиб и частично территорию Анабаро-Хатангской седловины, а также акваторию моря Лаптевых и Хатангский залив. На большей части района исследования вендская НГМТ истощена на современном этапе эволюции. Ее зрелость соответствует стадии AK_{1-3} . В южной части она способна генерировать жидкие и, в меньшей степени, газообразные УВ (рис. 6 Б). Эмиграция УВ в этой области началась в раннепермское время, а закончилась в миоцене.

На территории Анабаро-Хатангской седловины и в акватории моря Лаптевых УВ начали эмигрировать из НГМТ в конце кембрия. Резкое увеличение объемов эмигрировавших УВ характерно для пермско-триасового периода. В середине позднего мела эмиграция завершилась.

«Эффективный» очаг генерации вендской НГМТ расположен в Лено-Анабарском прогибе и приурочен к Северо-Сибирскому ОПБ. Он содержит зрелые породы, способные генерировать жидкие и, в меньшей степени, газообразные УВ (рис. 7 Б). Прогнозируемые объемы сгенерированных УВ составляют 20 млрд т УТ, эмигрировавших – 19 млрд т УТ. Эмиграция УВ из очага началась в раннепермское время и закончилась в миоцене. Критический момент вендская НГМТ в очаге преодолела в начале мелового периода (табл. 1).

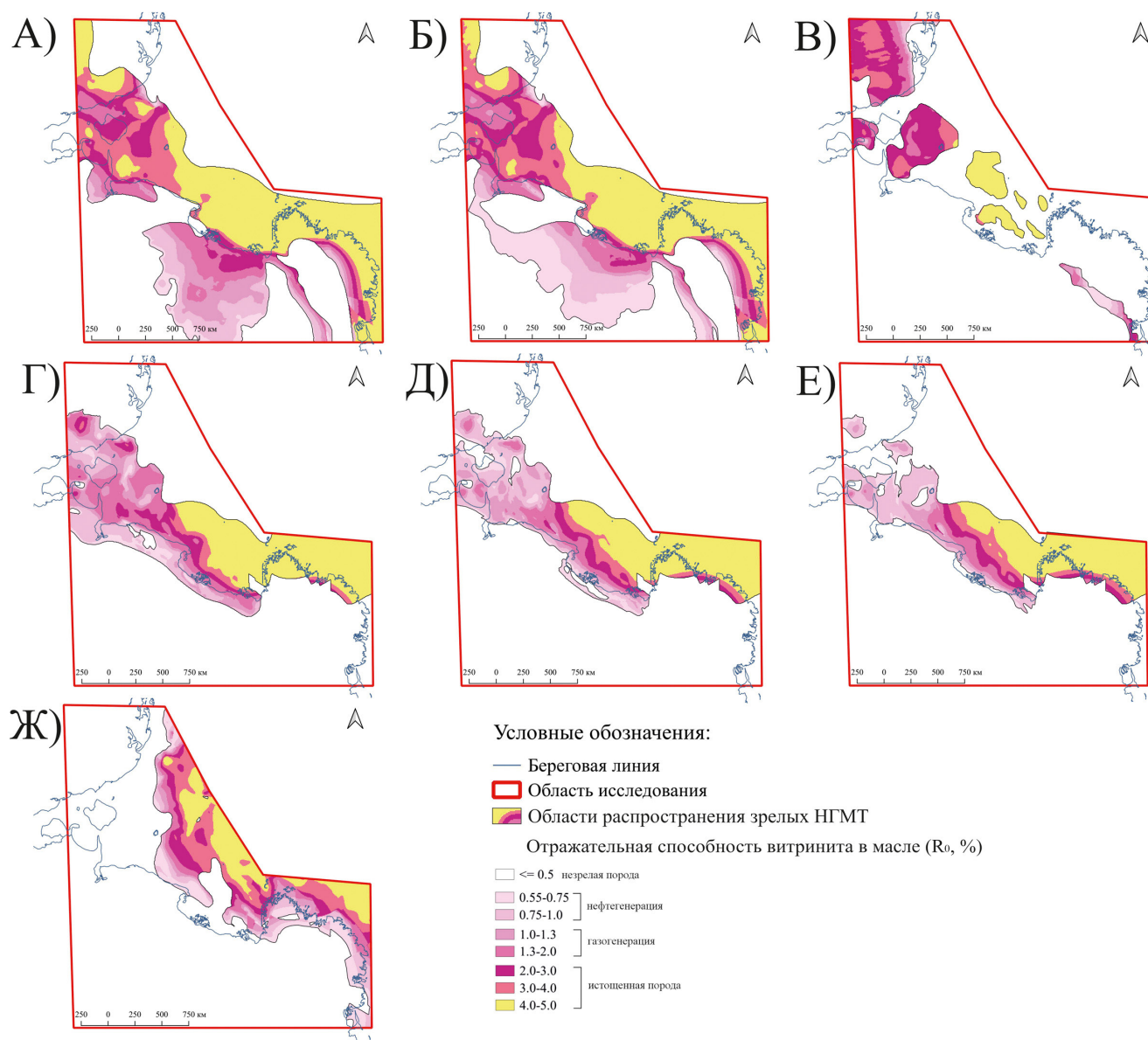


Рис. 6. Карты современной зрелости НГМТ: А) верхнерифейской; Б) вендской; В) девонской; Г) тустахской; Д) нижнекембрийской; Е) верхнекембрийской; Ж) верхнерифейской

В пределах распространения зрелых пород **девонской НГМТ** выделено 9 участков, в которых активно происходили процессы генерации и эмиграции УВ. Выделенные области располагаются на Таймыре, в Хатангском заливе, в районе дельты р. Лена, а также в юго-западной части моря Лаптевых. На большей части района исследования девонская НГМТ в настоящее время истощена. На Таймыре и в Хатангском заливе зрелость ОВ соответствует стадиям $МК_4$ - $АК$. В дельте р. Лена продолжается генерация жидких и газообразных УВ (рис. 6 В).

В областях развития перезрелой НГМТ наблюдается следующая динамика эмиграции УВ: начало приходится на раннепермское время, окончание – на конец юрского. Эмиграция на территории Таймыра и в районе дельты р. Лена началась в раннекаменноугольное время. При этом, на Таймыре процессы генерации и эмиграции жидких УВ завершились к концу мела, а в дельте р. Лена продолжаются до сих пор.

«Эффективные» очаги нефтегазогенерации девонской НГМТ расположены в акваториальной части района исследования. Из них один располагается в пределах Лаптевского ОПБ, а два других не принадлежат областям устойчивого прогибания. Зрелость девонской НГМТ в выделенных очагах высокая – соответствует стадиям катагенеза $МК_4$ - $АК_2$ (рис. 7 В). Судя по результатам моделирования, очаги в совокупности могли сгенерировать порядка 4,5 млрд т УТ. Эмиграция УВ из них началась в раннепермское время и продолжалась до конца мела. Количество эмигрировавших УВ составляет 4,5 млрд т УТ. Критический момент в контуре очагов преодолен на рубеже раннего-позднего мела (табл. 1).

В пределах распространения **тустахской (нижнепермской) НГМТ** область зрелых пород протягивается от дельты р. Лена вдоль побережья моря Лаптевых к Хатангскому заливу. Тустахская НГМТ в западной части площади исследования на современном этапе развития генерирует жидкие и газообразные УВ, в восточной – она истощена.

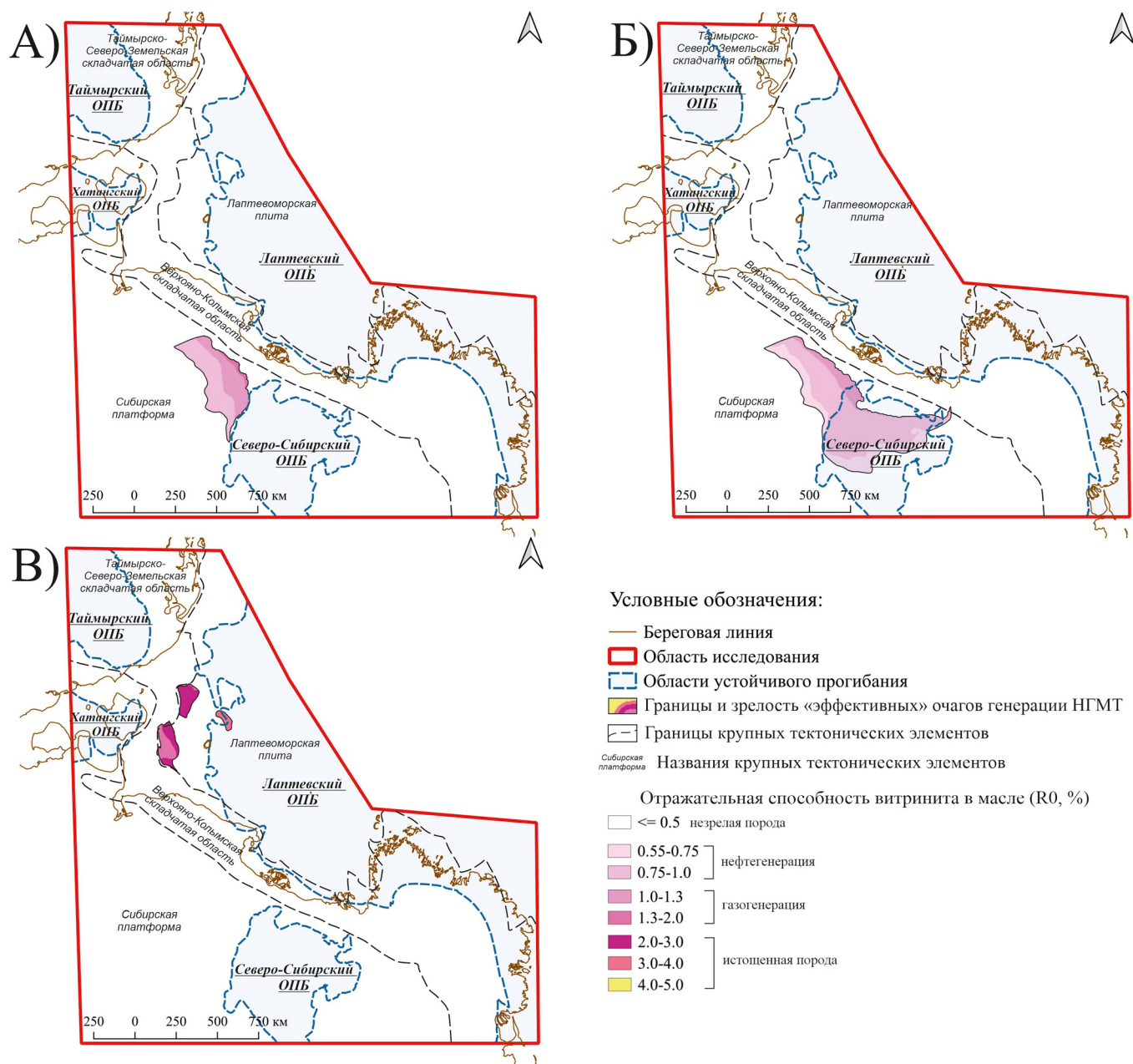


Рис. 7. Карты расположения «эффективных» очагов генерации НГМТ: А) верхнерифейской; Б) вендской; В) девонской

НГМТ	Площадь тыс км ²	Кол-во сгенери- рованных УВ млрд т УТ	Кол-во эмигри- ровавших УВ	Критический момент		Тип флюида		Начало эмиграции		Конец эмиграции	
				млн лет назад	возраст	нефть	газ	млн лет назад	возраст	млн лет назад	возраст
Верхне- рифейская	~4,6	~1	~0,9	108,45	K1	84,3	15,7	201,7	J1	25,38	Pg3
Вендская	~12,4	~20	~19	131,71	K1	86,91	13,09	295,53	P1	14,41	N1
Девонская	~2	~4,5	~4,5	119-97	K1-K2	54,2	45,8	295,81	P1	66,3	K2
Тустахская	~13,8	~17,2	~17,1	141,7-96,2	K1-K2	84,45	15,55	202,6	T3	продолжается	
Нижне- кожевниковская	~31,2	~29,7	~29,5	126,29	K1	84,19	15,81	202,88	T3	продолжается	
Верхне- кожевниковская	~27,5	~15	~14,9	127-97,7	K1-K2	84,4	15,6	203,76	T3	продолжается	
Верхнеюрская	~63,8	~37,5	~37,2	85,21	K2	62,44	37,56	144,85	K1	продолжается	

Табл. 1. Количественная оценка генерационного потенциала НГМТ «эффективных» очагов генерации

Эмиграция УВ в пределах выделенной области началась в пермское время, при этом процессы эмиграции на большей части исследуемого района продолжаются и в настоящее время. В южной части акватории, где тустахская НГМТ истощена – эмиграция завершилась в конце мела (рис. 6 Г).

В пределах распространения зрелых пород тустахской НГМТ «эффективные» очаги нефтегазогенерации выделены в Хатангском заливе и акватории моря Лаптевых. Они частично приурочены к Хатангскому и Лаптевскому ОПБ. Зрелость тустахской НГМТ в Хатангском заливе соответствует началу генерации жидких УВ. В очагах, расположенных восточнее, происходят процессы как нефте-, так и газогенерации. Истощенная порода распространена в пределах Лаптевского ОПБ (рис. 8 А). Эмиграция во всех «эффективных» очагах началась в конце триаса и в большинстве очагов продолжается в настоящее время (табл. 1). Прогнозируемый суммарный объем сгенерированных УВ «эффективных» очагов составляет 17,2 млрд т УТ, эмигрировавших – 17,1 млрд т УТ.

Расположение зрелых пород **нижнекожевниковской (нижнепермской) НГМТ** в целом соответствует области распространения НГМТ тустахской свиты. Зрелость ОВ в западной части области соответствует стадиям катагенеза МК₁-МК₅. НГМТ в этой части генерирует в основном жидкие УВ и, в меньшей степени, газообразные. На Лаптевоморском шельфе порода истощена (рис. 6 Д). Эмиграция УВ на всей области распространения нижнекожевниковской НГМТ началась в триасе, в западной части процессы эмиграции продолжаются, а в пределах распространения истощенной НГМТ эмиграция закончилась в конце мела.

В пределах распространения нижнекожевниковской НГМТ оконтурен крупный «эффективный» очаг генерации, протягивающийся от Хатангского залива в акваторию моря Лаптевых. В западной части он входит в состав Хатангского ОПБ, а в восточной – приурочен к Лаптевскому ОПБ. Породы в области очага зрелая, способная к генерации нефти и газа в его западной части (рис. 8 Б). Эмиграция в очаге началась в позднем триасе и продолжается в настоящее время. Прогнозируемый объем сгенерированных УВ составляет 29,7 млрд т УТ, эмигрировавших – 29,5 млрд т УТ (табл. 1).

Верхнекожевниковская (верхнепермская) НГМТ представлена как зрелыми породами, способными генерировать жидкие и газообразные УВ – в западной части, так и перезрелыми породами, исчерпавшими свой генерационный потенциал – в восточной (рис. 6 Е). Эмиграция УВ на всей площади распространения верхнекожевниковской НГМТ соотносится с началом юрского времени, при этом, в области развития пород относительно низкой зрелости, эмиграция продолжается в настоящее время. В акватории, где порода истощена, эмиграция УВ завершилась в конце мелового периода.

Крупный «эффективный» очаг генерации верхнекожевниковской НГМТ большей своей частью располагается в акватории моря Лаптевых и принадлежит Лаптевскому ОПБ. Он частично приурочен к Хатангскому ОПБ. Зрелость верхнекожевниковской НГМТ в пределах выделенного очага генерации соответствует стадиям МК₁-АК, увеличиваясь с запада на восток (рис. 8 В). Эмиграция

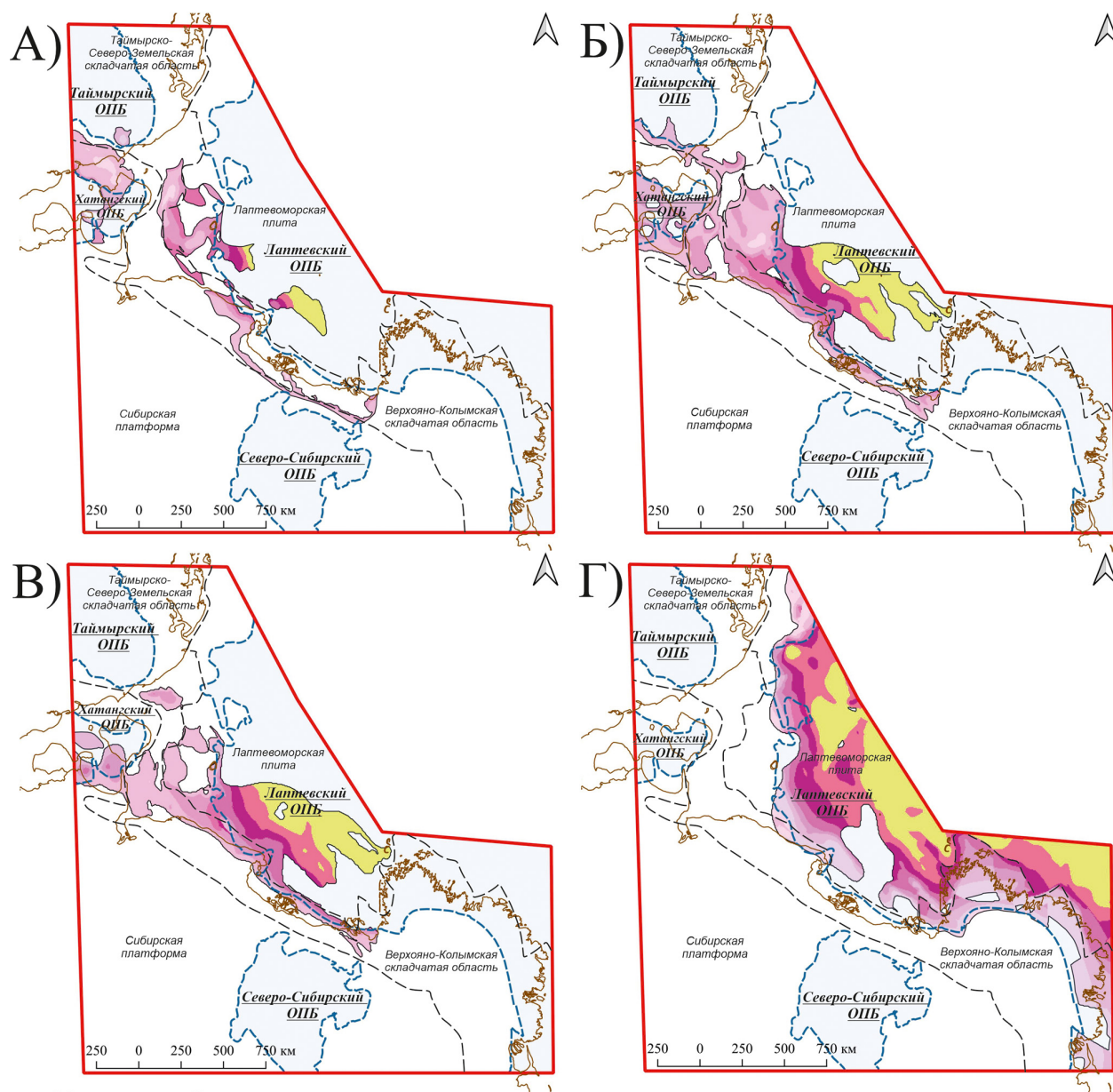
УВ из очага началась в конце триаса и продолжается в настоящее время. Прогнозные объемы сгенерированных УВ оцениваются в 15 млрд т УТ, эмигрировавших – в 14,9 млрд т УТ (табл. 1).

Зрелая **верхнеюрская НГМТ** распространена в акваториальной части района исследования – в пределах Лаптевского ОПБ (рис. 6 Ж). На остальной территории, несмотря на наличие крупных по площади депоцентров осадконакопления, НГМТ не погрузилась на глубину, необходимую для достижения зрелости, достаточной для начала процессов нефтегазогенерации. На большей части области распространения верхнеюрская НГМТ истощена, в южной бортовой части Лаптевского ОПБ в настоящее время продолжают процессы нефте- и газогенерации. Очаг генерации верхнеюрской НГМТ является «эффективным» (рис. 8 Г), поскольку критический момент толща преодолела в конце мела, то есть после завершения всех крупных тектонических перестроек в регионе. Начало эмиграции УВ в очаге соотносится с началом мелового времени. С учетом зрелости и качества ОВ верхнеюрской НГМТ прогнозируются значительные объемы сгенерированных и эмигрировавших УВ, оцениваемые в 37,5 млрд т УТ и 37,2 млрд т УТ, соответственно (табл. 1).

Обсуждение результатов

Наличие зрелой НГМТ, содержащей ОВ определенного химического состава, в количестве, достаточном для обеспечения процессов генерации и эмиграции из нее УВ – один из ключевых факторов, контролирующих перспективы нефтегазоносности территорий. При этом, тектонические процессы играют существенную роль в эволюции НГМТ. Они контролируют формирование аккомодационного пространства в бассейне и создают, таким образом, условия для накопления перекрывающих отложений, что, в свою очередь, приводит к погружению НГМТ, созреванию ОВ, инициирует генерацию и эмиграцию УВ. Тектонические деформации обеспечивают формирование ловушек УВ. С другой стороны, активный тектонический режим может негативно сказываться на сохранности залежей УВ, приводить к их переформированию, фрагментации и разрушению. Поэтому при прогнозировании перспектив нефтегазоносности территорий необходимо учитывать влияние тектонического режима осадочных бассейнов на эволюцию углеводородных систем.

В пределах района исследования на основании комплексной интерпретации геолого-геохимических данных и результатов численного моделирования выделены НГМТ, приуроченные к отложениям верхнего рифея, венда, девона, перми и верхней юры. Терригенно-карбонатная верхнерифейская НГМТ, представленная аргиллитами и мергелями, а также карбонатные вендская и девонская толщи, представленные известняками, формировались в условиях морского бассейна (Павёлкина и др., 2024), что способствовало накоплению в породах аквагенного ОВ с повышенным содержанием органического углерода, достигающим 4–5% (Конторович, Фомин, 2014). Современная зрелость пород высокая. В результате эволюции НГМТ в значительной степени реализовали свой потенциал. В пермской части разреза в качестве нефтегазоматеринских выделяются терригенные отложения тустахской, нижнекожевниковской и верхнекожевниковской



Условные обозначения:

— Береговая линия

□ Область исследования

□ Области устойчивого прогибания

Границы и зрелость «эффективных» очагов генерации НГМТ

Границы крупных тектонических элементов

Названия крупных тектонических элементов

Отражательная способность витринита в масле (R₀, %)

□ ≤ 0.5 незрелая порода

0.55-0.75

0.75-1.0

нефтегенерация

1.0-1.3

1.3-2.0

газогенерация

2.0-3.0

3.0-4.0

4.0-5.0

истощенная порода

Рис. 8. Карты расположения «эффективных» очагов генерации НГМТ: А) тустахской; Б) нижнекожевниковской; В) верхнекожевниковской; Г) верхнеурской

свит с высоким, достигающим 7%, содержанием органического углерода (Конторович, Фомин, 2014; Бакай и др., 2016). ОВ сапропелевого и смешанного состава достаточно зрелое для генерации как жидких, так и газообразных УВ. Верхнеурская НГМТ формировалась в прибрежно-морских и относительно глубоководных условиях (Павёлкина и др., 2024). Она сложена аргиллитами, содержащими в среднем около 4% органического углерода (Конторович, Фомин, 2014; Каширцев и др.,

2018). Высокая современная зрелость НГМТ в акватории моря Лаптевых обеспечивает протекание активных процессов генерации и эмиграции УВ.

Нижнетриасовые отложения чекановской свиты Енисей-Хатангского прогиба, по данным А.В. Ступаковой с соавторами, также могут рассматриваться в качестве нефтегазоматеринских. Порода на стадии катагенеза МК₁ характеризуются смешанным типом керогена и содержат до 6% C_{орг}, НI – 350 мг УВ/г C_{орг} (Ступакова и др.,

2017). Однако, данные А.П. Афанасенкова с соавторами, изучившими представительную выборку из 60 образцов пород триаса мыса Цветкова, показали, что среднее содержание в них $C_{орг}$ не превышает 1%. Они характеризуются крайне низкими пиролитическими показателями (S_2). По результатам изучения триасовых отложений северо-восточного замыкания Енисей-Хатангского прогиба, Анабаро-Хатангской седловины, Таймыра (мыс Цветкова), А.П. Афанасенковым с соавторами установлено, что триасовые отложения не представляют интереса в качестве нефтегазопроизводящих (Афанасенков и др., 2018). В ходе исследований ВНИГРИ, триасовые отложения, изученные в районе дельты реки Лены, характеризуются неудовлетворительными геохимическими характеристиками: содержание органического углерода в них в среднем не превышает 0,5% (Арчegov, 1982). На основании проведенных исследований И.Д. Полякова с соавторами отмечает, что триасовые отложения Енисей-Хатангского прогиба характеризуются улучшенными геохимическими показателями (в среднем содержат около 1% $C_{орг}$), по сравнению с одновозрастными породами Лено-Анабарского района, содержание органического углерода которых не превышает 0,5–0,8 % (Полякова и др., 1982). Существующие противоречия в оценке геохимических характеристик триасовых отложений требуют дальнейшего изучения их свойств. В связи с изложенным, в настоящей работе породы не рассматривались в качестве потенциальных НГМТ.

Таким образом, рассмотренные в настоящем исследовании НГМТ, с позиции условий формирования и созревания, характеризуются хорошим генерационным потенциалом.

Ряд исследователей связывают значительные перспективы поисков УВ на северном обрамлении Сибирской платформы с отложениями рифея, венда (Конторович и др., 2013; Конторович, Фомин, 2014; Фролов и др., 2017; Дмитриевский и др., 2017; Соболев и др., 2019; Конторович и др., 2019; Лежнин и др., 2021; Конторович и др., 2023), девона (Кирюхина, 2014; Савченко, 2014; Полякова и др., 2017; Конторович и др., 2019; Конторович и др., 2023, Ковалева, 2019).

Однако, следует принимать во внимание, что в пределах зоны сочленения Сибирской платформы и тектонических структур южной части моря Лаптевых в палеозое-мезозое происходили крупные тектонические события, приводившие к значительным структурным трансформациям, включая: глубокий разрыв между рифейским и вендским комплексами, приведший к катагенетическому несогласию, ниже которого залежи УВ, сингенетичные этим отложениям, не могли сохраниться (Баженова, 2008); ордовикско-каменноугольный перерыв в осадконакоплении, обусловивший разрыв части палеозойских пород на северном обрамлении Сибирской платформы (Полякова, Борукаев, 2017); пермско-триасовый трапповый магматизм (Кринин, Порозов, 2019); каменноугольно-триасовый орогенез на Таймыре (Афанасенков и др., 2016); формирование Верхоянской складчатой области в конце юры – начале мела (Doré et al., 2016; Прокопьев и др., 2013; Павловская и др., 2022). В конце мезозоя в континентальной части зоны сочленения тектоническая активность, а также погружение в ОПБ завершились. В южной части моря Лаптевых в условиях повышенной тектонической

активности: сдвиговых дислокаций (Лавренова и др., 2024; Doré et al., 2016; Прокопьев и др., 2013; Павловская и др., 2022, Парфенов и др., 2003) или, по другой модели, – рифтогенеза (Драчев, 2002; Андиева, 2008), погружение и складкообразование продолжились.

Результаты проведенного в рамках настоящей работы моделирования показали, что верхнерифейская, вендская и девонская НГМТ на большей части области их распространения преодолели критический момент и в значительной степени реализовали свой потенциал до завершения крупных тектонических событий. Этот реализованный и аккумулированный в залежах потенциал, скорее всего, не сохранился. На разрушение залежей указывают многочисленные поверхностные газопроявления, а также битумы в отложениях венда, кембрия и перми (скв. Хастахская, Чарчикская, Тюмятинская, Оленекское месторождение) (Конторович, Фомин, 2014; Каширцев, 2010).

Несмотря на установленное по результатам моделирования отсутствие существенных перспектив поиска УВ в девонских отложениях в пределах изученной площади, не исключено развитие более благоприятных условий для формирования углеводородного потенциала и сохранности скоплений УВ на территории непосредственно Анабаро-Хатангской седловины, находящейся за пределами области моделирования.

Небольшие по размерам «эффективные» очаги верхнерифейской и вендской НГМТ, где процессы генерации и эмиграции УВ интенсивно протекали после завершения тектонической активности в континентальной части зоны сочленения, не могут обеспечить формирование крупных скоплений УВ. При наличии флюидоупоров, небольшие сложно-построенные месторождения можно ожидать в непосредственной близости от этих очагов – в бортовых частях Северо-Сибирского ОПБ. Однако, этот вопрос не может быть решен по результатам региональных исследований и требует дальнейшего изучения.

Пермские отложения рассматриваются в качестве перспективных на территории Анабаро-Хатангской седловины (Горшков, 2012; Прокопцева, 2014; Савченко, 2014; Дмитриевский и др., 2017; Конторович и др., 2023; Khudoley et al., 2022), где их продуктивность подтверждена открытыми месторождениями (Центрально-Ольгинское, Ильинское и Южно-Тигянское) и многочисленными нефтегазопроявлениями. Негативное влияние на реализацию ими генерационного потенциала могли оказать тектонические события, связанные с пермско-триасовым магматизмом, а также Верхоянский орогенез. Тем не менее, как показали результаты выполненного в рамках настоящего исследования моделирования, «эффективные» очаги пермских НГМТ, расположенные в акватории моря Лаптевых и принадлежащие Лаптевскому и Хатангскому ОПБ, характеризуются значительными размерами, их суммарный эмиграционный потенциал составляет около 62 млрд т УТ.

Ряд исследователей (Конторович и др., 2013; Прокопцева, 2014; Полякова и др., 2017; Фролов и др., 2017; Дмитриевский и др., 2017; Соболев и др., 2019; Конторович и др., 2019; Лежнин и др., 2021; Конторович и др., 2023; Khudoley et al., 2022) рассматривают пермские отложения в качестве перспективных на территории Лено-Анабарского прогиба. Однако, учитывая незначительную

(около 600 м, по данным бурения скважин Хастахская и Чарчыкская (Конторович, Фомин, 2014)) мощность пород и континентальные условия их формирования (Павёлкина и др., 2024), перспективы пермской части разреза центральной и южной частей Лено-Анабарского прогиба представляются маловероятными.

Перспективность юрско-мелового комплекса акватории моря Лаптевых предполагается в работах (Полякова и др., 2016; Полякова, Борукаев, 2017; Ульмасвай и др., 2017; Дмитриевский и др., 2017; Фролов и др., 2017; Скворцов и др., 2020). При этом, ресурсные оценки верхнепалеозойско-кайнозойского комплекса моря Лаптевых, выполненные специалистами ВНИГНИ и ВНИИОкеангеология (Грушевская, 2020), указывают на целесообразность проведения дальнейших нефтегазопроисловых работ в акватории. Выполненное в рамках настоящего исследования моделирование указывает на высокую вероятность существования юрского очага генерации, расположенного в южной части акватории. Жидкие УВ зафиксированы в отложениях нижней-верхней юры и мела в скважинах Чайдахская, Южно-Тигянская и Нордвикская на побережье моря Лаптевых (Васильева, 2015). Однако, учитывая, что скважины отделены от юрского очага генерации Верхоянской складчатой областью, указанные нефтепроявления не принадлежат юрской углеводородной системе моря Лаптевых. Верхнеюрская НГМТ преодолела критический момент в конце мела, т.е. после завершения крупных тектонических событий в регионе (табл. 1), что благоприятно для реализации ее потенциала. Процессы генерации и эмиграции УВ протекали на фоне последовательного погружения осадочного бассейна, что способствовало оттоку УВ из очага и формированию скоплений в Лено-Таймырской зоне пограничных поднятий, где ловушки антиклинального типа образовались в период Верхоянского орогенеза.

Выводы

В результате проведенных исследований изучены процессы генерации и эмиграции УВ верхнерифейской, вендской, девонской, пермской и верхнеюрской НГМТ зоны сочленения Сибирской платформы и тектонических структур южной части моря Лаптевых. Показано, что все изученные НГМТ, за исключением верхнеюрской, на большей части области распространения преодолели критический момент до завершения крупных тектонических событий в регионе, что негативно отразилось на формировании углеводородного потенциала зоны сочленения. Для количественной оценки вклада каждой материнской толщи выделены и изучены «эффективные» очаги генерации – области распространения НГМТ, в пределах которых критический момент преодолен после завершения тектонической активности.

Установлено, что верхнерифейская, вендская и девонская НГМТ не могут обеспечить формирование крупных скоплений УВ в континентальной части зоны сочленения. Небольшие месторождения в отложениях венда можно ожидать в бортовых частях Северо-Сибирского ОПБ, расположенного в пределах Лено-Анабарского прогиба, но в целом перспективы северо-восточной окраины Сибирской платформы оцениваются невысоко.

Пермские отложения могут представлять интерес для поисков УВ в Анабаро-Хатангской седловине и южной части моря Лаптевых. Однако в пределах акватории эта часть разреза крайне слабо изучена, что не позволяет в настоящее время провести надежную оценку ее углеводородного потенциала. Тем не менее, на основании полученных результатов представляется целесообразным проведение ГРП, направленных на уточнение геологического строения пермского перспективного комплекса в пределах южной части акватории.

Для верхнеюрской НГМТ, очаг генерации которой прогнозируется в акваториальной части зоны сочленения, ожидается благоприятное соотношение времени генерации, миграции УВ и формирования ловушек. По сравнению с остальными изученными материнскими толщами, она развивалась в наиболее благоприятных условиях для реализации генерационного потенциала.

Таким образом, в зоне сочленения Сибирской платформы и тектонических структур южной части моря Лаптевых основные перспективы нефтегазоносности связаны с ее акваториальной частью и Анабаро-Хатангской седловиной, где целесообразно сосредоточить дальнейшие нефтегазопроисловые исследования.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации №АААА-А20-120092590017-4.

Авторы благодарны рецензентам за проявленный интерес к статье и ценные замечания.

Литература

Опубликованная:

- Андиева Т.А. (2008). Тектоническая позиция и основные структуры моря Лаптевых. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 3, с. 1–28.
- Афанасенков А.П., Никишин А.М., Унгер А.В., Бордунов С.И., Луговая О.В., Чикишев А.А., Яковишина Е.В. (2016). Этапы геологической истории Таймырского орогена и сопряженного Енисей-Хатангского бассейна. *Тектоника, геодинамика и рудоогенез складчатых поясов и платформ. Материалы XLVIII Тектонического совещания*. М.: ГЕОС, 1, с. 34–38.
- Афанасенков А.П., Петров А.Л., Грайзер Э.М. (2018). Геохимическая характеристика и нефтегазогенерационный потенциал мезозойских отложений Гыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей. *Геология нефти и газа*, 6, с. 109–127. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-109-127
- Баженова Т.К. (2008). Проблема нефтегазоносности базальных горизонтов бассейнов древних платформ в аспекте их катагенетической эволюции. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 3(3), с. 1–21.
- Бакай Е.А., Смирнова М.Е., Коробова Н.И., Надежкин Д.В. (2016). Литолого-геохимическая характеристика Пермского нефтегазоносного комплекса Лено-Анабарского прогиба (на примере скважины Усть-Оленекская-2370). *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, 1, с. 71–81. <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2016-1-71-81>
- Варламов А.И., Афанасенков А.П. (2017). Ресурсный потенциал и перспективы освоения Арктической зоны Российской Федерации. *Государственный аудит. Право. Экономика*, 1, с. 79–87.
- Васильев Д.А., Прокопьев А.В., Худолей А.К., Ершова В.Б., Казакова Г.Г., Ветров Е.В. (2019). Термохронология северной части Верхоянского складчато-надвигового пояса по данным трекового датирования апатита. *Природные ресурсы Арктики и Субарктики*, 24(4), с. 49–66. <https://doi.org/10.31242/2618-9712-2019-24-4-4>
- Грушевская О.В. (2017). Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности недр акватории моря Лаптевых и северной части Сибирской платформы. Автореферат дис. кан. геол.-минерал. наук. Москва, 27 с.

- Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Шабалин Н.А. (2017). Углеводородный потенциал севера Сибирской платформы. *Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина*, 286(1), с. 16–33.
- Драчев С.С. (2002). О тектонике фундамента шельфа моря Лаптевых. *Геотектоника*, 6, с. 60–76.
- Дучков А.Д., Аюнов Д.Е., Ян П.А., Сивцев А.И., Соколова Л.С. (2023). Теплопроводность пород и оценки теплового потока в Лено-Анабарском междуречье (Сибирская платформа). *Геология и геофизика*, 64(6), с. 858–869. doi: 10.15372/GiG2022143
- Заварзина Г.А., Шкарубо С.И. (2012). Тектоника западной части шельфа Моря Лаптевых. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 7(3), с. 1–18.
- Каширцев В.А., Конторович А.Э., Иванов В.Л., Сафронов А.Ф. (2010). Месторождения природных битумов на северо-востоке Сибирской платформы (Российский сектор Арктики). *Геология и геофизика*, 51(1), с. 93–105.
- Каширцев В.А., Никитенко Б.Л., Пешевницкая Е.Б., Фурсенко Е.А. (2018). Биогеохимия и микрофоссилии верхней юры и нижнего мела Анабарского залива моря Лаптевых. *Геология и геофизика*, 59(4), с. 481–501. DOI: 10.15372/GiG20180405
- Конторович В.А., Конторович А.Э., Губин И.А., Зотеев А.М., Лапковский В.В., Малышев Н.А., Соловьев М.В., Фрадкин Г.С. (2013). Структурно-тектоническая характеристика и модель геологического строения неопротерозойско-фанерозойских отложений Анабаро-Ленской зоны. *Геология и геофизика*, 54(8), с. 1253–1274.
- Конторович В.А., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Соловьев М.В. (2019). Сейсмогеологические модели и нефтегазоносность осадочных комплексов в арктических регионах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (Анабаро-Хатангская, Лено-Анабарская нефтегазоносные области). *Геология нефти и газа*, 5, с. 15–26. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-5-15-26
- Конторович В.А., Конторович А.Э., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Лапковский В.В., Лунев Б.В., Моисеев С.А., Соловьев М.В. (2021). Сейсмогеологическая и структурно-тектоническая характеристика континентальной окраины сибирской платформы (Хатангско-Ленское междуречье). *Геология и геофизика*, 62(8), с. 1153–1171. DOI: 10.15372/GiG2021122
- Конторович В.А., Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Костырева Е.А., Мельник Д.С., Моисеев С.А., Парфенова Т.М., Сафронов П.И., Соловьев М.В., Фомин А.Н., Фурсенко Е.А. (2023). Геологическое строение, нефтегазоносность, ресурсы углеводородов и направления геолого-разведочных работ на северо-восточной континентальной окраине Сибирской платформы (Анабаро-Хатангская и Лено-Анабарская НГО). *Геология и геофизика*, 65(6), с. 823–849. DOI: 10.15372/GiG2023184
- Косью М.К., Соболев Н.Н., Кораго Е.А., Проскурнин В.Ф., Столбов Н.М. (2013). Геология Новосибирских островов – основа интерпретации геофизических данных по Восточно-Арктическому шельфу России. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 8(2), с. 1–36. https://doi.org/10.17353/2070-5379/17_2013
- Кринин В.А., Порозов И.И. (2019). Влияние позднепермско-ранне-триасового магматизма на нефтегазовый потенциал осадочных бассейнов Сибирской платформы на примере Анабаро-Хатангской седловины. *Геология нефти и газа*, 2, с. 25–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-2-25-38
- Лавренова Е.А., Керимов В.Ю., Горбунов А.А. (2024). Геодинамическое районирование и структурно-формационные комплексы осадочного чехла Восточно-Арктических морей России. *Горный журнал*, 10, с. 31–40. DOI: 10.17580/gzh.2024.10.04
- Лежнин Д.С., Афанасенков А.П., Соболев П.Н., Найденов Л.Ф. (2021). Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности рифей-палеозойских отложений Хатангско-Ленского междуречья. *Геология нефти и газа*, 4, с. 7–28. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-7-28
- Мазитов М.Р., Качкин А.А., Скачек К.Г., Ларичев А.И., Бостриков О.И., Хабаров А.Н., Семенова З.А. (2017). Геолого-геохимические критерии нефтегазоносности Анабаро-Хатангской седловины. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 12(4), с. 1–22. https://doi.org/10.17353/2070-5379/43_2017
- Павёлкина Д.А., Высоколян А.М., Лавренова Е.А., Шатыров А.К. (2024). Осадочные бассейны юго-восточной части моря Лаптевых и сопредельной территории Сибирской платформы. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*, 66(2), с. 35–48. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2024-66-2-35-48>
- Павловская Е.А., Худолей А.К., Рух Й.Б., Москаленко А.Н., Гийон М., Малышев С.В. (2022). Тектоническая эволюция северной части Верхоянского складчато-надвигового пояса по данным анализа палеонапряжений и U-Pb датировок кальцита. *Тектоника и геодинамика Земли: коры и мантии: фундаментальные проблемы-2022. Материалы XIII Тектонического совещания*. М.: ГЕОС, 2, с. 71–75.
- Парфенов Л.М., Берзин Н.А., Ханчук А.И., Бадарч Г., Беличенко В.Г., Булгатов А.Н., Дриль С.И., Кириллова Г.Л., Кузьмин М.И., Ноклеберг У., Прокопьев А.В., Тимофеев В.Ф., Томуртоого О., Янь Х. (2003). Модель формирования орогенных поясов Центральной и Северо-Восточной Азии. Тихоокеанская геология. *Тектоника и геодинамика*, 22(6), с. 7–41.
- Парфенов, Л.М., Кузьмин, М.И. (2001). Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия). М.: МАИК «Наука/Интерпериодика», 571 с.
- Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч., Сидоренко С.А. (2016). Углеводородный потенциал рифейско-нижнемеловых комплексов Лаптевоморского региона. *Арктика: экология и экономика*, 1(21), с. 56–65.
- Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч. (2017). Структура и нефтегазовый потенциал Лаптевоморского региона. *Литология и полезные ископаемые*, 4, с. 322–339. <https://doi.org/10.7868/S0024497X17040036>
- Полякова И.Д., Колганова М.М., Соболева Е.И., Степаненко Г.Ф. (1982). Геохимические критерии нефтегазоносности Севера Сибирской платформы. М.: Наука, с. 119–131
- Прокопьев А.В., Ершова В.Б., Миллер Э.Л., Худолей А.К. (2013). Раннекаменноугольная палеогеография северной части Верхоянской пассивной окраины по данным U-Pb датирования обломочных цирконов: роль продуктов размыва Центрально-Азиатского и Таймыро-Североземельского складчатых поясов. *Геология и геофизика*, 54(10), с. 1530–1542.
- Сафронов А.Ф., Сивцев А.И. (2018). История формирования Оленекского месторождения природных битумов. *Геология нефти и газа*, 1, с. 115–120.
- Скворцов М.Б., Дзюбло А.Д., Грушевская О.В., Кравченко М.Н., Уварова И.В. (2020). Качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности шельфа моря Лаптевых. *Геология нефти и газа*, 1, с. 5–19. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-5-19
- Соболев П.Н., Лежнин Д.С., Панарин И.А., Гаврилова Е.Н., Пименова А.М. (2019). Геохимические критерии нефтегазоносности рифей-палеозойских отложений Лено-Анабарского регионального прогиба и сопредельных территорий. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 8, с. 62–74. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-8(332)-62-74
- Ступакова А.В., Суслова А.А., Большакова М.А., Сауткин Р.С., Санникова И.А. (2017). Бассейновый анализ для поиска крупных и уникальных месторождений в Арктике. *Георесурсы*. Спецвыпуск, с. 19–35. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.4>
- Ульмасвай Ф.С., Еремин Н.А., Шабалин Н.А., Сидоренко С.А. (2017). Нефтегазовый потенциал Анабаро-Ленского прогиба. *Neftegaz. RU*, 1, с. 48–54.
- Фомин А.М., Моисеев С.А., Фомин А.М. (2015). Очаги возможной генерации природных битумов Оленекского месторождения. *Интерэкспо Гео-Сибирь, XI Международный научный конгресс «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология»*, 1, с. 192–196.
- Фролов С.В., Коробова Н.И., Бакай Е.А., Курдина Н.С. (2017). Углеводородные системы и перспективы нефтегазоносности Анабаро-Ленского прогиба. *Георесурсы*, 2, с. 173–185. <http://doi.org/10.18599/grs.19.18>
- Холодов В.Н. (2010). Осадочные бассейны, закономерности их формирования и принципы классификации. Сообщение 2. Осадочные породные бассейны. *Литология и полезные ископаемые*, 3, с. 268–308.
- Черных А.В. (2018). Структура геотермического поля Анабаро-Хатангского бассейна. *Интерэкспо ГЕО-Сибирь: XIV Международный научный конгресс «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология»*. СГУиТ, Новосибирск, 1, с. 40–46. DOI: 10.18303/2618-981X-2018-1-40-46
- Doré A.G., Lundin E.R., Gibbons A., Sømme T.O., Tørudbakken B.O. (2016). Transform margins of the Arctic: a synthesis and re-evaluation. *Geological Society, London, Special Publications*, 431, pp. 63–94. <https://doi.org/10.1144/SP431.8>
- Khudoley A.K., Frolov S.V., Akhmanov G.G., Bakay E.A., Drachev S.S., Egorov A.Yu., Ershova V.B., Korobova N.I., Shevchuk N.S., Rogov M.A. (2022). Anabar–Lena Composite Tectono-Sedimentary Element, northern East Siberia. *Geological Society London Memoirs*, 57(1). DOI: 10.1144/M57-2021-29

Фондовая:

Арчевов В.Б. (1982). Комплексный анализ критериев нефтегазоносности с целью выделения основных направлений и объектов нефтегазопроисковых работ в Лено-Анабарском прогибе. Ленинград: ВНИГРИ. Отчет. В 2 томах. 509 л., 29 рис., 23 табл., 44 граф. прил.

Васильева Е.А. (2015). Уточнение модели строения осадочных бассейнов Лаптевоморского шельфа и зоны их сочленения со структурами Сибирской платформы. Мурманск: ОАО «СМНГ». Отчет по Гос. контракту №05/04/70-36 от 22.07.2013 г. В 4 книгах. 470 л., 160 рис., 23 табл., 39 граф. прил.

Горшков А.С. (2012). Геофизические работы на Анабаро-Хатангской седловине с целью подготовки участков лицензирования. Геленджик: ГНЦ ФГУП «Южморгеология». Отчет по Гос. контракту № 51 от 19.10.2009. В 5 книгах. 1021 л., 226 рис., 71 табл., 36 граф. прил.

Керимов В.Ю. (2023). Изучение структуры и эволюции углеводородных систем Восточно-Арктических морей России с целью создания фундаментального базиса прогноза и оценки ресурсов углеводородов в фундаменте и осадочном комплексе на основе использования современных геолого-геохимических методов и технологий численного бассейнового моделирования. Москва: МГРИ. Отчет о научно-исследовательской работе. Промежуточный, этап 1. 279 с., 87 рис., 23 табл.

Кириухина Т.А. (2014). Историко-генетический анализ эволюции осадочного бассейна на основе 2D-3D моделирования УВ-систем мезозойских, палеозойских и протерозойских отложений Анабаро-Хатангской седловины. Москва: ГНЦ ФГУП «Южморгеология». Отчет по договору от 20 апреля 2012 г. № 20/04/2012. 403 л., 119 рис., 41 табл., 37 граф. прил.

Ковалева Н.П. (2019). Отчет по бурению поисково-оценочной скважины Центрально-Ольгинская № 1 ПО на Хатангском участке недр. Красноярск: ООО «РН-Шельф-Арктика», ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть». Договор № 2100018/0534Д/6210018/0522Д от 29.01.2019 г.

Которович А.Э., Фомин А.М. (2014). Разработка элементов вероятностных моделей нефтегазовых генерационно-аккумуляционных систем района исследований на основе геолого-геохимических и геофизических данных. Новосибирск: ИИИ СО РАН. Отчет по договору № 412-05 в рамках Гос. контракта № 40/01/70-108 от 30 марта 2012 г. В 4 книгах. 539 л., 147 рис., 61 табл., 682 текст. прил., 53 граф. прил.

Прокопцева С.В. (2014). Комплексные геолого-геофизические работы в области сочленения Лено-Тунгусской НГП и Лаптевской ПНГО. Геленджик: ГНЦ ФГУП «Южморгеология». Отчет по Гос. контракту № 40/01/70-108 от 30.03.12 г. В 7 книгах. 1031 л., 377 рис., 96 табл., 98 граф. прил.

Савченко В.И. (2014). Комплексные геофизические работы на Анабаро-Хатангской седловине с целью уточнения геологического строения и перспектив нефтегазоносности. Геленджик: ГНЦ ФГУП «Южморгеология». Отчет по Гос. контракту №32 от 12.03.2012 г. В 7 книгах. 1364 л., 491 рис., 109 табл., 109 граф. прил.

Сведения об авторах

Диана Андреевна Павёлкина – аспирант кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе

Россия, 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23
e-mail: dianapavyolkina@yandex.ru

Елена Александровна Лавренова – кандидат геол.-минерал. наук, доцент кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе

Россия, 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23
e-mail: lavrenovaelena@mail.ru

Анастасия Михайловна Высоколян – выпускник кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе

Россия, 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23
e-mail: visokolyan09@mail.ru

Статья поступила в редакцию 29.10.2024;

Принята к публикации 20.03.2025; Опубликована 20.09.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Results of studying the zones of oil and gas generation of the junction zone between tectonic structures of the southern part of the Laptev Sea and the Siberian Platform

D.A. Pavelkina, E.A. Lavrenova, A.M. Vysokolyan*

Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russian Federation

**Corresponding author: Diana A. Pavelkina, e-mail: dianapavyolkina@yandex.ru*

Abstract. In order to evaluate the oil and gas potential of the junction zone between tectonic structures of the southern part of the Laptev Sea and the Siberian Platform, the pods of active Upper Riphean, Vendian, Permian, Devonian and Upper Jurassic source rocks were identified and studied using numerical modeling methods. The impact of major tectonic shifts that occurred in the region during the second half of the Paleozoic and Mesozoic eras on the evolution of the source rocks was assessed. It was found that, except for the Upper Jurassic, all of the studied source rocks had passed the critical moment before the completion of major tectonic events in the region, which negatively impacted the formation

of the hydrocarbon potential of the study area. As a result, low prospects are anticipated in the continental part of the junction zone, where small deposits are expected in the Vendian strata of the Lena-Anabar trough, given the presence of seals. A significant hydrocarbon potential, warranting further oil and gas exploration studies, is forecasted in the southern part of the Laptev Sea and the adjacent coast within the Anabaro-Khatanga saddle. The primary exploration opportunities in this region are linked to Permian and Mesozoic deposits.

Keywords: Leno-Anabar trough, Anabar-Khatanga saddle, Laptev plate, source rocks, critical moment, numerical modeling, evaluate the oil and gas potential

Acknowledgements

The work was carried out within the framework of the state assignment of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation No. AAAA-A20-120092590017-4.

The authors are grateful to the reviewers for their interest in the article and valuable comments.

Recommended citation: Pavelkina D.A., Lavrenova

E.A., Vysokolyan A.M. (2025). Results of studying the zones of oil and gas generation of the junction zone between tectonic structures of the southern part of the Laptev Sea and the Siberian Platform. *Georesursy = Georesources*, 27(3), pp. 151–167. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.24>

References

Published

- Andieva T.A. (2008). Tectonic position and major structures of the Laptev sea. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 3, pp. 1–28. (In Russ.)
- Afanasenkov A.P., Nikishin A.M., Unger A.V., Bordunov S.I., Lugovaya O.V., Chikishev A.A., Yakovishina E.V. (2016). Stages of the geological history of the Taimyr orogen and the associated Yenisei-Khatanga basin. *Tectonics, geodynamics, and oreogenesis of folded belts and platforms. Proc. XLVIII Tectonic Conference*. Moscow: GEOS, 1, pp. 34–38. (In Russ.)
- Afanasenkov A.P., Petrov A.L., Grayzer E.M. (2018). Geochemical description and oil&gas generation potential of Mesozoic formations within the Gydan and Yenisei-Khatanga oil and gas bearing regions. *Geologiya nefii i gaza*, 6, pp. 109–127. (In Russ.) DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-109-127
- Bazhenova T.K. (2008). The problem of oil and gas content of basal horizons of basins of ancient platforms in the aspect of their catagenetic evolution. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 3(3), pp. 1–21. (In Russ.)
- Bakay E.A., Smirnova M.E., Korobova N.I., Nadezhkin D.V. (2016). Permian petroleum system of Lena-Anabar trough - lithological-geochemical studies (at an example of well Ust'-olenek 2370). *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*, (1), pp. 71–81. (In Russ.) <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2016-1-71-81>
- Chernykh A.V. (2018). The structure of the geothermal field of the Anabaro-Khatanga basin. *Interexpo GEO-Siberia: The XIV International Scientific Congress "Subsoil Use. Mining. Directions and technologies of prospecting, exploration and development of mineral deposits. Economy. Geoecology"*. SGUGIT, Novosibirsk, 1, pp. 40–46. (In Russ.)
- Doré A.G., Lundin E.R., Gibbons A., Sømme T.O., Tørudbakken B.O. (2016). Transform margins of the Arctic: a synthesis and re-evaluation. *Geological Society, London, Special Publications*, 431, pp. 63–94. <https://doi.org/10.1144/SP431.8>
- Dmitrievskiy A.N., Eremin N.A., Shabalin N.A. (2017). The hydrocarbon potential of the north of the Siberian platform. *Trudy Rossiyskogo gosudarstvennogo universiteta nefii i gaza imeni I.M. Gubkina*, 286(1), pp. 16–33. (In Russ.)
- Drachev S.S. (2002). On the Basement Tectonics of the Laptev Sea Shelf. *Geotectonics*, 6, pp. 60–76. (In Russ.)
- Duchkov A.D., Ayunov D.E., Yan P.A., Sivtsev A.I., Sokolova L.S. (2023). Thermal Conductivity of Rocks and Estimates of Heat Flow in the Lena–Anabar Interfluvium (Siberian Platform). *Russ. Geol. Geophys.*, 64(6), pp. 713–723. <https://doi.org/10.2113/RGG20224518>
- Grushevskaya O.V. (2017). The geological structure and prospects of the oil and gas potential of the subsoil of the Laptev Sea and the northern part of the Siberian Platform. Abstract Cand. geol. and min. sci. diss. Moscow, 27 p. (In Russ.)
- Fomin M.A., Moiseev S.A., Fomin A.M. (2015). Foci of possible generation of natural bitumen from the Olenekskeye deposit. *Interexpo Geo-Siberia, XI International Scientific Congress "Subsoil Use. Mining. Directions and technologies of prospecting, exploration and development of mineral deposits. Geoecology"*, 1, pp. 192–196. (In Russ.)
- Frolov S.V., Korobova N.I., Bakay E.A., Kurdina N.S. (2017). Hydrocarbon systems and oil and gas potential prospects of the Anabar-Lena trough. *Georesursy = Georesources*, Special issue, pp. 173–185. (In Russ.) <http://doi.org/10.18599/grs.19.18>
- Kashirtsev V.A., Kontorovich A.E., Ivanov V.L., Safronov A.F. (2010). Natural bitumen fields in the northeast of the Siberian Platform (Russian Arctic sector). *Russian Geology and Geophysics*, 51(1), pp. 72–82. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.12.007>
- Kashirtsev V.A., Nikitenko B.L., Peshchevitskaya E.B., Fursenko E.A. (2018). Biogeochemistry and microfossils of the Upper Jurassic and Lower Cretaceous, Anabar Bay, Laptev Sea. *Russ. Geol. Geophys.*, 59(4), pp. 386–404. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2017.09.004>
- Kholodov V.N. (2010). Sedimentary Basins: Regularities in Their Formation and Classification Principles. Communication 2. Sedimentary Rock Basins. *Litologiya i poleznye iskopaemye*, 3, pp. 268–308. (In Russ.)
- Khudoley A.K., Frolov S.V., Akhmanov G.G., Bakay E.A., Drachev S.S., Egorov A.Yu., Ershova V.B., Korobova N.I., Shevchuk N.S., Rogov M.A. (2022). Anabar–Lena Composite Tectono-Sedimentary Element, northern East Siberia. *Geological Society London Memoirs*, 57(1). DOI: 10.1144/M57-2021-29
- Kontorovich V.A., Kontorovich A.E., Gubin I.A., Zoteev A.M., Lapkovsky V.V., Malyshev N.A., Solovyov M.V., Fradkin G.S. (2013). The neoproterozoic–phanerozoic section of the Anabar–Lena province: structural framework, geological model, and petroleum potential. *Russian Geology and Geophysics*, 54, pp. 980–996.
- Kontorovich V.A., Kalinin A.Yu., Solovov M.V. (2019). Seismogeological models and petroleum potential of sedimentary sequences in the Arctic regions of Lena-Tunguska petroleum province (Anabar-Khatanga, Lena-Anabar petroleum areas). *Geologiya nefii i gaza*, 5, pp. 15–26. (In Russ.) DOI: 10.31087/0016-7894-2019-5-15-26
- Kontorovich V.A., Kontorovich A.E., Kalinin A.Yu., Kalinina L.M., Lapkovskii V.V., Lunev B.L., Moiseev S.A., Solovov M.V. (2021). Seismogeologic, Structural, and Tectonic Characteristics of the Continental Margin of the Siberian Platform (Khatanga–Lena Interfluvium). *Russ. Geol. Geophys.*, 62 (08), pp. 947–963. <https://doi.org/10.2113/RGG20214352>
- Kontorovich V.A., Kontorovich A.E., Burshtejn L.M., Kalinin A.Yu., Kalinina L.M., Kostyreva E.A., Melnik D.S., Moiseev S.A., Parfenova T.M., Safronov P.I., Solovyov M.V., Fomin A.N., Fursenko E.A. (2023). Geology, oil and gas potential, hydrocarbon resources and directions of geological exploration in the northeastern continental margin of the Siberian Platform (Anabar-Khatanga and Lena-Anabar OGAS). *Russian Geology and Geophysics*, 65(6), pp. 714–736. DOI: 10.2113/RGG20234670
- Kosko M.K., Sobolev N.N., Korago E.A., Proskurnin V.F., Stolbov N.M. (2013). Geology of Novosibirskian Islands – a basis for interpretation of geophysical data on the Eastern Arctic shelf of Russia. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 8(2), pp. 1–36. (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-5379/17_2013
- Krinin V.A., Porozov I.I. (2019). Influence of Late Permian – Early Triassic magmatism on petroleum potential of sedimentary basins within the Siberian Platform: an example of the Anabar-Khatanga saddle. *Geologiya nefii i gaza*, 2, pp. 25–38. (In Russ.) DOI: 10.31087/0016-7894-2019-2-25-38
- Lavrenova E.A., Kerimov V.Yu., Gorbunov A.A. (2024). Geodynamic zoning and structural forms within sedimentary mantle of the Eastern Arctic Seas of Russia. *Gornyy zhurnal*, 10, pp. 31–40. (In Russ.) DOI: 10.17580/gzh.2024.10.04
- Lezhnin D.S., Afanasenkov A.P., Sobolev P.N., Naydenov L.F. (2021). Riphean-Palaeozoic series in the Khatanga-Lena interfluvium: geological structure and petroleum potential. *Geologiya nefii i gaza*, 4, pp. 7–28. (In Russ.) DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-7-28
- Mazitov M.R., Kachkin A.A., Skachek K.G., Larichev A.I., Bostrikov O.I., Khabarov A.N., Semenova Z.A. (2017). Geological-geochemical criteria of the Anabaro-Khatanga saddle petroleum. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 12(4), pp. 1–22. (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-5379/43_2017
- Pavelkina D.A., Vysokolyan A.M., Lavrenova E.A., Shatyrov A.K. (2024). Sedimentary basins in the southeastern part of the Laptev sea and the adjacent area of the Siberian platform. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*, 66(2), pp. 35–48. (In Russ.) <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2024-66-2-35-48>
- Pavlovskaya E.A., Khudoley A.K., Rukh J.B., Moskalenko A.N., Guyon M., Malyshev S.V. (2022). Tectonic evolution of the northern part of the Verkhoyansk fold-thrust belt according to the analysis of paleointensity and U-Pb dating of calcite. *Tectonics and geodynamics of the Earth's crust and mantle: fundamental problems-2022. Proceedings of the LIII Tectonic Meeting*. Moscow: GEOS, 2, pp. 71–75. (In Russ.)
- Parfenov L.M., Berzin N.A., Khanchuk A.I., Badarch G., Belichenko V.G., Bulgatov A.N., Drill S.I., Kirillova G.L., Kuzmin M.I., Nokleberg U., Prokopyev A.V., Timofeev V.F., Tomurtoo O., Yan H. (2003). Model of orogenic belt formation in Central and Northeast Asia. *Pacific geology*, 22(6), pp. 7–41. (In Russ.)
- Parfenov, L.M., Kuzmin, M.I. (2001). Tectonics, geodynamics and metallogeny of the Sakha Republic (Yakutia). Moscow: MAIK "Nauka/Interperiodica", 571 p. (In Russ.)

Polyakova I.D., Borukaev G.Ch., Sidorenko S.A. (2016). The hydrocarbon potential of the Riphean-Lower Cretaceous complexes of the Laptev Sea region. *The Arctic: Ecology and Economics*, 1(21), pp. 56–65. (In Russ.)

Polyakova I.D., Borukaev G.Ch. (2017). Structure and petroleum potential of the Laptev Sea region. *Lithol Miner Resour*, 52, pp. 278–294. <https://doi.org/10.1134/S0024490217040058>

Polyakova I.D., Kolganova M.M., Soboleva E.I., Stepanenko G.F. (1982). Geochemical criteria of oil and gas potential in the North of the Siberian Platform. Moscow: Nauka, pp. 119–131. (In Russ.)

Prokopiev A.V., Ershova V.B., Miller E.L., Khudoley A.K. (2013). Early carboniferous paleogeography of the northern Verkhoyansk passive margin as derived from U–Pb dating of detrital zircons: role of erosion products of the Central Asian and Taimyr–Severnaya Zemlya fold belts. *Russ. Geol. Geophys.*, 54(10), pp. 1195–1204. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.09.005>

Safronov A.F., Sivtsev A.I. (2018). History of the Olenek natural bitumen field formation. *Geologiya nefii i gaza*, 1, pp. 115–120. (In Russ.)

Skvortsov M.B., Dzyublo A.D., Grushevskaya O.V., Kravchenko M.N., Uvarova I.V. (2020). Laptev Sea shelf: qualitative and quantitative assessment of hydrocarbon potential. *Geologiya nefii i gaza*, 1, pp. 5–19. (In Russ.) DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-5-19

Sobolev P.N., Lezhnin D.S., Panarin I.A., Gavrilova E.N., Pimenova A.M. (2019). Geochemical criteria of petroleum potential of the riphean-paleozoic sediments of the lena-anabarsky regional trough and adjacent territories. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 8, pp. 62–74. (In Russ.) DOI: 10.30713/2413-5011-2019-8(332)-62-74

Stoupakova A.V., Suslova A.A., Bolshakova M.A., Sautkin R.S., Sannikova I.A. (2017). Basin analysis for the search of large and unique fields in the Arctic region. *Georesursy = Georesources*, Special issue, pp. 19–35. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.4>

Ulmasvai F.S., Eremin N.A., Shabalin N.A., Sidorenko S.A. (2017). The oil and gas potential of the Anabar-Lena trough. *Neftegaz.RU*, 1, pp. 48–54. (In Russ.)

Varlamov A.I., Afanasenkov A.P. (2017). Resource potential and prospects of the Arctic zone of the Russian Federation. *Gosudarstvennyy audit. Pravo. Ekonomika*, 1, pp. 79–87. (In Russ.)

Vasiliev D.A., Prokopiev A.V., Khudoley A.K., Ershova V.B., Kazakova G.G., Vetrov E.V. (2019). Thermochronology of the northern part of the Verkhoyansk Fold-and-Thrust Belt according to apatite fission-track age. *Arctic and Subarctic Natural Resources*, 24(4), pp. 49–66. (In Russ.) <https://doi.org/10.31242/2618-9712-2019-24-4-4>

Zavarzina G.A., Shkarubo S.I. (2012). Tectonics of the western part of the Laptev Sea shelf. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 7(3), pp. 1–18. (In Russ.)

Stock

Archegov V.B. (1982). A comprehensive analysis of the criteria of oil and gas potential in order to identify the main directions and objects of oil and gas exploration in the Lena-Anabar trough. Leningrad: VNIGRI. Report. (In Russ.)

Gorshkov A.S. (2012). Geophysical work on the Anabaro-Khatanga saddle in order to prepare licensing sites. Gelendzhik: SSC FGUGP Yuzhmorgeologiya. Report. (In Russ.)

Kerimov V.Yu. (2023). To study the structure and evolution of hydrocarbon systems in the Eastern Arctic seas of Russia in order to create a fundamental basis for forecasting and evaluating hydrocarbon resources in the basement and sedimentary complex based on the use of modern geological and geochemical methods and technologies of numerical basin modeling. Moscow: MGRI. A report. (In Russ.)

Kiryukhina T.A. (2014). Historical and genetic analysis of the sedimentary basin evolution based on 2D-3D modeling of the petroleum systems of Mesozoic, Paleozoic and Proterozoic sediments of the Anabaro-Khatanga saddle. Moscow: SSC FGUGP Yuzhmorgeologiya. Report. (In Russ.)

Kovaleva N.P. (2019). Report on drilling of the exploration and appraisal well Tsentralno-Olginskaya No. 1PO at the Khatanga subsoil area. Krasnoyarsk: LLC RN-Shelf-Arctic, LLC “RN-KrasnoyarskNIPIneft. Report. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Fomin A.M. (2014). Development of elements of probabilistic models of oil and gas generation and accumulation systems of the research area based on geological, geochemical and geophysical data. Novosibirsk: IPGG SB RAS. Report. (In Russ.)

Prokoptseva S.V. (2014). Complex geological and geophysical work in the field of the junction of the Leno-Tunguska NGP and Laptevskaya NGP. Gelendzhik: SSC FGUGP Yuzhmorgeologiya. Report. (In Russ.)

Savchenko V.I. (2014). Comprehensive geophysical work on the Anabaro-Khatanga saddle in order to clarify the geological structure and prospects of oil and gas potential. Gelendzhik: SSC FGUGP Yuzhmorgeologiya. The report. (In Russ.)

Vasilyeva E.A. (2015). Refinement of the model of the structure of the sedimentary basins of the Laptev Sea shelf and the area of their junction with the structures of the Siberian platform. Murmansk: JSC “SMNG”. Report. (In Russ.)

About the Authors

Diana A. Pavelkina – Postgraduate Student of the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting

23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russian Federation

e-mail: dianapavyolkina@yandex.ru

Elena A. Lavrenova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Lecturer at the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting

23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russian Federation

Anastasia M. Vysokolyan – Graduate of the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting

23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russian Federation

*Manuscript received 29 October 2024;
Accepted 20 March 2025; Published 20 September 2025*

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Геохимия фенантронов, дибензотиофенов и ароматических стероидов в битумоидах баженовской свиты юго-востока Западной Сибири (Томская область)

И.С. Сотнич*, Е.А. Костырева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН, Новосибирск, Россия

В работе представлены результаты изучения ароматических соединений (фенантронов, дибензотиофенов, ароматических стероидов) в битумоидах баженовской свиты Томской области (юго-восток Западной Сибири). Среди соединений фенантенового и дибензотиофенового рядов, помимо голаядерных и монометилзамещенных структур, идентифицированы их ди- и триметилзамещенные гомологи. Сравнительный анализ относительных концентраций основных групп ароматических соединений, рассчитанных двумя способами (с учетом и без учета ди- и триметилфенантронов и дибензотиофенов), показал их идентичность. Установлено, что основным фактором, контролирующим содержание и распределение ароматических соединений, является степень зрелости органического вещества. Наиболее информативные молекулярные показатели зрелости для органического вещества баженовской свиты низких и средних градаций катагенеза ($ПК_3$ -МК₁²) – отношения 4-МДБТ/1-МДБТ, ТАСИ, ТАС/МАС, а также ТМТГФ/1,7,8-ТМФ.

Ключевые слова: органическое вещество, битумоиды, ароматические соединения, катагенез, нефтематеринские породы, баженовская свита, верхняя юра, Западная Сибирь

Для цитирования: Сотнич И.С., Костырева Е.А. (2025). Геохимия фенантронов, дибензотиофенов и ароматических стероидов в битумоидах баженовской свиты юго-востока Западной Сибири (Томская область). *Георесурсы*, 27(3), с. 168–178. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.19>

Введение

В последнее время в практике современных геохимических исследований органического вещества всё большее внимание уделяется изучению состава ароматических фракций битумоидов и нефтей (Каширцев и др., 2018; Бурдельная, Бушнев, 2021; Долженко, Фомин, 2022; и др.). Среди ароматических соединений для характеристики рассеянного органического вещества наибольший интерес представляют трициклические ароматические соединения фенантенового ряда, сероароматические соединения дибензотиофенового ряда и ароматические стероиды, которые хоть и не являются «биомаркерами» в общепринятом смысле слова, однако несут в себе важнейшую информацию об условиях формирования и преобразования органического вещества в геологическом прошлом (Radke et al., 1986; Cassani et al., 1988; Hughes et al., 1995; Szczerba, Rospondek, 2010; Колесников и др., 1991; Чахмахчев, Чахмахчев, 1995; Конторович и др., 2004; Гончаров и др., 2013; и др.).

Настоящая работа посвящена исследованию состава и строения ароматических и сероорганических соединений в органическом веществе баженовской свиты Томской области и является продолжением серии работ, посвященных изучению ароматической фракции битумоидов из открытого и закрытого порового пространства пород баженовской свиты на современном аналитическом уровне (Эдер и др., 2019; Сотнич, Костырева, 2021; Сотнич, Костырева, 2024).

В качестве объекта исследования выбрана баженовская свита из разрезов скважин Пельгинская-2, Среднеюлжавская-10, Арчинская-47, Южно-Майская-413, Западно-Квензерская-4 (рис. 1).

В тектоническом отношении скважины Арчинская, Южно-Майская и Западно-Квензерская расположены на территории Колтогорско-Нюрольского жлоба (отрицательной надпорядковой структуры), а Пельгинская и Среднеюлжавская скважины – на территории Чузиско-Чижайской мезоседловины и Северо-Межовской мегамоноклинали – промежуточных тектонических структурах с юго-восточной стороны Колтогорско-Нюрольского жлоба (Конторович и др., 2001). Баженовская свита на этой территории накапливалась в обстановках мелкого (100–200 м) моря (Конторович и др., 2013) и представлена преимущественно глинистыми и кремнистыми породами – микститами кремнисто-глинистыми, кероген-глинисто-кремнистыми (близкими к силицитам)

* Ответственный автор: Инга Сергеевна Сотнич
e-mail: sotnichis@ipgg.sbras.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

и кероген-кремнисто-глинистыми (Эдер и др., 2022). Органическое вещество по пиролитическим и углепетрографическим данным характеризуется как незрелое/слабозрелое (градация катагенеза PK_3 - MK_1^1) в баженовской свите Арчинской, Южно-Майской, Пельгинской, Среднеюлжавской площадей и зрелое (градация MK_1^2) на Западно-Квензерской площади (Сотнич, Костырева, 2024, Фомин, 2011, Конторович и др., 2018).

Материалы и методы

Исследования осуществлялись по методике Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (ИНГГ СО РАН) (Конторович и др., 2018), согласно которой путем последовательной экстракции из породы при комнатной температуре хлороформом извлекаются сначала битумоиды открытых пор («свободная микронепть»), затем битумоиды, находящиеся в закрытом поровом пространстве пород (автохтонные битумоиды) (Конторович и др., 2018; Сотнич, Костырева, 2021; Сотнич и др., 2023). Коллекция включала 340 проб битумоидов, в том числе 67 проб из баженовской свиты Арчинской, 65 проб – Западно-Квензерской, 53 пробы – Пельгинской, 58 проб – Среднеюлжавской, 97 проб – Южно-Майской площадей.

Выделение ароматической (нафтенно-ароматической) фракции битумоидов проводилось стандартным способом – методом элюентной (адсорбционно-жидкостной) хроматографии).

Хромато-масс-спектрометрические исследования ароматической фракции битумоидов проводились на газовом хроматографе Agilent Technologies 6890 с высокоэффективным масс-селективным детектором MSD 5973N и компьютерной системой (ChemStation) регистрации и обработки информации HPG 1034. В результате проведенных исследований были получены хроматограммы по общему ионному току (TIC), а также хромато-масс-фрагментограммы по фрагментным

и молекулярно-массовым ионам m/z 178+192+206+220 (фенантроны), m/z 184+198+212+226 (дибензотиофены), m/z 253+231 (моно- и триароматические стероиды), а также m/z 219 (ретен) и m/z 223 (1,1,7,8-тетраметил-1,2,3,4-тетрагидрофенантрен). Идентификация соединений осуществлялась по времени удерживания и анализу полученных масс-фрагментограмм и масс-спектров изучаемых компонентов путем их сравнения с уже имеющимися спектрами из библиотеки Национального Института Стандартов NIST-05, а также с опубликованными данными.

Результаты

Распределение основных групп ароматических соединений

Содержание основных групп ароматических соединений (Σ фенантронов, Σ дибензотиофенов, Σ ароматических стероидов) рассчитаны двумя способами: 1) согласно методике (Конторович и др., 2004) за 100% принята сумма голаядерного фенантрена, голаядерного дибензотиофена, их метилзамещенных гомологов, моноароматических стероидов состава C_{27} - C_{30} , триароматических стероидов состава C_{20} - C_{21} и C_{26} - C_{28} ; 2) за 100% принята сумма всех идентифицированных соединений, включая ди- и триметилфенантроны, ди- и триметилдибензотиофены, а также соединения 1-метил-7-изопропил-фенантрен (ретен) и 1,1,7,8-тетраметил-1,2,3,4-тетрагидрофенантрен (ТМТГФ). Как показал анализ результатов оценки (табл. 1), значения содержаний ароматических соединений в обоих случаях сопоставимы. В практике геохимических исследований, как правило, применяется 1 способ расчета, поэтому для характеристики распределения основных групп ароматических соединений (Σ фенантронов, Σ дибензотиофенов, Σ ароматических стероидов) значения их относительных содержаний представлены в этом варианте. Для выявления особенностей состава и строения внутри каждой из основных групп



Рис. 1. Обзорная схема территории исследования

Скважина (Кол-во образцов)	R_{vt}^0 , % (по Фомину А.Н.)	Градация катагенеза	1 способ расчета (по (Конторович и др., 2004))			2 способ расчета		
			$\Sigma\Phi$	$\Sigma\text{ДБТ}$	MAC+TAC	$\Sigma\Phi$	$\Sigma\text{ДБТ}$	MAC+TAC
Среднеюлжавская-10 (58 обр.)	0,62	ПК ₃ -МК ₁ ¹	(8,7 ÷ 63,7)/ 37,7	(2,0 ÷ 17,1)/ 7,5	(31,9 ÷ 89,3)/ 54,9	(15,7 ÷ 60,5)/ 41,6	(0,0 ÷ 15,4)/ 6,9	(34,7 ÷ 82,2)/ 51,6
Пельгинская-2 (53 обр.)	0,63		(26,4 ÷ 65,3)/ 49,5	(3,6 ÷ 15,6)/ 8,5	(23,8 ÷ 70,0)/ 42,0	(20,0 ÷ 69,0)/ 50,5	(3,1 ÷ 15,2)/ 8,1	(22,5 ÷ 76,5)/ 41,4
Арчинская-47 (67 обр.)	0,61-0,63		(23,3 ÷ 68,6)/ 43,3	(11,7 ÷ 35,0)/ 25,7	(10,8 ÷ 64,3)/ 31,0	(36,8 ÷ 69,0)/ 46,9	(13,8 ÷ 34,5)/ 26,2	(5,9 ÷ 45,9)/ 27,0
Южно-Майская-413 (97 обр.)	0,65	МК ₁ ²	(41,8 ÷ 80,1)/ 57,2	(6,4 ÷ 29,2)/ 18,4	(2,7 ÷ 49,3)/ 24,4	(43,8 ÷ 79,0)/ 58,9	(9,4 ÷ 29,0)/ 18,8	(2,2 ÷ 40,8)/ 22,3
Западно-Квензерская-4 (65 обр.)	0,76-0,78		(50,7 ÷ 85,7)/ 79,9	(12,1 ÷ 25,0)/ 17,0	(1,6 ÷ 5,1)/ 2,8	(51,6 ÷ 85,4)/ 80,0	(12,7 ÷ 24,3)/ 17,5	(1,4 ÷ 3,2)/ 2,1

Табл. 1. Содержание основных групп ароматических соединений в битумоидах баженовской свиты Томской области. Примечание: $\Sigma\Phi$ – сумма фенантронов, $\Sigma\text{ДБТ}$ – сумма дибензотиофенов, MAC – моноароматические стероиды состава C₂₇-C₃₀, TAC – триароматические стероиды состава C₂₀-C₂₁ и C₂₆-C₂₈. Разброс значений: (min ÷ max) / среднее.

количественная оценка проведена по всем идентифицированным соединениям.

Основными компонентами нафтно-ароматических фракций битумоидов баженовской свиты Томской области являются фенантроны и ароматические стероиды (табл. 1, рис. 2), при этом их соотношение существенно меняется в зависимости от степени катагенетической преобразованности органического вещества. Так, в незрелом/слабозрелом органическом веществе баженовской свиты из разреза скважины Среднеюлжавская-10 ($R_{vt}^0 = 0,62\%$ по данным А.Н. Фомина) в составе ароматических соединений преобладают ароматические стероиды – до 90%, концентрации которых в образцах из скважин Пельгинская-2 и Арчинская-47 (R_{vt}^0 до 0,63%) снижаются в пользу фенантронов (табл. 1). В скважине Южно-Майская-413 ($R_{vt}^0 = 0,65\%$) преобладание фенантронов становится все более явным (до 80%). В наиболее преобразованном органическом веществе скважины Западно-Квензерская-4 ($R_{vt}^0 = 0,76\text{--}0,78\%$) доминируют фенантроны – до 86% (в среднем, 79,9%), содержание ароматических стероидов не превышает 5% (в среднем, 2,8%).

Содержание сероароматических соединений дибензотиофенового ряда в органическом веществе баженовской свиты Томской области изменяется, в среднем, от 7,5 до 25,7% от Σ аром. соединений, что обусловлено условиями накопления органического вещества баженовской свиты и вполне согласуется с палеотектоническими реконструкциями. Согласно исследованиям В.А. Конторовича с коллегами, «в региональном плане на протяжении всей мезозойско-кайнозойской истории Западно-Сибирский осадочный бассейн погружался относительно структур складчатого обрамления» (Конторович и др., 2017), соответственно, баженовская свита в разрезе скважин Арчинская, Южно-Майская, Западно-Квензерская накапливалась в более погруженных (глубоководных) условиях по сравнению с баженовской свитой Пельгинской и Среднеюлжавской площадей.

Сравнительный анализ соотношений основных групп ароматических соединений в битумоидах, извлеченных из открытого и закрытого порового пространства пород баженовской свиты, показал их идентичность. Некоторые отличия наблюдались для битумоидов Среднеюлжавской

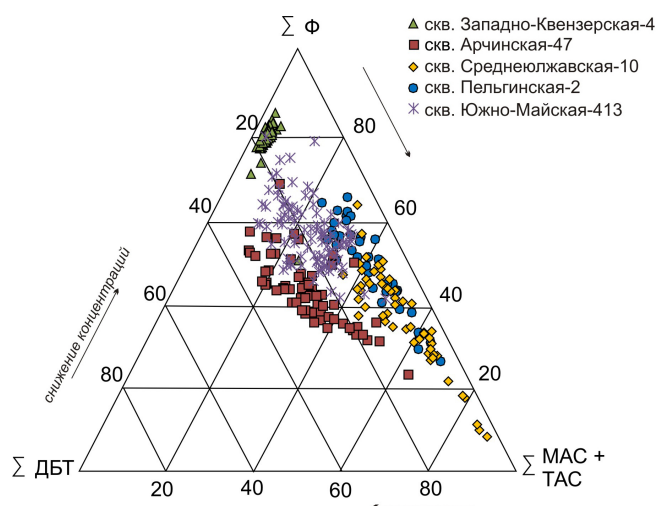


Рис. 2. Тригонограмма распределения основных групп ароматических соединений в битумоидах баженовской свиты Томской области

скважины, извлеченных из образцов грубого дробления (открытая пористость), в составе которых соотношение фенантронов и ароматических стероидов более выравнено. В битумоидах из образцов регулярной формы (открытая пористость), также, как и в образцах мелкого дробления (закрытая пористость), среди ароматических соединений преобладают ароматические стероиды.

Соотношение содержаний фенантронов и дибензотиофенов в геохимической литературе часто используется для определения условий осадконакопления и литологии нефтематеринских пород (Hughes et al., 1995; Конторович и др., 2005; и др.). В работе (Hughes et al., 1995) для этой цели предлагается использовать зависимость отношения голаядерного дибензотиофена к голаядерному фенантрону ($\text{ДБТ}/\Phi$) от отношения изопреноидных алканов пристана к фитану (Pr/Ph). В работе (Конторович и др., 2005) вместо отношения $\text{ДБТ}/\Phi$ применяется отношение $(\text{ДБТ} + \Sigma\text{МДБТ})/(\Phi + \Sigma\text{М}\Phi)$. Для изучаемой коллекции битумоидов баженовской свиты Томской области значения отношения $\text{ДБТ}/\Phi$, как и отношения $(\text{ДБТ} + \Sigma\text{МДБТ})/(\Phi + \Sigma\text{М}\Phi)$, всегда < 1 , а значения Pr/Ph изменяются в диапазоне от 1 до 3, что соответствует

зоне накопления морских и озерных глинистых пород. Несмотря на то, что в разрезе встречаются и единичные карбонатные прослои ($\text{НО} < 50\%$), по значениям ДБТ/Ф они не выделяются на фоне остальных литотипов.

Распределение ароматических соединений фенантренового ряда

Среди ароматических соединений фенантренового ряда (рис. 3) идентифицированы: голаядерный фенантрен (m/z 178), метилфенантрены (m/z 192), диметилфенантрены (m/z 206) и триметилфенантрены (m/z 220). На рис. 3а показаны пики идентифицированных соединений. Среди триметилфенантренов по фрагментарным ионам $m/z = 223$ и $M + 238$ идентифицировано также соединение 1,1,7,8-тетраметил-1,2,3,4-тетрагидрофенантрен (ТМТГФ), а по $m/z = 219$ и $M + 234$ соединение 1-метил,7-изопропилфенантрен (ретен).

Анализ состава и строения ароматических соединений фенантренового ряда в ароматической фракции битумоидов показал, зависимость распределения голаядерного фенантрена и его моно-, ди- и триметилзамещенных гомологов от степени преобразованности ОВ (рис. 3а, табл. 2).

В незрелом/слабозрелом органическом веществе баженовской свиты из разреза скважин Среднеюлавская-10, Пельгинская-2, Арчинская-47 и Южно-Майская-413 в составе фенантронов доминируют голаядерный фенантрен (25–35% от Σ фенантронов) и метилфенантрены (30–40%).

Содержание диметилфенантронов преимущественно 15–20%, триметилфенантронов – до 15% от Σ фенантронов. Среди триметилфенантронов в этих образцах идентифицированы также частично гидрированный фенантрен – предшественник 1,7,8-триметилфенантрена, промежуточный продукт преобразования трициклических терпанов (Каширцев и др., 2018; Бурдельная, Бушнев, 2021) и ретен (1-метил,7-изопропилфенантрен). Для изучаемой коллекции битумоидов баженовской свиты выполнена количественная оценка относительных концентраций этих трех соединений (рис 3б).

Из рисунка 3б видно, что характер соотношений ТМТГФ, ретена, 1,7,8-триметилфенантрена зависит от фациально-генетических обстановок накопления органического вещества. Так битумоиды Пельгинской и Среднеюлавской скважин характеризуются относительно высоким содержанием 1,7,8-триметилфенантрена – 40–60% и низкой концентрацией ТМТГФ – 20–40%. Образцы Арчинской и Южно-Майской площадей характеризуются низким содержанием 1,7,8-триметилфенантрена ($< 20\%$), но высоким содержанием ТМТГФ – 40–80%. Концентрация ретена в обоих случаях, как правило, не превышает 40% (исключение – образцы Южно-Майской скважины, относящиеся к верхней части пачки 4, где согласно (Эдер и др., 2022) часто отмечаются литологические характеристики, отвечающие «окислительным и субокислительным условиям в придонных водах и верхней части осадка»).

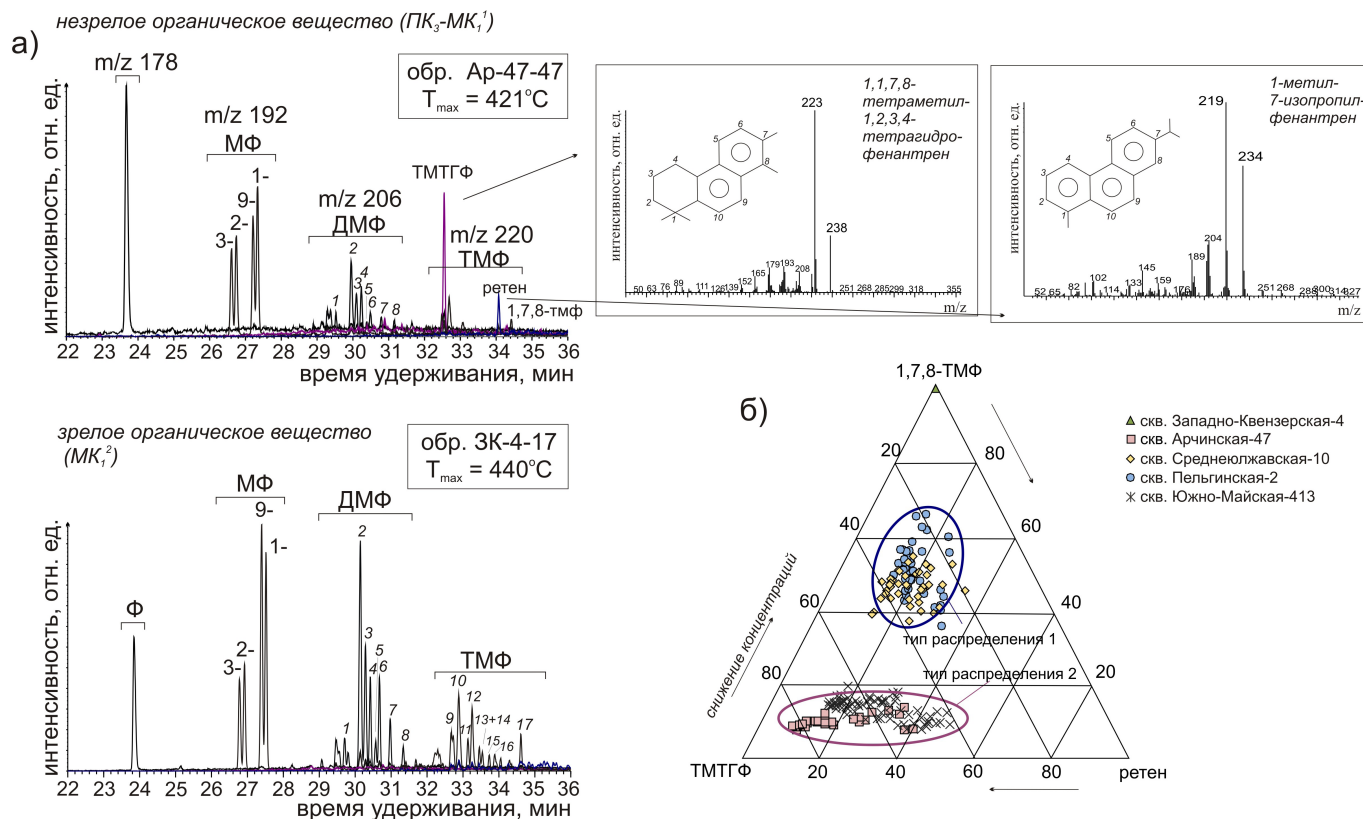


Рис. 3. Типовые хромото-масс-фрагментогаммы фенантронов (а) и тригонограмма распределения относительных концентраций 1,7,8-триметилфенантрена, 1,1,7,8-тетраметил-1,2,3,4-тетрагидрофенантрена и ретена (б) в битумоидах баженовской свиты Томской области. Условные обозначения: Ф – голаядерный фенантрен, МФ – метилфенантрены, ДМФ и ТМФ – ди- и триметилфенантрены: пик 1 – 2,6-, 2,7-ДМФ, пик 2 – 1,3-, 3,9-, 2,10-ДМФ, пик 3 – 1,6-, 2,5-, 2,9-ДМФ, пик 4 – 1,7-ДМФ, пик 5 – 2,3-ДМФ, пик 6 – 1,9-, 4,9-, 4,10-ДМФ, пик 7 – 1,8-ДМФ, пик 8 – 1,2-ДМФ; пик 9 – совместно элюирующие 1,3,6-, 1,3,10- и 2,6,10-ТМФ, пик 10 – 1,3,7-, 2,7,9-, 2,6,9-ТМФ, пик 11 – 1,3,9-, 2,3,6-ТМФ, пик 12 – 1,6,9-, 1,7,9-, 2,3,7-ТМФ, пик 13+14 – 1,3,8-, 2,3,10-ТМФ, пик 15+16 – 1,7,7-ТМФ, пик 17 – 1,7,8-ТМФ (синоним 1,2,8-ТМФ).

Скважина	Концентрация соединений, в % от Σ фенантронов					
	Ф	Σ МФ	Σ ДМФ	Σ ТМФ	ТМТГФ	Ретен
Среднеюлжавская-10	28,6	35,5	18,2	12,4	3,3	2,0
Пельгинская-2	29,3	36,1	18,1	12,2	2,6	1,7
Арчинская-47	29,5	34,4	16,5	6,9	10,1	2,7
Южно-Майская-413	27,5	35,8	18,2	8,0	7,0	3,5
Западно-Квензерская-4	15,7	38,3	33,0	13,1	0	0

Табл. 2. Среднее содержание ароматических соединений фенантенового ряда в битумоидах баженовской свиты Томской области. Примечание: Ф – голаядерный фенантрен, Σ МФ – сумма метилфенантронов, Σ ДМФ – сумма диметилфенантронов, Σ ТМФ – сумма триметилфенантронов (без учета ТМТГФ и ретена), ТМТГФ – 1,1,7,8-тетраметил-1,2,3,4-тетрагидрофенантрен, ретен – 1-метил,7-изопропилфенантрен. Таблица частично (данные по Арчинской, Южно-Майской и Западно-Квензерской скважин) опубликована в работе (Сотнич, Костырева, 2024).

В составе зрелого органического вещества баженовской свиты Западно-Квензерской скважины среди соединений фенантенового ряда преобладают метил- и диметилфенантены – преимущественно 35–45% и 30–40% от Σ фенантронов соответственно. Концентрация голаядерного фенантрена в этих образцах – 10–20% от Σ фенантронов. Содержание триметилфенантронов, как правило, не превышает 20% от Σ фенантронов, при этом соединения ТМТГФ и ретен в битумоидах отсутствуют.

Среди соединений фенантенового ряда в геохимических исследованиях наиболее интересно с точки зрения нефтяной геохимии распределение метилзамещенных фенантронов, соотношение α - и β -структур которых используется в качестве показателей катагенеза органического вещества. Считается, что с ростом зрелости органического вещества в его составе увеличивается содержание более термодинамически устойчивых β -изомеров (Radke et al., 1982; Radke, 1988; Cassini et al., 1988; и многие другие). В изучаемых битумоидах баженовской свиты Томской области среди метилфенантронов α -изомеры (9- и 1-метилфенантены) преобладают над β -изомерами (2- и 3-метилфенантены) в 1,5–2 раза: значения отношения $(9+1\text{-МФ})/(2+3\text{-МФ})$, в среднем, 1,4–1,6 в образцах Среднеюлжавской, Пельгинской, Арчинской и Южно-Майской скважин и 1,9 в образцах Западно-Квензерской скважины. При этом относительные концентрации метилфенантронов возрастают в ряду: $3\text{-МФ} \leq 2\text{-МФ} < 9\text{-МФ} \leq 1\text{-МФ}$ (соотношение $2\text{-МФ}/3\text{-МФ}$, в среднем, 0,6–0,7, соотношение $9\text{-МФ}/1\text{-МФ}$, в среднем, 0,8–0,9), за исключением образцов Западно-Квензерской скважины, в которых 9-МФ преобладает ($9\text{-МФ}/1\text{-МФ}$, в среднем, 1,1–1,2).

Значение некоторых молекулярных показателей, основанных на распределении метилфенантронов и широко используемых для определения зрелости органического вещества, показаны в таблице 3. Видно, что для рассматриваемой коллекции битумоидов баженовской свиты показатели не информативны, что было установлено ранее (Гончаров и др., 2004; 2013).

Распределение ароматических соединений дибензотиофенового ряда

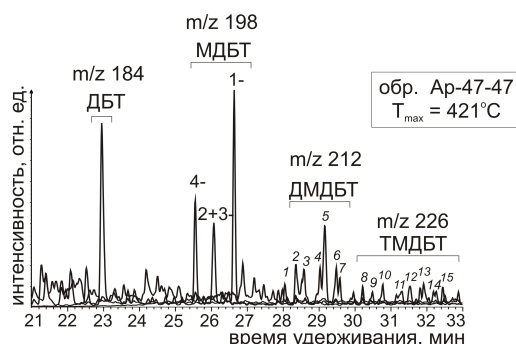
Среди серосодержащих ароматических соединений ряда дибензотиофена идентифицированы голаядерный дибензотиофен (m/z 184), его метил- (m/z 198), диметил- (m/z 212) и триметил- (m/z 226) замещенные гомологи (рис. 4).

Анализ распределения сероароматических соединений дибензотиофенового ряда в битумоидах баженовской свиты Томской области (рис. 4) показал, что среди дибензотиофенов доминируют метилзамещенные структуры – 40–50% от Σ ДБТ (в образцах Западно-Квензерской площади 35–45%). Содержание диметилзамещенных дибензотиофенов в органическом веществе Западно-Квензерской площади изменяется от 30 до 45% от Σ ДБТ (в основном, 35–40%), в остальных образцах – 20–30%. Содержание триметилбензотиофенов во всех битумоидах, как правило, не превышает 15–20% от Σ ДБТ. Концентрации голаядерного дибензотиофена в изучаемой коллекции изменяется в широких пределах: 25–30% от Σ ДБТ в образцах Южно-Майской и Арчинской скважин, 15–25% – в образцах Пельгинской и Среднеюлжавской скважин, 5–15% – в Западно-Квензерской скважине.

Скважина	MPI	MPI-1	MPI-2	PP-1	$(2\text{МФ}+3\text{МФ})/(1\text{МФ}+9\text{МФ})$
Среднеюлжавская-10	0,5	0,5	0,3	0,8	0,6
Пельгинская-2	0,5	0,5	0,3	0,8	0,6
Арчинская-47	0,5	0,5	0,3	0,8	0,7
Южно-Майская-413	0,5	0,6	0,3	0,8	0,7
Западно-Квензерская-4	0,6	0,5	0,3	0,9	0,5

Табл. 3. Средние значения фенантеновых показателей зрелости органического вещества в битумоидах баженовской свиты Томской области. Примечание: Метилфенантеновые индексы (Methylphenanthrene Indices): $\text{MPI} = 1,5 \cdot (2\text{МФ} + 3\text{МФ}) / (0,69 \cdot \text{Ф} + 1\text{МФ} + 9\text{МФ})$ по (Radke et al., 1982); $\text{MPI-1} = 1,89 \cdot (2\text{МФ} + 3\text{МФ}) / (\text{Ф} + 1,26 \cdot (1\text{МФ} + 9\text{МФ}))$ по (Cassini et al., 1988); $\text{MPI-2} = (2\text{МФ} + 3\text{МФ}) / (\text{Ф} + 1\text{МФ} + 9\text{МФ})$ по (Колесников и др., 1991); Фенантеновые параметры (Phenanthrene parameters): $\text{PP-1} = 1\text{МФ} / (2\text{МФ} + 3\text{МФ})$ по (Alexander et al., 1986).

незрелое органическое вещество ($ПК_3$ -МК₁¹)



зрелое органическое вещество (МК₁²)

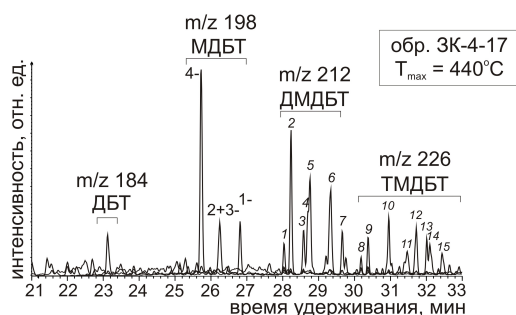


Рис. 4. Типовые хромото-масс-фрагментограммы дибензотиофенов в битумоидах баженовской свиты Томской области. Условные обозначения: ДБТ – голаядерный дибензотиофен, МДБТ – метилдибензотиофены, ДМДБТ и ТМДБТ – ди- и три-метилдибензотиофены: пик 1 – 4,6-ДМДБТ, пик 2 – 2,4-ДМДБТ, пик 3 – 2,6-, 3,6-ДМДБТ, пик 4 – 3,7-ДМДБТ, пик 5 – 1,4-, 1,6-, 1,8-ДМДБТ, пик 6 – 1,2-, 1,3-ДМДБТ, пик 7 – 1,7-, 1,9-, 3,4-ДМДБТ; пики 8-15 – 2,4,6-ТМДБТ, 2,4,8-, 2,4,7-, 1,4,6-, 1,4,8-, 3,4,6-, 2,6,7-, 1,4,7-, 1,3,7-, 3,4,7-ТМДБТ, 1,2,4- и 2,3,7-ТМДБТ (Li et al., 2014).

Среди метилдибензотиофенов (МДБТ) в битумоидах Среднеюлжавской, Пельгинской, Арчинской и Южно-Майской скважин доминирует 1-МДБТ (от 40 до 55% от Σ МДБТ), в Западно-Квензерской скважине концентрации 1-МДБТ не превышают 20% (табл. 4). По мере снижения содержаний 1-МДБТ в составе битумоидов пропорционально увеличивается концентрация 4-МДБТ, содержание 2+3-МДБТ остается на уровне 20% от Σ МДБТ.

Дибензотиофеновое отношение 4-МДБТ/1-МДБТ и дибензотиофеновый индекс ДБТИ хорошо зарекомендовали себя в качестве показателей зрелости органического

вещества (Гончаров и др., 2005; Конторович и др., 2004; Radke, 1988; Schou, Myhr, 1988). Применительно к изучаемой коллекции битумоидов баженовской свиты Томской области эти молекулярные показатели имеют близкие значения для образцов Среднеюлжавской, Пельгинской, Арчинской и Южно-Майской скважин и резко отличаются в пробах Западно-Квензерской скважины, что подтверждает различие в зрелости органического вещества этих двух групп образцов.

Распределение ароматических стероидов

Среди ароматических стероидов в битумоидах баженовской свиты Томской области встречаются структуры с одним (моно-) или тремя (три-) ароматическими кольцами. Среди моноароматических стероидов (m/z 253) идентифицируются соединения состава C_{27} - C_{30} , среди триароматических стероидов (m/z 231) – низкомолекулярные ТАС I состава C_{20} - C_{21} и высокомолекулярные ТАС II состава C_{26} - C_{28} (рис. 5).

В образцах Среднеюлжавской и Пельгинской скважин триароматические стероиды (до 50% от Σ аром.соед.) доминируют над моноароматическими (до 20% от Σ аром.соед.), причем это преобладание обеспечивается, главным образом, высокомолекулярными ТАС состава C_{26} - C_{28} (рис. 5). Отношение ТАС/МАС в этих образцах изменяется от 2 до 5, в среднем, 3. Значения триароматического стеранового индекса (ТАСИ = ТАС I/(ТАС I + ТАС II)) не превышают 0,15.

В образцах Арчинской скважины отмечаются высокие содержания МАС (до 30% от Σ аром.соед.), которые практически в 2 раза доминируют над ТАС (до 15% от Σ аром.соед.). Значения отношения ТАС/МАС в битумоидах Арчинской скважины варьируют от 0,2 до 0,7, в среднем, 0,4. Среди триароматических стероидов преобладают ТАС II: значения ТАСИ, как правило, не превышают 0,2.

В образцах Южно-Майской скважины соотношение МАС и ТАС изменяется по разрезу закономерно: в одних битумоидах (около 2/3 коллекции) отмечается доминирование МАС, в других – преобладание ТАС. Значения отношения ТАС/МАС варьируют от 0,5 до 2,6, в среднем, 0,8. В некоторых образцах (преимущественно в нижней части разреза) концентрации МАС снижаются до уровня ТАС I, в единичных образцах – до фоновых. Значения ТАСИ изменяются от 0,1 до 0,25.

В образцах Западно-Квензерской скважины содержание ароматических стероидов очень низкое – менее 5% от Σ аром.соед., при этом концентрации МАС,

Скважина	Средняя концентрация, в % от Σ МДБТ			4-МДБТ/ 1-МДБТ	ДБТИ
	4-МДБТ	2+3-МДБТ	1-МДБТ		
Среднеюлжавская-10	32,9	18,3	48,8	0,7	0,4
Пельгинская-2	36,9	18,8	44,3	0,8	0,4
Арчинская-47	26,5	22,4	51,1	0,5	0,4
Южно-Майская-413	33,0	20,5	46,5	0,7	0,4
Западно-Квензерская-4	70,3	17,0	12,8	5,7	0,8

Табл. 4. Распределение метилдибензотиофенов в битумоидах баженовской свиты Томской области. Примечание: Молекулярные показатели зрелости органического вещества – метилдибензотиофеновое отношение 4-МДБТ/1-МДБТ согласно (Radke, 1988; Гончаров и др., 2005) и дибензотиофеновый индекс ДБТИ = 2 + 3-МДБТ/ДБТ согласно (Schou, Myhr, 1988; Конторович и др., 2004).

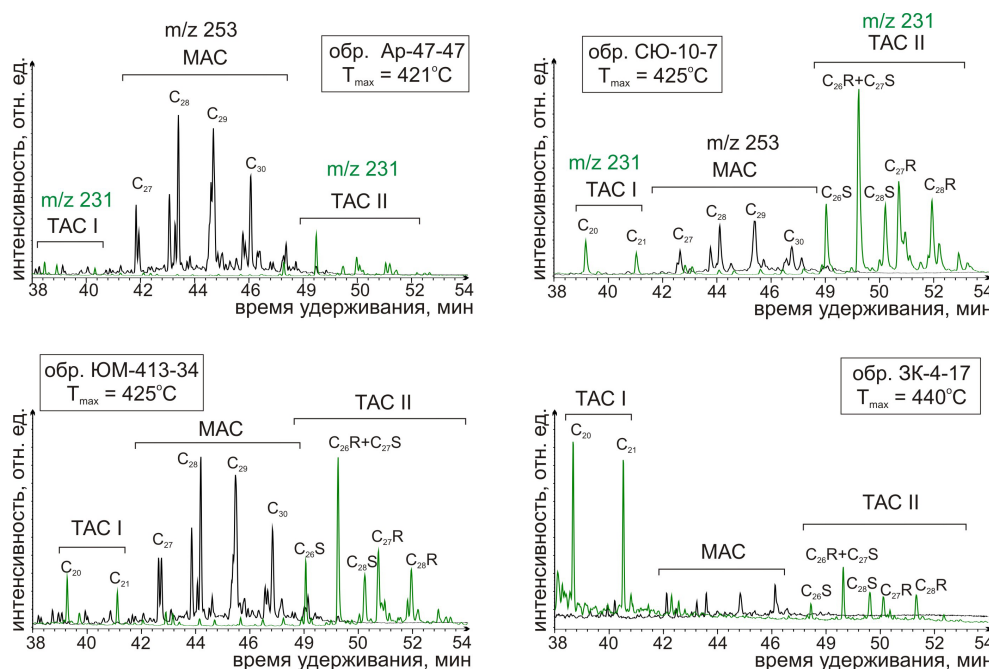


Рис. 5. Типовые хромото-масс-фрагментограммы ароматических стероидов в битумоидах баженовской свиты Томской области. Условные обозначения: MAC – моноароматические стероиды состава C_{27} - C_{30} ; TAC I – триароматические стероиды состава C_{20} - C_{21} , TAC II – триароматические стероиды состава C_{26} - C_{28} .

как правило, $\leq 0,5\%$. Отношение TAC/MAC всегда > 4 (до 20). Среди триароматических стероидов в этих битумоидах преобладает TAC I: значения TAC I изменяются от 0,6 до 0,7.

Обсуждение результатов

Анализ результатов исследований ароматических соединений (фенантронов, дибензотиофенов, ароматических стероидов) в битумоидах баженовской свиты Томской области показал, что на их распределение оказывают влияние как обстановки накопления органического вещества, так и степень его преобразованности.

Органическое вещество баженовской свиты на территории исследования накапливалось в морских обстановках на глубинах 100–200 м (Конторович и др., 2013), что подтверждает и соотношение показателей ДБТ/Ф и Рг/Ph. Тем не менее, более низкое содержание дибензотиофенов, а также другой характер распределения в трехкомпонентной системе ТМТГФ – 1,7,8-ТМФ – ретен в битумоидах Пельгинской и Среднеюлжавской площадей указывают на более мелководные условия. По остальным молекулярным показателям, отличий в фациально-генетических обстановках накопления органического вещества (ОВ) на территории исследования не обнаружено, на них в большей степени влияет степень зрелости ОВ. Согласно результатам проведенных исследований, с увеличением степени зрелости органического вещества с конца протокатагенеза (градация ПК₃) до середины мезокатагенеза (градация МК₁²) в распределении фенантронов, дибензотиофенов и ароматических стероидов происходят направленные изменения:

- В нафтенно-ароматической фракции битумоидов увеличивается относительное содержание фенантронов и дибензотиофенов за счет существенного снижения доли ароматических стероидов. Если в незрелом

органическом веществе концентрации ароматических соединений уменьшаются в ряду MAC + TAC $>$ Ф $>$ ДБТ и/или Ф $>$ MAC + TAC $>$ ДБТ, то в зрелом органическом веществе Ф $>$ ДБТ $>$ MAC + TAC.

- в составе фенантронов и дибензотиофенов возрастает относительное содержание моно-, ди- и триметилзамещенных структур при уменьшении голоядерных соединений. Наиболее заметный рост отмечается в концентрациях диметилзамещенных гомологов: если в незрелом органическом веществе их концентрации на уровне голоядерного фенантрена и голоядерного дибензотиофена, то в зрелом органическом веществе увеличивается более, чем в 2 раза.

- Среди метилфенантронов увеличиваются концентрации α -изомеров (9- и 1-метилфенантроны), считающихся менее термодинамически стабильными по сравнению с β -изомерами (2- и 3-метилфенантроны); это, на первый взгляд, несоответствие можно объяснить тем, что перегруппировка метильных заместителей из α - в β -положение начинает играть ведущую роль лишь после градации МК₂ (Radke, 1988; Cassini et al., 1988; Szczerba, Rospondek, 2010). Это обстоятельство объясняет неинформативность некоторых молекулярных показателей, основанных на распределении метилфенантронов (например, метилфенантеновые индексы MPI, MPI-1, MPI-2), для изученной коллекции образцов баженовской свиты, аквагенное органическое вещество находится на более низкой стадии катагенеза (МК₁¹-МК₁²). Стоит отметить, что преобладание 9- и 1-метилфенантронов над 2- и 3-метилфенантренами наблюдается и в образцах других нефтематеринских отложений, аквагенное органическое вещество которых находится в начале-середине главной фазы нефтеобразования (Каширцев и др., 2018; Конторович и др., 2005; Duda et al., 2020).

• В незрелом/слабозрелом органическом веществе идентифицируется гидрированный предшественник 1,7,8-триметилфенантрена – соединение 1,1,7,8-тетраметил-1,2,3,4-тетрагидрофенантрен (ТМТГФ), который в зрелом органическом веществе отсутствует. Ранее ТМТГФ был идентифицирован и в баженовской свите Северо-Сургутского района в центральной части Западной Сибири (Сотнич, Костырева, 2021, 2024), но в значительно более низких концентрациях, что обусловлено более высокой степенью преобразованности органического вещества на этой территории. Сравнительный анализ распределения ТМТГФ в битумоидах Томского и Северо-Сургутского районов позволил предположить, что это соединение начинает исчезать в конце грации МК₁¹ (при T_{max} около 435 °C). К подобному заключению пришли и авторы работы (Бурдельная, Бушнев, 2021), которые идентифицировали ТМТГФ в органическом веществе доманиковых пород и предложили использование отношения ТМТГФ/1,7,8-ТМФ в качестве показателя зрелости. Авторы отмечают, что «поскольку изменение данного соотношения происходит в довольно узком интервале термического созревания ОВ, оно будет уместно при исследовании состава ОВ низких и средних градаций катагенеза...» (Бурдельная, Бушнев, 2021).

• Среди метилдибензотиофенов в незрелом органическом веществе доминирует 1-МДБТ, в зрелом – более термодинамически стабильный 4-МДБТ. Содержание 2+3-МДБТ в изученной коллекции битумоидов всегда ниже относительно остальных метилдибензотиофенов, однако его отношение к голаядерному дибензотиофену (ДБТИ) с ростом катагенеза ОВ растет. Стоит отметить, что оба отношения (4-МДБТ/1-МДБТ и ДБТИ) информативны в качестве показателя зрелости ОВ баженовской свиты, что отмечалось исследователями и ранее (Конторович и др., 2004; Гончаров и др., 2004, 2005 и др.), однако различаются по уровню чувствительности к преобразованности ОВ. Так, отношение 4-МДБТ/1-МДБТ показывает значительно больший разброс значений между зрелым и незрелым ОВ. В отличие от пиролитических и углепетрографических параметров молекулярные показатели более точны, так как «...изомеризационный процесс перехода 1-МДБТ в 4-МДБТ не зависит от происхождения образца и отражает только равновесное состояние, которое обусловлено временем и температурой...» (Гончаров и др., 2004).

• В незрелом органическом веществе баженовской свиты отмечается повышенное содержание моноароматических стероидов (МАС), которое с ростом катагенеза быстро снижается, и на стадии катагенеза МК₁² концентрации МАС – на уровне фоновых, в некоторых случаях МАС не идентифицируются. Ранее в работе (Конторович и др., 2004) было установлено, что для аквагенного ОВ баженовской свиты, как правило, «наряду с фенантренами значительную роль играют триароматические стероиды» и «...отношение концентраций ТАС/МАС обычно варьирует от 2,0 до 5,0». В той же работе отмечено, что в баженовской свите встречаются «аномальные» образцы, схожие по характеру распределения ароматических соединений с образцами тюменской свиты (высокие концентрации фенантронов, низкие – ароматических

стероидов, преобладание МАС над ТАС), что связывалось с привносом в ОВ отдельных слоев баженовской свиты остатков высшей наземной растительности. Анализ распределения МАС и ТАС в битумоидах баженовской свиты Томской области показал, что относительные содержания ТАС/МАС могут значительно меняться в аквагенном ОВ баженовской свиты и без привноса террагенного ОВ.

• Среди триароматических стероидов в незрелом ОВ отмечается преобладание высокомолекулярных ТАС II состава C₂₆-C₂₈, в зрелом ОВ – ТАС I состава C₂₀-C₂₁. В работе (Конторович и др., 2004) подобная закономерность также была отмечена и на ее основе был предложен «триароматический стерановый индекс зрелости» ТАСИ = ТАС I / (ТАС I + ТАС II) с достаточно сильной корреляционной связью с отражательной способностью витринита. В работах (Конторович и др., 2005; Парфенова, 2015) высказано мнение, что соотношение низкомолекулярных и высокомолекулярных стероидов зависит от окислительно-восстановительных условий накопления и содержания органического вещества в породах, а значит, «ТАСИ следует использовать для оценки степени преобразованности ОВ на этапе катагенеза с большей аккуратностью». Анализ значений показателя ТАСИ в битумоидах баженовской свиты Томской области, а также анализ его зависимости от содержания органического вещества (C_{орг}) и Рг/Ph в породе показал, что для данной коллекции использование ТАСИ в качестве показателя зрелости ОВ возможно.

Заключение

Анализ состава и строения ароматических соединений (фенантронов, дибензотиофенов, ароматических стероидов) в органическом веществе баженовской свиты Томской области показал, что основным фактором, контролирующим их распределение, является степень зрелости ОВ. С ростом катагенеза ОВ с грации ПК₃ до МК₁² отмечаются направленные изменения как в соотношении основных групп соединений (увеличение доли фенантронов, уменьшение ароматических стероидов в составе идентифицированных соединений), так и внутри этих групп (уменьшение концентраций голаядерных и увеличение ди- и триметилзамещенных структур, перегруппировка метильных заместителей и т.д.). В практике геохимических исследований для оценки зрелости ОВ широко используется ряд молекулярных показателей (МР1, МР1-1, МР1-2, РР-1, РР-1_{mod}, ДБТИ, 4-МДБТ/1-МДБТ, ТАСИ и др.), однако, как показало проведенное исследование, не все из них одинаково информативны для аквагенного органического вещества баженовской свиты, находящейся на низких и средних стадиях катагенеза. К числу наиболее «чувствительных» к степени зрелости ОВ могут быть отнесены показатели 4-МДБТ/1-МДБТ, ТАСИ, ТАС/МАС, а также ТМТГФ/1,7,8-ТМФ.

Финансирование

Исследование выполнено при финансовой поддержке гранта Российского научного фонда № 23-77-01088 (<https://rscf.ru/project/23-77-01088/>).

Литература

- Бурдельная Н.С., Бушнев Д.А. (2021). Новый показатель зрелости в органическом веществе доманиковых отложений. *Геология и геофизика*, 62(2), с. 187–196. DOI: 10.15372/GiG2020110
- Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Носова С.В. (2004). Молекулярные параметры катагенеза органического вещества пород баженовской свиты Томской области. *Геология нефти и газа*, 5, с. 53–60.
- Гончаров И.В., Самойленко В.В., Носова С.В., Обласов Н.В. (2005). Способ определения зрелых нефтематеринских пород. Патент № 2261438 РФ, МПК7 G 01 N 30/02, G 01 V 9/00. Заявитель и патентообладатель ОАО «ТомскНИПИнефть». № 2004117234/28; заявл. 07.06.2004; опубл. 27.09.05.
- Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Фадеева С.В. (2013). Катагенез органического вещества пород баженовской свиты юго-востока Западной Сибири (Томская область). *Нефтяное хозяйство*, 10, с. 32–37.
- Долженко К.В., Фомин А.Н. (2022). Информативность фенантроновых показателей зрелости органического вещества в позднем мезокатагенезе и апокатагенезе (на примере сверхглубокой скважины Средневилюйская-27, Восточная Сибирь). *Геохимия*, 67(1), с. 37–46. <https://doi.org/10.31857/S001675252201006X>
- Каширцев В.А., Парфенова Т.М., Головки А.К., Никитенко Б.Л., Зуева И.Н., Чалая О.Н. (2018). Биомаркеры-фенантроны в органическом веществе докембрийских и фанерозойских отложений и в нефтях Сибирской платформы. *Геология и геофизика*, 59(10), с. 1720–1729. DOI: 10.15372/GiG20181013
- Колесников А.Ю., Найденов О.В., Матвеева И.А. (1991). Реликтовые полициклические ароматические углеводороды как показатели условий генезиса нефтей. *Нефтехимия*, 31(6), с. 723–736.
- Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Иванова Е.Н., Фомин А.Н. (2004). Фенантроны, ароматические стераны и дибензотиофены в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и их значение для органической геохимии. *Геология и геофизика*, 45(7), с. 873–883.
- Конторович А.Э., Парфенова Т.М., Иванова Е.Н. (2005). Ароматические углеводороды-биомаркеры и дибензотиофены в битумоидах куонамской свиты (северо-восток Сибирской платформы). *Доклады Академии наук*, 402(6), с. 804–806.
- Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казанников В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. (2013). Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде. *Геология и геофизика*, 54 (8), с. 972–1012.
- Конторович А.Э., Костырева Е.А., Родякин С.В., Сотнич И.С., Ян П.А. (2018). Геохимия битумоидов баженовской свиты. *Геология нефти и газа*, 2, с. 79–88. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-79-88
- Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И. (2001). Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое. *Геология и геофизика*, 42(11–12), с. 1832–1845.
- Конторович В.А., Аюнова Д.В., Захрямина М.О., Калинина Л.М. (2017). История формирования верхнеюрских залежей углеводородов в юго-восточных районах Западной Сибири (на примере Игольско-Талового месторождения). *Геология и геофизика*, 58(10), с. 1564–1577. DOI: 10.15372/GiG20171009
- Парфенова Т.М. (2015). Геохимия стеранов и триароматических стероидов битумоидов инниканской свиты кембрия (юго-восток Сибирской платформы). *Химия нефти и газа: материалы IX международной конференции*, Томск: изд-во ИОА СО РАН, с. 69–73.
- Сотнич И.С., Костырева Е.А. (2021). Ароматические соединения в битумоидах баженовской свиты севера Хантейской геминантеклизы. *Георесурсы*, 23(1), с. 42–51. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.4>
- Сотнич И.С., Костырева Е.А., Родякин С.В., Рыжкова С.В., Конторович А.Э. (2023). Дифференциация битумоидов баженовской свиты Северо-Сургутского района в ходе генерации и миграции. *Геология и геофизика*, 64(12), с. 1732–1741. DOI: 10.15372/GiG2023145
- Сотнич И.С., Костырева Е.А. (2024). Особенности распределения фенантронов в аквигенном органическом веществе баженовской свиты Западной Сибири. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 19(2), с. 1–19. https://www.ngtp.ru/rub/2024/9_2024.html
- Фомин А.Н. (2011). Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. Новосибирск: ИНГ СО РАН, 331 с.
- Чахмахчев А.В., Чахмахчев В.А. (1995). Ароматические сернистые соединения как показатели термической зрелости углеводородных систем. *Геохимия*, 11, с. 1656–1669.
- Эдер В.Г., Костырева Е.А., Юрченко А.Ю., Балущкина Н.С., Сотнич И.С., Козлова Е.В., Замирайлова А.Г., Савченко Н.И. (2019). Новые данные о литологии, органической геохимии и условиях формирования баженовской свиты Западной Сибири. *Георесурсы*, 21(2), с. 129–142. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.129-142>
- Эдер В.Г., Рыжкова С.В., Дзюба О.С., Замирайлова А.Г. (2022). Литостратиграфия и обстановки седиментации баженовской свиты (Западная Сибирь) в центральном, юго-восточном и северных районах её распространения. *Стратиграфия. Геологическая корреляция*, 30(5), с. 46–74. DOI: 10.31857/S0869592X22050027
- Alexander R., Strachan M.G., Kagi R. I., Van Bronswuk W. (1986). Heating rate effects on aromatic maturity indicators. *Organic Geochemistry*, 10, pp. 997–1003. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(86\)80038-9](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(86)80038-9)
- Cassini F., Gallango O., Talukdar S., Vallejos C., Ehrmann U. (1988). Methylphenanthrene maturity index of marine source rock extracts and crude oils from the Maracaibo Basin. *Organic Geochemistry*, 1–3, pp. 73–89. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90027-7](https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90027-7)
- Duda J.P., Love G.D., Rogov V.I., Melnik D.S., Blumenberg M., Grazhdankin D.V. (2020). Understanding the geobiology of the terminal Ediacaran Khatyspyt Lagersttte (Arctic Siberia, Russia). *Geobiology*, 18(6), pp. 643–662. DOI: 10.1111/gbi.12412
- Hughes W.B., Holba A.G., Dzou L.I.P. (1995). The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 59(17), pp. 3581–3598. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(95\)00225-O](https://doi.org/10.1016/0016-7037(95)00225-O)
- Li M., Wang T.-G., Shi Sh., Liu K., Ellis G. S. (2014). Benzo[b] naphthothiophenes and alkyl dibenzothiophenes: Molecular tracers for oil migration distances. *Marine and Petroleum Geology*, 57, pp. 403–417. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2014.06.012>
- Radke M., Willsch H., Leuthaeuser D., Teichmuller M. (1982). Aromatic components of coal: relation of distribution pattern to rank. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 46, pp. 1831–1848. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(82\)90122-3](https://doi.org/10.1016/0016-7037(82)90122-3)
- Radke M. (1988). Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils. *Marine and Petroleum Geology*, 5, pp. 224–236. [https://doi.org/10.1016/0264-8172\(88\)90003-7](https://doi.org/10.1016/0264-8172(88)90003-7)
- Radke M., Welte D.H., Willsch H. (1986). Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter type. *Organic Geochemistry*, 10 (1–3), pp. 51–63. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(86\)90008-2](https://doi.org/10.1016/0146-6380(86)90008-2)
- Schou L., Myhr M.B. (1988). Sulfur aromatic compounds as maturity parameters. *Organic Geochemistry*, 13, pp. 61–66. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90025-3](https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90025-3)
- Szczerba M., Rospondek M.J. (2010). Controls on distributions of methylphenanthrenes in sedimentary rock extracts: Critical evaluation of existing geochemical data from molecular modelling. *Organic Geochemistry*, 41, pp. 1297–1311. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2010.09.009>

Сведения об авторах

Инга Сергеевна Сотнич – кандидат геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука
Россия, 630090, Новосибирск, пр-т акад. Коптюга, д. 3
e-mail: sotnichis@ipgg.sbras.ru

Елена Анатольевна Костырева – кандидат геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука
Россия, 630090, Новосибирск, пр-т акад. Коптюга, д. 3
e-mail: kostyrevaea@ipgg.sbras.ru

Статья поступила в редакцию 12.11.2024;
Принята к публикации 28.02.2025;
Опубликована 20.09.2025

Geochemistry of phenanthrenes, dibenzothiophenes and aromatic steroids in the Bazhenov formation's source rock of the south-east of Western Siberia (Tomsk region)

I.S. Sotnich*, E.A. Kostyрева

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

*Corresponding author: Inga S. Sotnich, e-mail: sotnichis@ipgg.sbras.ru

Abstract. The paper presents the results of studying aromatic compounds (phenanthrenes, dibenzothiophenes, aromatic steroids) in source rock extracts (bitumoids) from the Bazhenov Formation of the Tomsk Region (south-east of Western Siberia, Russia). In addition to holonuclear and monomethyl-substituted structures of the phenanthrene and dibenzothiophene series we also identified their di- and trimethyl-substituted homologues. A comparative analysis of the relative concentrations of the main groups of aromatic compounds calculated by two methods (with and without di- and trimethylphenanthrenes and dibenzothiophenes) showed their identity. The main factor controlling the content and distribution of aromatic compounds has been established as the degree of maturity of organic matter. The most informative molecular maturity indices for the Bazhenov Formation's organic matter whose maturity corresponds to low and medium gradations of catagenesis (PK_3 - MK_1) are the ratios of 4-MDBT/1-MDBT, TASI, TAS/MAS, and TMTGP/1,7,8-TMP.

Keywords: organic matter, bitumoids (rock extracts), aromatic compounds, catagenesis, source rocks, Bazhenov formation, Upper Jurassic, Western Siberia

Acknowledgements

The study was supported by a grant No 23-77-01088 (<https://rscf.ru/project/23-77-01088/>).

Recommended citation: Sotnich I.S., Kostyрева E.A. (2025). Geochemistry of phenanthrenes, dibenzothiophenes and aromatic steroids in the Bazhenov formation's source rock of the south-east of Western Siberia (Tomsk region). *Georesursy = Georesources*, 27(3), pp. 168–178. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.19>

References

- Alexander R., Strachan M.G., Kagi R. I., Van Bronswik W. (1986). Heating rate effects on aromatic maturity indicators. *Organic Geochemistry*, 10, pp. 997–1003. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(86\)80038-9](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(86)80038-9)
- Burdel'naya N.S., Bushnev D.A. (2021). A new indicator of the maturity of organic matter from domank deposits. *Russian Geology and Geophysics*, 62(2), pp. 149–156. <https://doi.org/10.2113/RGG20194045>
- Cassini F., Gallango O., Talukdar S., Vallejos C., Ehrmann U. (1988). Methylphenanthrene maturity index of marine source rock extracts and crude oils from the Maracaibo Basin. *Organic Geochemistry*, 1–3, pp. 73–89. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90027-7](https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90027-7)
- Chakhmakhchev A.V., Chakhmakhchev V.A. (1995). Aromatic sulfur compounds as indicators of the thermal maturity of hydrocarbon systems. *Geochemistry*, 11, pp. 1656–1669. (In Russ.)
- Dolzhenko K.V., Fomin A.N. (2022). Informativeness of the phenanthrene indicators of organic matter maturity at late mesocatagenesis and apocatagenesis: an example of material from superdeep hole

Srednevelyuiskaya 27 in East Siberia. *Geochemistry International*, 60(1), pp. 33–42. DOI: 10.1134/S0016702922010062

Duda J.P., Love G.D., Rogov V.I., Melnik D.S., Blumenberg M., Grazhdankin D.V. (2020). Understanding the geobiology of the terminal Ediacaran Khatyspyt Lagersttte (Arctic Siberia, Russia). *Geobiology*, 18(6), pp. 643–662. DOI: 10.1111/gbi.12412

Eder V.G., Kostyрева E.A., Yurchenko A.Yu., Balushkina N.S., Sotnich I.S., Kozlova E.V., Zamiraylova A.G., Savchenko N.I. (2019). New data on lithology, organic geochemistry and accumulation conditions of the Bazhenov formation in Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 129–142. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.129-142>

Eder V.G., Ryzhkova S.V., Dzyuba O.S., Zamirailova A.G. (2022). Lithostratigraphy and Sedimentation Conditions of the Bazhenov Formation (Western Siberia) in the Central, Southeastern, and Northern Regions of Its Occurrence. *Stratigraphy and Geological Correlation*, 30(5), pp. 334–359. DOI: 10.1134/S0869593822050021

Fomin A.N. (2011). Catagenesis of organic matter and petroleum potential of Mesozoic and Paleozoic deposits of the West Siberian megabasin. Novosibirsk: IPGG SB RAS, 331 p. (In Russ.)

Goncharov I.V., Samoylenko V.V., Nosova S.V., Oblasov N.V. (2005). Patent № 2261438 RF, G 01 N 30/02, G 01 V 9/00. Method for determining mature oil source rocks. Applicant and patentee “TomskNIPIneft”. (In Russ.)

Goncharov I.V., Samoylenko V.V., Oblasov N.V., Fadeeva S.V. (2013). Organic matter catagenesis of the Bazhenov formation rocks in the southeast of Western Siberia (Tomsk region). *Neftyanoe Khozyaystvo*, 10, pp. 32–37. (In Russ.)

Goncharov I.V., Samoylenko V.V., Oblasov N.V., Nosova S.V. (2004). Molecular parameters of organic matter catagenesis in rocks of the Bazhenov Formation, Tomsk Region. *Geologiya nefi i gaza*, 5, pp. 53–60. (In Russ.)

Hughes W.B., Holba A.G., Dzou L.I.P. (1995). The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 59(17), pp. 3581–3598. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(95\)00225-0](https://doi.org/10.1016/0016-7037(95)00225-0)

Kashirtsev V.A., Parfenova T.M., Golovko A.K., Nikitenko B.L., Zueva I.N., Chalaya O.N. (2018). Phenanthrene biomarkers in the organic matter of Precambrian and Phanerozoic deposits and in the oils of the Siberian Platform. *Russian Geology and Geophysics*, 59(10), pp. 1380–1388. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rgg.2018.09.013>

Kolesnikov A.Yu., Naydenov O.V., Matveeva I.A. (1991). Relict polycyclic aromatic hydrocarbons as indicators of the conditions for the genesis of oils. *Petroleum Chemistry*, 31(6), pp. 723–736. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G., Gaideburova E.A., Danilova V.P., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kostyрева E.A., Moskvina V.I., Yan P.A. (2013). Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*, 54(8), pp. 747–779. DOI: 10.1016/j.rgg.2013.07.002

Kontorovich A.E., Kostyрева E.A., Rodyakin S.V., Sotnich I.S., Yan P.A. (2018). Geochemistry of Bazhenov Formation bitumoids. *Geologiya nefi i gaza*, 2, pp. 79–88. (In Russ.) DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-79-88

Kontorovich A.E., Melenevskiy V.N., Ivanova E.N., Fomin A.N. (2004). Phenanthrenes, aromatic steranes and dibenzothiophenes in Jurassic deposits of the West Siberian oil and gas basin and their importance for organic geochemistry. *Russian Geology and Geophysics*, 45(7), pp. 873–883.

Kontorovich A.E., Parfenova T.M., Ivanova E.N. (2005). Aromatic biomarker-hydrocarbons and dibenzothiophenes in bitumens of the Kuonamka Formation northeastern Siberian platform. *Doklady earth sciences*, 403(5), pp. 754–756.

Kontorovich V.A., Ayunova D.V., Zakhryamina M.O., Kalinina L.M. (2017). History of Upper Jurassic reservoirs in southeastern West Siberia (case study of Igol'sko-Talovoe oilfield). *Russian Geology and Geophysics*, 58, pp. 1240–1250. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rgg.2016.07.008>

Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O., Kontorovich A.A., Suprunenko O.I. (2001). Tectonic structure and development history of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic. *Russian Geology and Geophysics*, 42(11–12), pp. 1832–1845. (In Russ.)

Li M., Wang T.-G., Shi Sh., Liu K., Ellis G. S. (2014). Benzo[b] naphthothiophenes and alkyl dibenzothiophenes: Molecular tracers for oil migration distances. *Marine and Petroleum Geology*, 57, pp. 403–417. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2014.06.012>

Parfenova T.M. (2015). Geochemistry of steranes and triaromatic steroids of bitumoids of the Inican formation of the Cambrian (southeast of the Siberian platform). *Chemistry of Oil and Gas: the IX International Conference*, Russia, Tomsk, pp. 69–73. (In Russ.)

Radke M., Willsch H., Leuthaeuser D., Teichmüller M. (1982). Aromatic components of coal: relation of distribution pattern to rank. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 46, pp. 1831–1848. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(82\)90122-3](https://doi.org/10.1016/0016-7037(82)90122-3)

Radke M. (1988). Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils. *Marine and Petroleum Geology*, 5, pp. 224–236. [https://doi.org/10.1016/0264-8172\(88\)90003-7](https://doi.org/10.1016/0264-8172(88)90003-7)

Radke M., Welte D.H., Willsch H. (1986). Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter type. *Organic Geochemistry*, 10 (1–3), pp. 51–63. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(86\)90008-2](https://doi.org/10.1016/0146-6380(86)90008-2)

Schou L., Myhr M.B. (1988). Sulfur aromatic compounds as maturity parameters. *Organic Geochemistry*, 13, pp. 61–66. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90025-3](https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90025-3)

Sotnich I.S., Kostyreva E.A. (2021). Aromatic compounds in bitumoids of the Bazhenov Formation in the North of the Khantey hemiantheclise. *Georesursy = Georesources*, 23(1), pp. 42–51. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.4>

Sotnich I.S., Kostyreva E.A. (2024). Features of phenanthrenes distribution in marine organic matter of the Bazhenov Formation in Western Siberia. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 19(2), pp. 1–19. (In Russ.) https://www.ngtp.ru/rub/2024/9_2024.html

Sotnich I.S., Kostyreva E.A., Rodyakin S.V., Ryzhkova S.V., Kontorovich A.E. (2023). Differentiation of the Bazhenov Formation Bitumoids in the North-Surgut Region during Generation and Migration. *Russian Geology and Geophysics*, 64(12), pp. 1443–1450. doi: 10.2113/RGG20234627

Szczerba M., Rospondek M.J. (2010). Controls on distributions of methylphenanthrenes in sedimentary rock extracts: Critical evaluation of existing geochemical data from molecular modelling. *Organic Geochemistry*, 41, pp. 1297–1311. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2010.09.009>

About the Authors

Inga S. Sotnich – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3, Ak. Koptuyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

e-mail: sotnichis@ipgg.sbras.ru

Elena A. Kostyreva – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher of the Laboratory of Petroleum Geochemistry, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3, Ak. Koptuyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

e-mail: kostyrevaea@ipgg.sbras.ru

Manuscript received 12 November 2024;

Accepted 28 February 2025; Published 20 September 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Микрофации и фораминиферы тульских отложений (визейский ярус, нижний карбон) юго-востока Восточно-Европейской платформы и Южного Урала

Е.Ю. Башлыкова*, Е.Н. Горожанина, Е.И. Кулагина

Институт геологии Уфимского федерального исследовательского центра РАН, Уфа, Россия

В статье приводится характеристика микрофаций и комплексов фораминифер тульского горизонта визейского яруса по разрезам скважин Предуральская-106, Октябрьская-106 восточной части Волго-Уральского субрегиона и разреза Сиказа 2 западного склона Южного Урала. Возраст отложений соответствует фораминиферной зоне *Endothyranopsis compressa* – *Paraarchaediscus koktjubensis* России. На основе изучения микроструктур карбонатных пород выделены шесть микрофаций (МФ), отличающихся по компонентному составу и текстурам. Известняки относятся преимущественно к мелкозернистым полибиокластовым пакстоунам. Основными компонентами (зернами) являются остатки трубчатых водорослей, фораминифер, иглокожих (преимущественно криноидей), остракод, редко мшанок и брахиопод, а также кальцисферы, пелоиды и интракласты. Формирование отложений происходило в условиях открытого мелководного полого погружающегося шельфа рампового типа с различной гидродинамикой. Приводится анализ распределения микрофаций по разрезам и связь с ними комплексов фораминифер.

Ключевые слова: визейский ярус, тульский горизонт, микрофации, фораминиферы, обстановки осадконакопления, шельф

Для цитирования: Башлыкова Е.Ю., Горожанина Е.Н., Кулагина Е.И. (2025). Микрофации и фораминиферы тульских отложений (визейский ярус, нижний карбон) юго-востока Восточно-Европейской платформы и Южного Урала. *Георесурсы*, 27(3), с. 179–194. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.26>

Введение

Тульский горизонт визейского яруса нижнего карбона широко распространен в Волго-Уральском субрегионе, где в его составе выделены шесть свит (Фортунова и др., 2023). Стратотипический разрез тульского горизонта (Московская синеклиза, район г. Тулы) имеет сложное строение и включает три подсвиты с разными условиями осадконакопления (Махлина, Жулитова, 1984; Махлина и др., 1993). Поэтому корреляция тульских отложений Восточно-Европейской платформы (ВЕП) и Урала до сих пор остается сложным вопросом. Особую проблему вызывает сопоставление нижней части тульского горизонта, поскольку в стратотипе нижняя (щекинская) подсвита сложена аллювиальными и озерно-болотными песками без фаунистических остатков (Вдовенко, 2009). В качестве морского аналога нижней части тульского горизонта, который представлен на ВЕП континентальными отложениями, на западном склоне Среднего Урала выделен дружининский горизонт (Постоялко, Гарань, 1972),

сложенный известняками и известковистыми аргиллитами мощностью 6.2 м. М.В. Постоялко (1975) рассматривала дружининский горизонт как аналог нижней терригенной части тульского горизонта ВЕП, однако в стратиграфическую схему Урала он вошел как карбонатный аналог верхней части угленосного бобриковского горизонта (Стратиграфические схемы Урала..., 1993). Важно отметить, что комплекс фораминифер дружининского горизонта отличается от бобриковского и содержит некоторые виды, типичные для тульского горизонта ВЕП. В обобщающей публикации по характеристике стратонев России (Alekseev et al., 2022) дружининский горизонт коррелирован с верхней частью бобриковского и нижней частью тульского горизонта (рис. 1). Тем не менее, вопрос до конца не решен. Поэтому изучение микрофаций и фораминифер тульского горизонта ВЕП и западного склона Урала представляется актуальным для уточнения корреляции его фациальных аналогов. Характеристика микрофаций верхневизейских известняков и распределения в них фауны фораминифер дана в работах Е.Л. Зайцевой и К.В. Сахненко (Зайцева, Сахненко, 2018; Zaytseva, Sakhnenko, 2019), однако тульский горизонт микрофациями не охарактеризован.

Палеонтологическое обоснование тульского горизонта важно и для межрегиональной корреляции визейского яруса. В ОСШ России визейский ярус делится на два

* Ответственный автор: Елена Юрьевна Башлыкова
e-mail: duss_06@mail.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

подъяруса (Решение..., 1990; Стратиграфические схемы Урала..., 1993), и тульский горизонт начинается верхний подъярус. В стратотипическом регионе во Франко-Бельгийском бассейне визейский ярус включает три подразделения, а тульский горизонт коррелируется со средним – ливийским (Livian) подъярусом (Poty et al., 2006). Поэтому желательно привести подразделения России в соответствие с международным стандартом.

Изученные разрезы скважин расположены в Ижевско-Бузулукской и Предуральской структурно-фациальных областях (СФО) Волго-Уральского субрегиона (Фортунова и др., 2023), где распространена озеркинская свита тульского горизонта (Фортунова и др., 2023, рис. 31). Скважина Октябрьская-106 расположена в Оренбургской структурно-фациальной зоне (СФЗ) Ижевско-Бузулукской СФО в пределах Оренбургского палеосвода. Скважина Предуральская-106 находится восточнее, в Предуральской СФО, охватывающей территорию Предуральского прогиба.

Разрезы скважин имеют много общих черт с разрезами Южного Урала и представляют интерес для изучения смены фаций и фаунистических комплексов от платформенной части ВЕП к Уральскому бассейну. Разрез Сиказа 2 расположен в Зилимо-Зиганском районе Западно-Уральской зоны складчатости (Стратиграфические схемы Урала..., 1993).

Цель статьи – охарактеризовать микрофашии тульского горизонта с акцентом на связь их с комплексами фораминифер для корреляции и актуализации стратиграфических схем Урала и ВЕП. Задачи исследований включали: микрофациальный анализ тульских отложений в разрезах двух скважин из юго-восточной части ВЕП, уточнение палеонтологической характеристики тульского горизонта, сравнительный анализ со стратотипом озеркинской свиты ВЕП и с опорным разрезом Сиказа 2 на западном склоне Южного Урала.

Материал и методы

Материалом для исследований послужили коллекции шлифов:

- коллекция № 124, скв. Октябрьская-106 Оренбургской области, место хранения – ИГ УФИЦ РАН (26 шлифов);
- коллекция № 62, скв. Предуральская-106 Предуральской площади, место хранения – ООО «ГазпромДобычаОренбург» (52 шлифа); опись образцов и привязка к глубинам – из архива «ГазпромДобычаОренбург»;
- коллекция № 640, разрез Сиказа 2, место хранения – Музей геологии и полезных ископаемых Республики Башкортостан, г. Уфа (80 шлифов, сборы З.А. Синецкой и др., 1968–1974). Номера шлифов в коллекции обозначены буквами русского алфавита (48а–48т), которые заменены порядковыми номерами букв русского алфавита (от 48-1 до 48-20) как в публикации (Kulagina, 2022).

Микрофациальный анализ известняков проводился по образцам и шлифам. Фотографирование шлифов осуществлялось с помощью светового микроскопа «Биоптик СР-400». Основная задача микрофациального анализа – определение обстановки осадконакопления породы по признакам, определяемым в шлифах на основе детальной характеристики зерен, матрикса и цемента. Методика микрофациального анализа дана в работах Дж. Уилсона (Уилсон, 1980) и Э. Флюгеля (Flügel, 2010). Она включает выделение типов микрофаций по классификации Р. Данема (Dunham, 1962). Нумерация основных типов микрофаций проведена на основании характера смены типов фаций в разрезе и по латерали.

Характеристика разрезов

Скважина Предуральская-106. Местоположение – южная часть Предуральского краевого прогиба (Оренбургская область) (рис. 2). Скважина вскрыла девонские, каменноугольные и пермские отложения.

Ярус	млн лет	Зоны фораминифер	Восточно-Европейская платформа	Урал		Франко-Бельгийский бассейн		
				Западный субрегион	Восточный субрегион			
Визейский	330.3	Endothyranopsis crassa - Archaediscus gigas	Веневский	Веневский	Богдановичский	MFZ 15	Cf6	Wamantian
			Михайловский	Михайловский	Аверинский	MFZ 14		
			Алексинский	Алексинский	Каменск-уральский	MFZ 15		
	346.7	Endothyranopsis compressa - Paraarchaediscus koktjubensis	Тульский	Тульский	Жуковский	MFZ 12	Cf5	Livian
				Дружининский	Устьгреховский	MFZ 11		
		Uralodiscus rotundus	Бобриковский	Ильчский	Бурлинский	MFZ 10	Cf4 (часть)	Molmianian
		Eoparastaffella simplex	Радаевский	Пестерьковский	Обручевский	MFZ 9		

Рис. 1. Соотношение фораминиферных зон России, горизонтов Восточно-Европейской платформы и Урала (Alekseev et al., 2022) и подразделений Франко-Бельгийского бассейна (Conil et al., 1991; Poty et al., 2006). Cf4-Cf6 – фораминиферные зоны по (Conil et al., 1991); MFZ – миссисипская фораминиферная зона по (Poty et al., 2006). Возраст в млн лет по <https://stratigraphy.org/ICSChart/ChronostratChart2024-12.pdf>

Визейские отложения выделяются в инт. 4236–4622 м (мощность 405 м). Нижневизейский подъярус (инт. 4602–4622 м) сложен темными углеродистыми слоистыми известняками (пакстоунами), содержащими остатки трубчатых водорослей, раковины остракод, фораминифер и редкие спикеры известковых губок, с прослоями черных аргиллитов. К верхнему визе относятся известняки и доломиты с многочисленными остатками фораминифер и водорослей.

Тульский горизонт (инт. 4517–4592 м по геолого-геофизическим данным) сложен водорослево-биокластовыми пакстоунами с прослоями доломитов. Нижняя граница горизонта определена по каротажному реперу бобриковско-радаевской пачки (данные из архива «ГазпромДобычаОренбург»). Верхняя граница проведена условно по кровле доломитовой пачки (инт. 4517–4521 м) без определяемых ископаемых остатков. Поскольку ниже этой пачки лежит неопробованный интервал (инт. 4521–4536 м), мощность тульского горизонта может варьировать в пределах 56–75 м (рис. 3).

Нижний интервал (4588–4590 м) содержит обедненный комплекс фораминифер в обр. 110: *Endothyra* sp., *Pseudoplanoendothyra undata* (Postoyalko, 1975), *Ps. cf. druzhininaensis* (Postoyalko, 1975), *Eoparastaffella* sp., обычные для нижневизейского подъяруса, в том числе для дружининского горизонта западного склона Урала и переходящие в тульский горизонт. Эта часть разреза бедна фораминиферами и отнесена к тульскому горизонту с определенной долей условности, по данным каротажной кривой. В вышележащем интервале (4570–4574 м) встречен зональный вид *Paraarchaesis kocktjubensis* (Rauser-Chernousova, 1948) (рис. 3), а в интервале 4551–4555 м определен второй зональный вид *Endothyranopsis compressa* (Rauser-Chernousova et Reitlinger, 1936).

Скважина Октябрьская-106. Местоположение – юго-восток ВЕП, зона сочленения с Предуральским прогибом, в 60–65 км северо-северо-восточнее г. Оренбурга и в 10 км южнее райцентра Октябрьское Оренбургской области. Скважина вскрыла девонские, каменноугольные

и пермские отложения. Нижневизейские отложения (инт. 3319–3337 м), представлены нормально-морскими терригенно-карбонатными и карбонатными фациями, охарактеризованы фораминиферами, остракодами и спорово-пыльцевыми комплексами (Кулагина и др., 1988). Отложения верхнего визе мощностью 289 м представлены фораминиферо-водорослевыми известняками и доломитами (Bashlykova, Kulagina, 2020).

Тульский горизонт (инт. 3253–3321 м) сложен микрокристаллическими известняками. Нижняя граница проведена, как и в скв. Предуральская-106, выше радаевско-бобриковского каротажного репера, по основанию однородной известняковой толщи. Мощность горизонта 68 м (рис. 4).

Инт. 3319–3326 м был отнесен к бобриковскому горизонту по фораминиферам и остракодам (Кулагина и др. 1988). В обр. 184 (гл. 3326 м) определен комплекс фораминифер зоны *Uralodiscus rotundus* (рис. 4). В кровле этого интервала (обр. 182, инт. 3319–3321 м) исчезают обычные ранневизейские *Uralodiscus* и *Glomodiscus*, появляется *Archaediscus* sp. Богатый комплекс остракод, изученный Н.М. Кочетковой в обр. 182–183 (Кулагина и др., 1988) содержит виды, характерные для бобриковского горизонта Среднего Урала из разреза Дружинино, причем «некоторые из них ранее были известны в основном из тульского горизонта Восточно-Европейской платформы» (Кулагина и др., 1988, стр. 48). В связи с этим интервал 3319–3321 рассматривается нами как переходный от бобриковского к тульскому горизонту и отнесен к нижней части последнего. Тульский возраст обоснован фораминиферами в инт. 3285–3286 м (обр. 102–104) и в кровле горизонта на гл. 3255 (обр. 101), где встречены зональные виды тульского горизонта. Верхняя граница принимается нами предположительно на глубине 3252 (обр. 100) по появлению *Parastaffella concinna* Shlykova, 1951 (Bashlykova, Kulagina, 2020) ввиду отсутствия зонального вида.

Разрез Сиказа 2. Расположен в Западно-Уральской складчатой зоне, сложенной преимущественно палеозойскими отложениями шельфа и глубоководными отложениями пассивной окраины континента. Эта зона протягивается вдоль восточной границы Предуральского краевого прогиба и представляет деформированную восточную окраину ВЕП (Пучков, 2000). Визейские карбонатные отложения залегают на известняках кизеловского горизонта верхнего турне со стратиграфическим перерывом, охватывающим косвинский горизонт верхнего турне, весь нижневизейский подъярус и, вероятно, самые низы тульского горизонта (Синицына, Синицын, 1975; Синицына, 1975). Мощность тульского горизонта составляет 31 м. Биостратиграфия верхневизейских карбонатных отложений р. Сикасы детально изучена (Синицына, 1975; Путеводитель..., 1984; Кулагина, Клименко, 2014; Kulagina, 2022), описаны микрофауны из разреза Сиказа 2 (Горожанина и др., 2021).

Разрез богат фораминиферами. Начиная со слоя 10а (рис. 5) встречаются зональные виды *Paraarchaesis kocktjubensis* и *Endothyranopsis compressa*, по которым обосновывается возраст тульского горизонта. Верхняя граница с алексинским горизонтом распознаются по комплексу фораминифер зоны *Ikensieformis proikensis* – *Archaediscus gigas* (Kulagina, 2022).



Рис. 2. Местоположение изученных разрезов

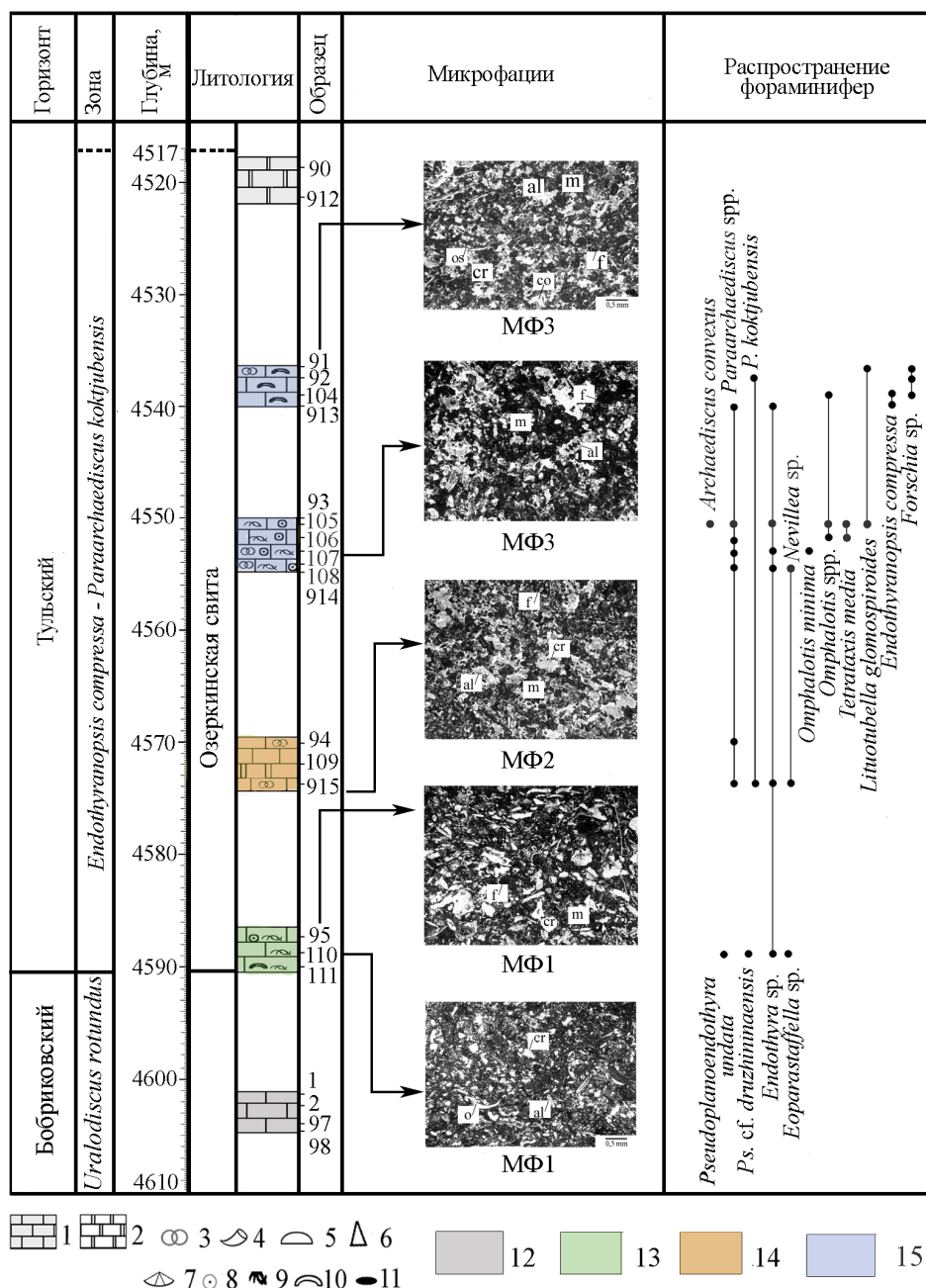


Рис. 3. Распространение микрофауны (МФ) и выборочных таксонов фораминифер в разрезе скважины Предуральская-106. Условные обозначения к рис. 3–5, 8: f – фораминиферы, al – водоросли, cr – криноидеи, os – остракоды, c – кальциферы, co – кортоиды, ca – кальцит, sp – спикулы, m – матрикс, b – брахиоподы, br – мшанки; 1 – известняки, 2 – доломиты, 3 – фораминиферы, 4 – одиночные кораллы, 5 – колониальные кораллы, 6 – гастроподы, 7 – брахиоподы, 8 – криноидеи, 9 – водоросли, 10 – остракоды, 11 – линзы кремней; 12 – бобриковский горизонт, 13 – МФ1, 14 – МФ2, 15 – МФ3

Фораминиферы

Возраст тульского горизонта в скважинах востока ВЕП и на западном склоне Южного Урала в разрезе Сиказа обоснован комплексом фораминифер зоны *Endothyranopsis compressa* – *Paraarchaediscus koktjubensis* зональной фораминиферовой шкалы России (Постановление..., 2008). В изученных разрезах скважин, так же, как и в разрезе Сиказа 2 встречены зональные виды *Paraarchaediscus koktjubensis* (рис. 6, фиг. 3–6, 13, 15) и *Endothyranopsis compressa* (рис. 7, фиг. 20–23). Для тульского горизонта всех трех разрезов характерны многочисленные представители надсемейства *Archaeodiscoidea* Cushman, 1928 и отряда *Endothyrida* Fursenko, 1958. Преобладают виды рода

Paraarchaediscus, реже рода *Archaeodiscus* (рис. 6, фиг. 10, 11, 17, 20), *Lituobella glomospiroides* (рис. 7, фиг. 30–32), *Omphalotus* (рис. 7, фиг. 12, 17), *Tetrataxis* (рис. 7, фиг. 26), *Mediocris* (рис. 7–8, фиг. 18), *Globoendothyra* (рис. 7, фиг. 27–29). Редко встречаются представители родов *Forschia*, *Nevillea*, *Eoparastaffella*, *Parastaffella* (рис. 7, фиг. 6, 14).

Комплекс фораминифер скв. Предуральская-106 включает более 16 видов, относящихся к 12 родам: *Earlandia*, *Paraarchaediscus*, *Archaeodiscus*, *Forschia*, *Nevillea*, *Lituobella*, *Endothyra*, *Omphalotus*, *Endothyranopsis*, *Pseudoplanoendothyra*, *Tetrataxis*, *Eoparastaffella*.

Комплекс фораминифер скв. Октябрьская-106 составляет 15 родов и 23 вида. Наибольшее видовое разнообразие

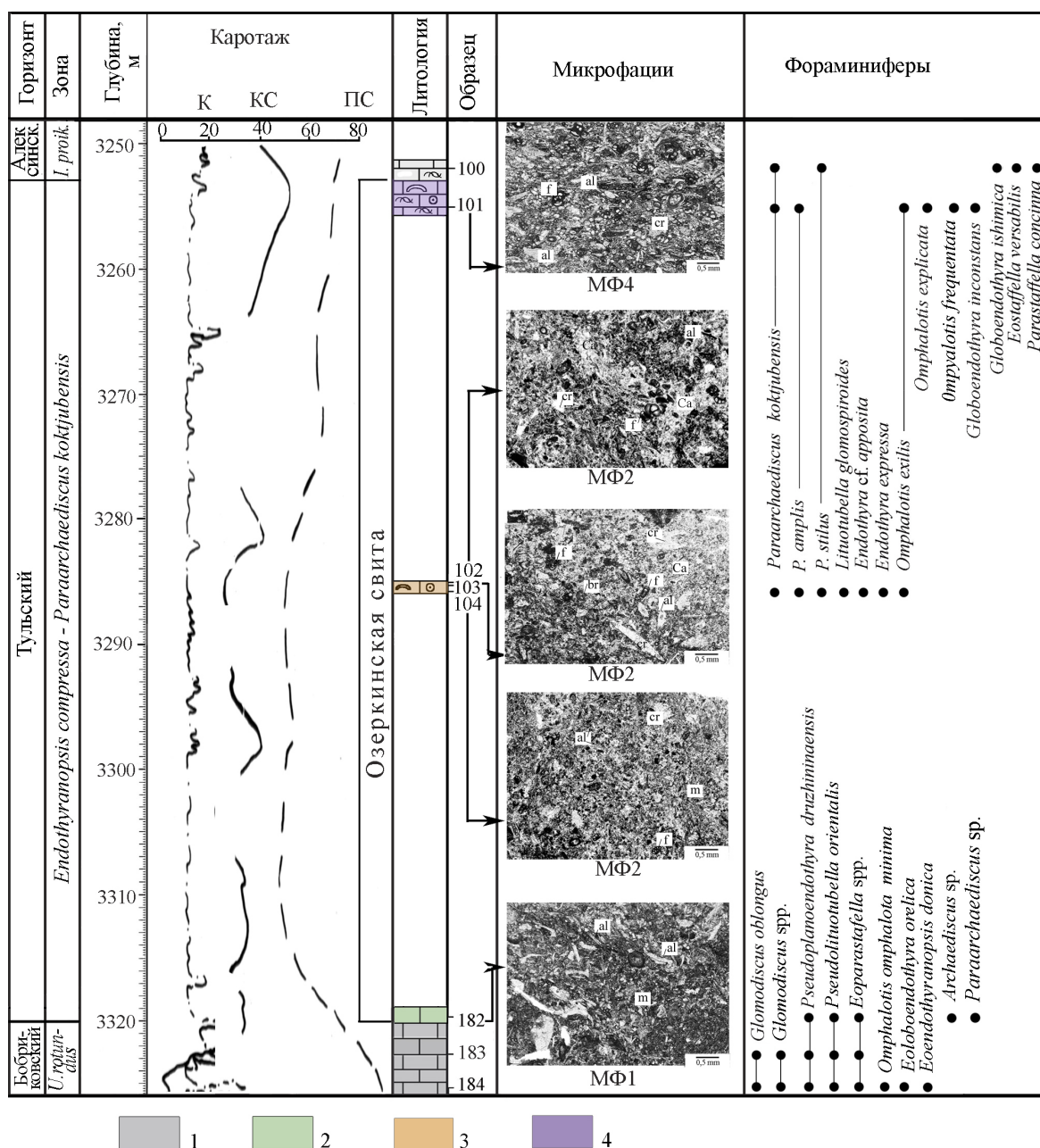


Рис. 4. Распространение микрофаций и выборочных таксонов фораминифер в разрезе скважины Октябрьская-106: 1 – бобриковский горизонт, 2 – МФ1, 3 – МФ2, 4 – МФ4

имеют представители родов *Paraarchaediscus*, *Omphalotis*, *Tetrataxis*.

Богатый комплекс фораминифер тульского горизонта разреза Сиказа 2 включает более 38 видов, относящихся к 24 родам (Kulagina, 2022). Помимо видов, определенных в скважинах встречены *Planoarchaediscus spirillinoides* (Rausser) (рис. 6, фиг. 12), *Lapparentidiscus* sp. В верхах зоны отмечены несколько экземпляров *Pojarkovella* sp.

Типы микрофаций и их распределение по разрезам

Известняки тульского горизонта в изученных разрезах скважин Октябрьская-106, Предуральская-106 и разреза Сиказа 2 характеризуются некоторыми общими свойствами. Основными компонентами (зернами) являются остатки трубчатых водорослей, фораминифер, иглокожих (преимущественно, криноидей), остракод, брахиопод, редко мшанок, а также кальцисферы, пелоиды и интракласты.

По количеству зерен и их соотношению с матриксом известняки относятся преимущественно к мелкозернистым полибиокластовым пакстоунам, в которых зерна имеют алевритовую размерность и соприкасаются друг с другом, межзерновой матрикс – микрозернистый или микритовый. Обломки криноидей и фрагменты трубчатых водорослей образованы монокристаллическим кальцитом, с характерными кальцитовыми каемками дорастания (до ромбической формы кристалла), образующими цемент пойкилитового типа. Тонкобиокластовый матрикс состоит из частиц пелитовой и тонкоалевритовой размерности в микрите, в некоторых микрофациях матрикс комковато-сгустковый. В перекристаллизованных разностях матрикс замещен микроспаритовым цементом. Состав фаунистических остатков указывает на формирование отложений в условиях открытого шельфа.

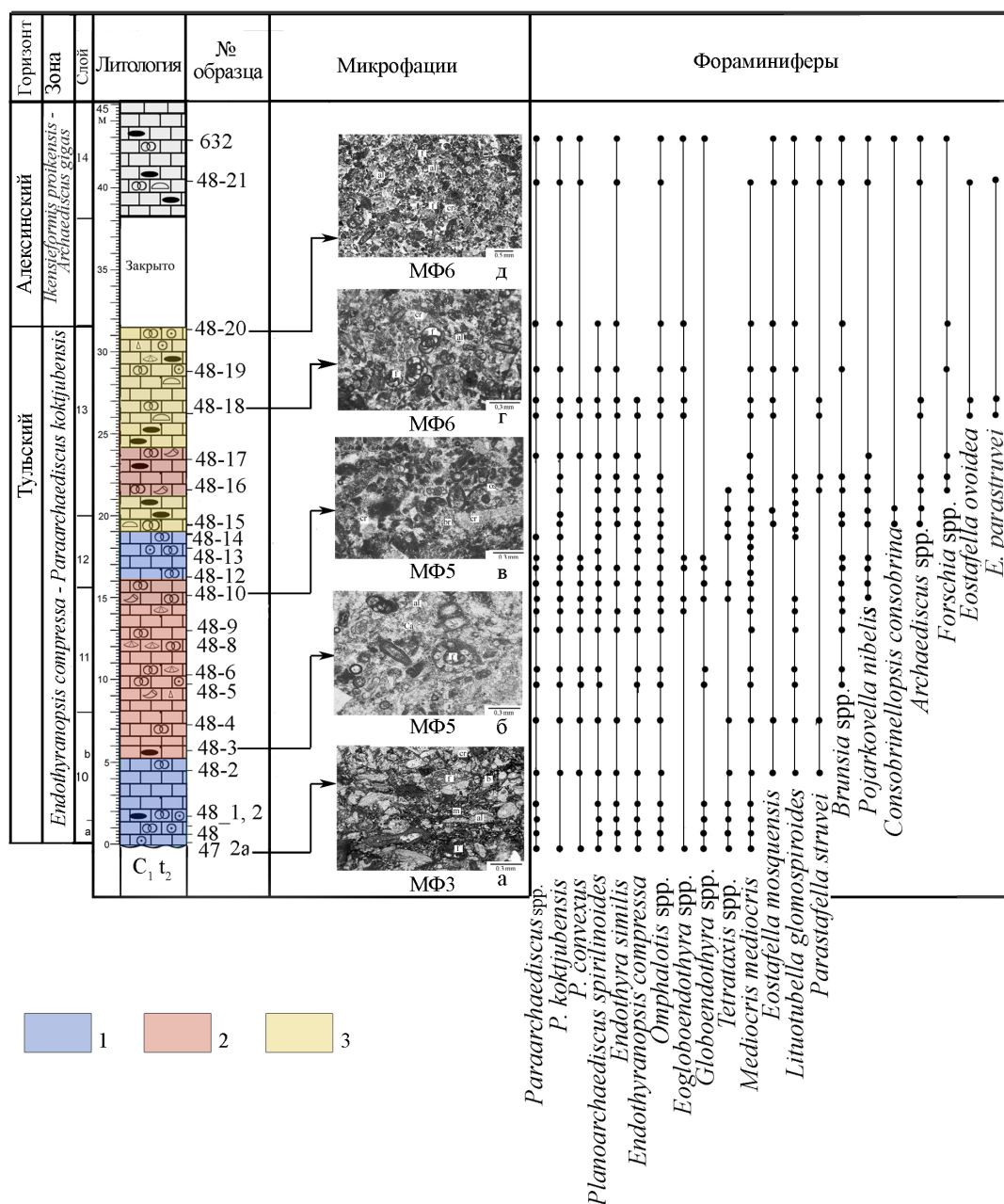


Рис. 5. Распространение микрофашии и выборочных таксонов фораминифер в разрезе Сиказа 2: 1 – МФ3, 2 – МФ5, 3 – МФ6. Стратиграфическая колонка по (Синицына, Синицын, 1975) с изменениями по (Кулагина, 2022)

На основе изучения текстурно-структурных особенностей, включающих размерность обломков, сортированность, их соотношение с матриксом, наличие микрослоистости и состава фаунистических остатков выделено шесть микрофашии известняков (МФ), которые пронумерованы в порядке увеличения зернистости и уменьшения содержания микритового матрикса, что отражает степень гидродинамического воздействия на осадок (рис. 8).

К МФ1 (рис. 8, фиг. 1, 2) отнесены тонкозернистые полибиокластовые пакстоуны-вакстоуны с беспорядочной текстурой, сложенные фрагментами трубчатых водорослей, криноидей, остракод и редкими фораминиферами. Особенностью МФ1 является преобладание микритового матрикса, незначительное количество фораминифер. Известняки МФ1 распространены в основании разреза тульского горизонта в скважинах Предуральская-106 и Октябрьская-106 (рис. 3, 4).

К данной микрофашии приурочен комплекс фораминифер, в котором представители родов *Earlandia*, *Pseudolituotubella*, *Pseudoplandoendothya*, *Eoparastaffella*, *Mediocris* встречаются в равных количественных соотношениях. Единичны раковины *Archaediscus*. Число фораминифер в шлифах небольшое: 10–15. Присутствие *Pseudolituotubella* свидетельствует об относительно благоприятных условиях для обитания фораминифер.

Известняки МФ2 (рис. 8, фиг. 3, 4) представлены криноидно-водорослевыми пакстоунами тонко-мелкозернистыми с беспорядочной текстурой, сложенными фрагментами трубчатых водорослей, криноидей (иногда микритизированных по краям – кортоидов), с кальцисферами и пелоидами в пелоидно-сгустковом матриксе, участками перекристаллизованном до микроспарита. Хаотичная структура, возможно, связана с биотурбированием.

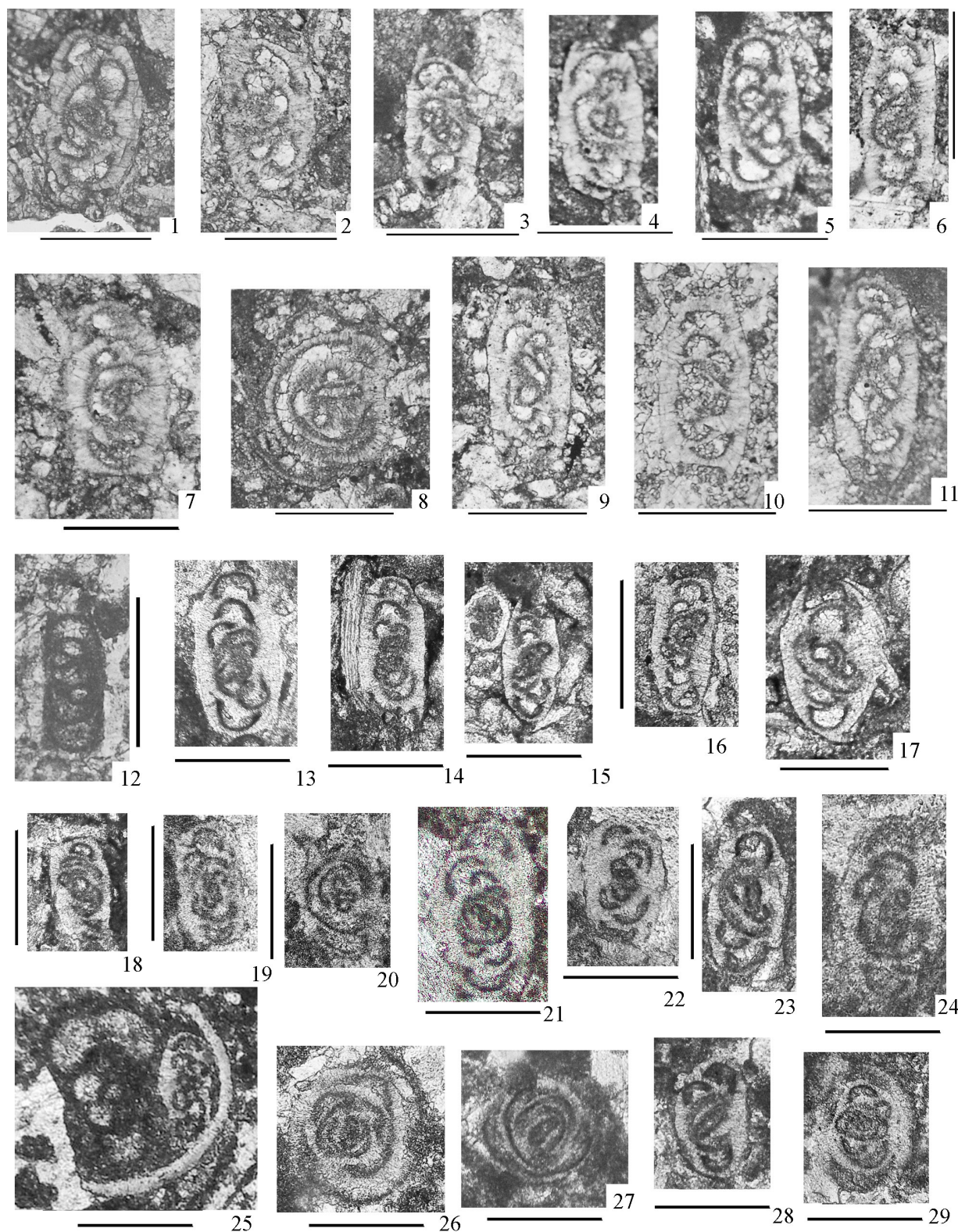


Рис. 6. Фораминиферы зоны *Endothyranopsis compressa* – *Paraarchaediscus koktjubensis* (сем. Archaediscidae). Масштабный отрезок равен 0.2 мм (в скобках указан номер шлифа). 1-12 – разрез Сиказа 2; 13, 14, 15, 16 – скв. Октябрьская-106; 17-28 – скв. Предуральская-106. 26, 27 – медианные сечения, остальные аксиальные. 1, 2, 7, 8. *Paraarchaediscus* sp.: – 1, 2 – обр. GM47(2), 7 – обр. GM47(1), 8 – обр. GM2a (6); 3-6, 13, 15, 28. *Paraarchaediscus koktjubensis* (Rauser-Chernousova, 1948): 3 – обр. GM47(2); 4 – обр. GM48-2(1), 5 – обр. GM2a(2), 6 – GM2(8); 13 – обр. 103(2); 15 – обр. 101(5); 28 – обр. 94(1); 9. *Paraarchaediscus stilus eurus* (Conil and Longerstaey in Conil et al., 1980), обр. GM48-6(7); 10, 11. *Archaediscus krestovnikovi* Rauser-Chernousova, 1948: 10 – GM48-3(2), 11 – GM2a (6); 12. *Planoarchaediscus spirillinoides* (Rauser-Chernousova 1948), обр. GM2 (2); 14. *Paraarchaediscus stilus* (Grozdilova et Lebedeva, 1953), обр. 101(3); 16. *Paraarchaediscus vischerensis* (Grozdilova et Lebedeva, in Grozdilova, 1953), обр. 101(5); 17. *Archaediscus mohae* Conil et Lys, 1964, обр. 101(5); 18. *Paraarchaediscus pusillus* (Rauser-Chernousova, 1948), обр. 105(1); 19. *Paraarchaediscus* sp., обр. 101(5); 20. *Archaediscus convexus* Grozdilova et Lebedeva, 1953, обр. 105(1); 21, 22, 29. *Archaediscus varsanofievae* Grozdilova et Lebedeva, 1954 21 – обр.105(1), 22 – обр. 105(2), 29 – обр.106(2); 23. *Paraarchaediscus amplis* (Conil et Lys, 1964), обр.108(3); 24. *Paraarchaediscus ninae* (Grozdilova et Lebedeva, 1954), обр. 915(1); 25. Биокластовый пакстоун с *Omphalotis* sp. и *Paraarchaediscus* sp., обр. 105(1); 26, 27. *Paraarchaediscus* sp.: 26 – обр. 105(3); 27 – обр. 94(1)

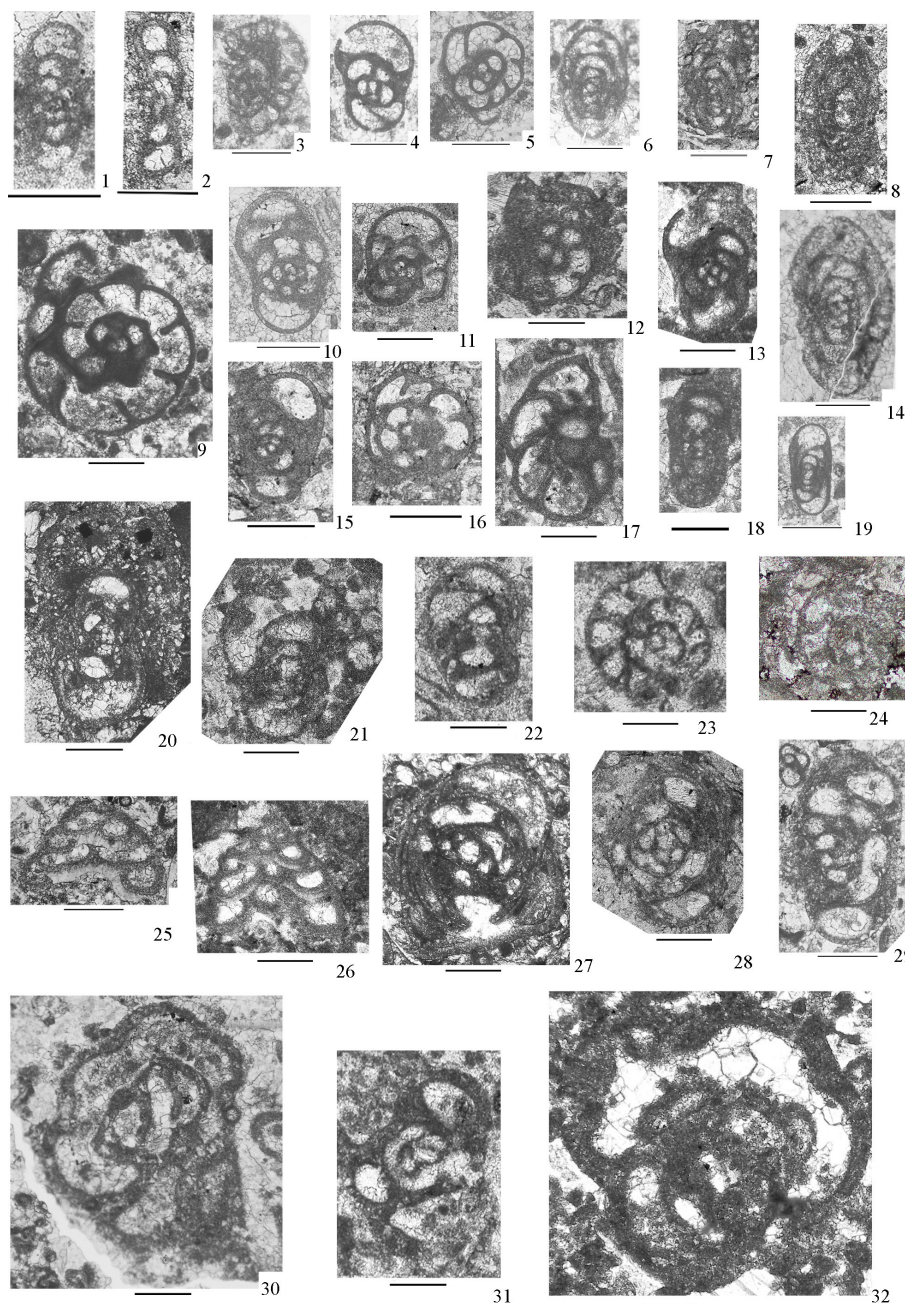


Рис. 7. Фораминиферы тульского горизонта зоны *Endothyranopsis compressa* – *Paraarchaediscus koktjubensis*. Масштабный отрезок равен 0.2 мм (в скобках указан номер шлифа). 1, 2, 8, 12, 13, 17, 18, 21, 23, 24, 26, 32 – скв. Предуральская-106; 3-6, 9, 10, 19, 20, 25, 29, 30 – разрез Сиказа 2; 7, 11, 14, 15, 22, 27, 28, 31 – скв. Октябрьская-106. 1. *Pseudoplanoendothyra undata* (Postoyalko, 1975), 1 – аксиальное сечение, обр. 110 (3); 2. *Pseudoplanoendothyra* cf. *druzhininaensis* (Postoyalko, 1975), медианное сечение обр.110(4); 3. *Pojarkovella nibelis* (Durkina, 1959), близкое к медианному сечение, обр. GM48-10(3); 4, 5. *Endothyra elegia* Malakhova, 1956: 4 – аксиальное сечение, обр. GM48-6(7); 5 – медианное сечение, обр. GM48-3(b); 6. *Parastaffella candida* Ganelina, 1956, аксиальное сечение, обр. GM48-4(3); 7, 8. *Eoparastaffella* sp., аксиальные сечения: 7 – обр. 101(5); 8 – обр.110(3); 9, 11. *Omphalotis chariessa* (Conil and Lys, 1964), медианные сечения: 9 – обр. GM48-6(4); 11 – обр. 104(2); 10. *Omphalotis explicata* (Ganelina, 1956), аксиальное сечение, обр. GM48-3(3); 12. *Omphalotis* sp., сечение близкое к медианному, обр. 94(1); 13, 15, 16. *Omphalotis exilis* (Rausser-Chernousova, 1948): 13, 15 – аксиальные сечения, 13 – обр. 107 (1); 15 – обр. 101(3); 16 – медианное сечение, обр. 101(3); 14. *Parastaffella* ex gr. *struvei* (Moeller, 1979), аксиальное сечение, обр. GM48-3(3); 17. *Omphalotis* sp., близкое к медианному сечение, обр.104 (5); 18. *Mediocris mediocris* (Vissarionova 1948), аксиальное сечение, обр. 94(1); 19. *Eostaffella versabilis* Orlova, 1955, обр. GM48-3(1); 20-23; *Endothyranopsis compressa* (Rausser-Chernousova and Reitlinger in Rausser-Chernousova and others, 1936), аксиальные сечения: 20 – обр. GM2a (2); 21 – обр.104(5); 22 – обр. 104 (2); медианное сечение, 23 – обр. 913(1); 24. *Endothyranopsis* sp., медианное сечение, обр. 92(3); 25. *Tetrataxis paraminima* Vissarionova, 1948, аксиальное сечение, обр. GM48-3(2); 26. *Tetrataxis media* Vissarionova, 1948, аксиальное сечение, обр. 105 (2); 27, 28. *Globoendothyra inconstans* (Grozdilova et Lebedeva, 1953), медианные сечения; 27 – обр.101(3); 28 – обр. 101(2); 29. *Globoendothyra* cf. *ishimica* Rausser-Chernousova, 1948, скошенное сечение, обр., GM48-3(1); 30-32. *Lituotubella glomospiroides* Rausser-Chernousova, 1948, медианные сечения: 30 – обр. GM48-10(1); 31 – аксиальное сечение, обр. 103(1); 32 – обр. 91(1)

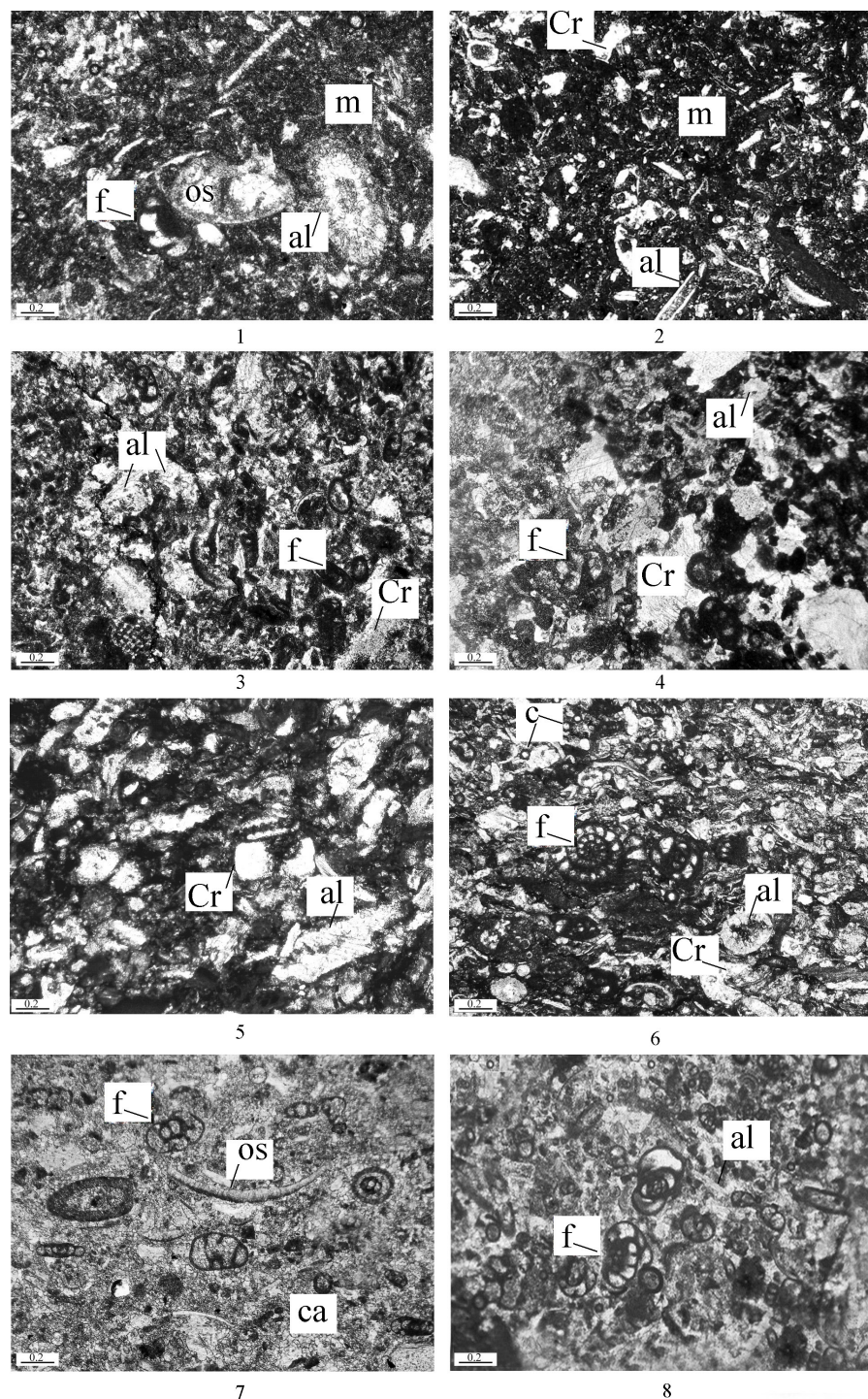


Рис. 8. Микрофации известняков тульского горизонта (микрофотографии шлифов, николи параллельны, масштабный отрезок 0.2 мм). 1, 2 – МФ1 – полибиокластовый пак-вакстоун тонкозернистый с беспорядочной текстурой, сложен фрагментами трубчатых водорослей, криноидей, с редкими фораминиферами в микритовом матриксе, нижняя часть тульского горизонта: 1 – скв. Октябрьская-106, обр. 182; 2 – скв. Предуральская-106, обр. 110; 3, 4 – МФ2 – криноидно-водорослевый вак-пакстоун тонко-мелкозернистый с беспорядочной текстурой, сложен фрагментами водорослей, криноидей, остракод в пелоидно-сгустковом матриксе: 3 – скв. Октябрьская-106, обр. 103; 4 – скв. Предуральская-106, обр. 94; 5 – МФ3 – полибиокластовый пакстоун мелкозернистый со слоистой текстурой, подчеркнутой субпараллельно ориентированными фрагментами водорослей, с остатками криноидей, разрез Сиказа 2, слой 10а, обр. 2а; 6 – МФ4 – пакстоун водорослево-фораминиферовый, мелкозернистый со слоистой текстурой, подчеркнутой субпараллельно ориентированными фрагментами водорослей, и многочисленными фораминиферами, встречаются кальцисферы, фрагменты иглокожих и водорослей, скв. Октябрьская-106, обр. 101; 7 – МФ5 – пакстоун биокластово-фораминиферовый, тонко-мелкозернистый с элементами слоистости, подчеркнутой субпараллельной ориентировкой зерен, с тонкобиокластовым и сгустковым матриксом, перекристаллизованном до микроспарита, встречаются обломки криноидей-кортоидов, водорослей, брахиопод, остракод, разрез Сиказа 2, слой 10б, обр. 48-в-6; 8 – МФ6 – пакстоун биокластово-фораминиферовый, с беспорядочной текстурой, с пелоидно-сгустковым матриксом, участками перекристаллизованном до микроспарита, встречаются фрагменты трубчатых водорослей, криноидей, брахиопод, разрез Сиказа 2, слой 13, обр. 48-18

В некоторых шлифах наблюдается более светлые жилообразные участки, выполненные микрошпательным с редкими включениями тонкой биокластике, которые можно отнести к остаткам ходов илоедов. Фрагменты водорослей и криноидей, сложенные монокристаллическим кальцитом, имеют светлые пойкилитовые каемки дорастания. Особенностью этой микрофауны является преобладание водорослевой биокластике, совместное нахождение фрагментов водорослей и криноидей, присутствие комковато-сгусткового матрикса, многочисленные фораминиферы. Членики криноидей равномерно распределены между водорослями, находятся в рассеянном виде. Известняки МФ2 составляют среднюю часть разреза тульского горизонта в скв. Предуральская-106, и в скв. Октябрьская-106 (рис. 3, 4).

Фораминиферы представлены в довольно большом количестве, до 45 – 60 экз. в шлифе, но это в основном раковины мелких размеров родов *Earlandia*, *Endothyra*, *Mediocris*, *Paraarchaediscus*, редкие *Lituotubella* (рис. 7, фиг. 31). По преобладающим таксонам фораминиферовую биофауна можно назвать эндотиро-медиокрисовой. Представители рода *Paraarchaediscus* составляют не более 10% общего числа раковин фораминифер в шлифе.

Общей особенностью МФ1 и МФ2, распространенных в разрезах скважин Предуральская-106 и Октябрьская-106 в основании и в средней части тульского горизонта и не представленных в разрезе Сиказа 2, является присутствие значительного количества микритового и пеллоидно-комковатого матрикса.

МФ3 (рис. 8, фиг. 5) представлена полибиокластовым пакстоуном мелкозернистым со слоистой текстурой, подчеркнутой субпараллельно ориентированными фрагментами водорослей, что отражает действие донных течений. Микрофауна отличается слоистой текстурой и преобладание трубчатых водорослей среди биокластов, матрикс, сложенный биокластикой пеллитовой и тонкоалевритовой размерности. Известняки МФ3 встречаются в основании разреза Сиказа 2 (рис. 5, слой 10а, обр. 2а). Ранее (Горожанина и др., 2021) эта микрофауна выделялась как мф1. К той же микрофауне водорослевых пакстоунов с элементами слоистости относятся известняки из верхов тульского горизонта скв. Предуральская-106 (рис. 3, обр. 105-107).

Фораминиферы встречаются по 25–50 экз. в шлифе. Характерны представители *Paraarchaediscus* – около 30% (рис. 6, фиг. 5, 11, 18, 25), *Omphalotis* (рис. 7, фиг. 13), *Endothyranopsis* (рис. 7, фиг. 20), *Globoendothyra*, *Mediocris*, *Tetrataxis* (рис. 7, фиг. 26).

К МФ4 (рис. 8, фиг. 6) отнесены водорослево-фораминиферовые пакстоуны мелкозернистые со слоистой текстурой, подчеркнутой субпараллельно ориентированными фрагментами водорослей (*Kamaena* и *Isinella*), и многочисленными фораминиферами, встречаются кальцисферы, фрагменты иглокожих и водорослей с каемками новообразованного кальцита, матрикс микритовый и тонкобиокластовый (рис. 4, обр. 101). Общее количество фораминифер в шлифе – 100–110 экз. Из фораминифер преобладают раковины *Omphalotis* небольших размеров (0.4 мм) которые составляют более 50% фауны. Эти раковины хорошо идентифицируются в шлифе по строению стенки, состоящей из трех слоев: тонкопористого в центре, и двух темных, плотных волосовидных слоев

по краям (рис. 7, фиг. 15, 16). Встречаются редкие крупные раковины рода *Globoendothyra* (рис. 7, фиг. 27, 28), заметно отличимые по многослойному строению стенки. Редко встречаются фораминиферы родов *Parastaffella* и *Paraarchaediscus* (рис. 6, фиг. 14–16). МФ4 представлена только в скважине Октябрьская-106.

МФ5 и МФ6 распространены в разрезе Сиказа 2 в средней и верхней части тульского горизонта (рис. 5). Ранее (Горожанина и др., 2021) в разрезе Сиказа 2 снизу вверх по разрезу было выделено 5 микрофаун. В данной работе МФ5 соответствует микрофауне мф2 и мф3, МФ6 соответствует микрофаунам мф4 и мф5. В скважинах Предуральская-106 и Октябрьская-106 эти микрофауны не установлены.

Известняки МФ5 (рис. 8, фиг. 7) представлены тонко-мелкозернистыми биокластово-фораминиферовыми пакстоунами, с элементами слоистости, обусловленной субпараллельным положением отдельных биокластов, встречаются обломки криноидей-кортоидов, водорослей, брахиопод, остракод (рис. 5, слой 10б, обр. 48-3, 48-6). Особенностью является смешанный состав биокластике, пеллоидно-микрошпательный цемент, как слоистая, так и беспорядочная текстура, биотурбация. Биотурбированные участки представлены более светлым и мелкозернистым известняком, сложенным тонкой биокластикой и мелкими раковинами фораминифер в микрошпательном матриксе (Горожанина и др., 2021).

Фауна содержит богатейший комплекс фораминифер хорошей сохранности, до 150 экз. в шлифе. Характерны представители родов *Archaediscus* (рис. 6, фиг. 10), *Pojarkovella* (рис. 7, фиг. 3), *Brunsia*, *Forschia*; отряда *Palaeotextulariida* Hohenegger et Piller, 1975, например род *Consobrinellopsis*. По количеству видов многочисленны фораминиферы родов: *Paraarchaediscus*, *Endothyranopsis*, *Globoendothyra* (рис. 7, фиг. 29), *Omphalotis* (рис. 7, фиг. 9, 10). По количеству экземпляров преобладают представители мелких эндотирид – около 43%, ирландиид – около 40%, архидисцид – 14%. Крупные раковины рода *Lituotubella* встречаются до 5 экз. в шлифе (рис. 7, фиг. 30).

К микрофауне МФ6 (рис. 8, фиг. 8) относятся пакстоуны и пак-грейнстоуны биокластово-фораминиферовые с беспорядочной текстурой, микритовым матриксом, участками перекристаллизованным до микрошпателя, встречаются фрагменты трубчатых водорослей, криноидей, брахиопод, фораминиферы (рис. 5, слой 13, обр. 48-18).

Фораминиферы многочисленны, количество варьируется от 50 до 120 экз. в шлифе. По сравнению с МФ5, раковины обладают худшей сохранностью, возрастает количество видов *Eostaffella*. По числу экземпляров – около 40% в шлифе – преобладают фораминиферы рода *Earlandia*, около 18% представители эндотирид, которые, по сравнению с МФ5 имеют более крупные размеры. Раковины фораминифер отряда *Palaeotextulariida* занимают около 11% от определяемого количества экземпляров в шлифе. Значительно реже, по сравнению с МФ3, встречаются фораминиферы родов *Paraarchaediscus*, *Planoarchaediscus*.

Наиболее богатые и информативные комплексы фораминифер приурочены к МФ5 и МФ6 разреза Сиказа 2, МФ4 скв. Октябрьская-106, представленные пакстоунами (рис. 5, 4).

Обстановки осадконакопления

Особенности строения и состава микрофаций указывают на их формирование в условиях открытого карбонатного шельфа. Это подтверждается присутствием остатков фауны открытого моря – криноидей, брахиопод, зеленых водорослей, фораминифер, а также крупных фрагментов кораллов, наблюдаемых в обнажении разреза Сиказа 2 (Горожанина и др., 2021). В шлифах из разреза Сиказа 2 наблюдаются фрагменты мшанок. Выделенные микрофации отражают изменение гидродинамических условий на полого погружающемся шельфе – рампе (Flügel, 2010) (рис. 9).

Вакстоуны МФ1 накапливались в относительно тиховодной глубоководной зоне открытого шельфа, куда с мелководных зон под действием донных течений сносились биокласты, представленные преимущественно фрагментами трубчатых водорослей (*Kamaena* и *Isinella*) и криноидей.

Криноидно-водорослевые пакстоуны МФ2 представляют собой агрегат водорослей и члеников криноидей, характеризуются преобладанием остатков водорослей и небольшим количеством фораминифер, содержат кальцисферы и пелоиды. Отмечаются следы биотурбирования, что характерно для осадков среднего шельфа-рампы (Flügel, 2010; Горожанина и др., 2021). Они могли формироваться в обстановке открытого шельфа с многочисленными водорослевыми и криноидными поселениями в относительно тиховодной обстановке

Полибиокластово-водорослевые пакстоуны МФ3 с фораминиферами, криноидеями, интракластами, пелоидами соответствуют фациям открытого мелководья с криноидно-водорослевыми поселениями и действием донных течений.

Микрофации МФ4 с многочисленными фораминиферами рода *Omphalotis* из верхней части разреза скв. Октябрьская-106 свидетельствуют об обстановке мелководного шельфа с действием течений.

Обстановки формирования известняков МФ5, с раковинами *Earlandia* и *Endothyrida*, МФ6 с преобладанием *Endothyrida*, из разреза Сиказа 2 описаны как подвижное мелководье. Мелководность подчеркивает присутствие кортоидов, представленных обломками криноидей с микритовыми каемками, указывающими на мелководность, пелоидов и водорослей (Горожанина и др., 2021).

Смена фациальных условий осадконакопления от МФ1 к МФ6 указывает на регрессивную тенденцию изменения уровня моря к концу тульского времени. При этом более глубоководные/тиховодные условия отмечаются для известняков МФ1, МФ2 из основания тульского горизонта в скв. Предуральская-106 и Октябрьская-106. В разрезе Сиказа 2 в нижней части тульского горизонта залегают известняки МФ3, которые также наблюдаются в верхней части разреза скв. Предуральская-106. Они формировались в условиях среднего рампа с действием течений. Выше в разрезе Сиказа 2 залегают известняки МФ5 и МФ6 с многочисленными представителями *Endothyrida*, формировавшиеся в условиях волнового воздействия. В разрезах скважин, расположенных западнее, эти микрофации не встречаются. Особенностью разреза тульского горизонта в скважине Октябрьская-106 является присутствие известняков МФ4 с обильными фораминиферами *Omphalotis* и водорослями, вероятно, формировавшихся в зоне мелководья с действием течений. В других разрезах известняки этой микрофации не установлены.

Обсуждение результатов

В раннем карбоне, начиная с тульского времени позднего визе, накопление однообразных толщ мелководных карбонатов происходило на обширной территории, от западного крыла Московской синеклизы до Урала, в обстановке эпикратонной карбонатной платформы (Махлина и др., 1993; Горожанина, 2010).

На территории юго-востока ВЕП тульскому горизонту отвечает озеркинская свита, стратотип которой принят в скв. Бузулукская-1 (Фортунова и др., 2023). Озеркинская свита в стратотипе делится на три пачки: нижняя часть представлена глинами, песчаниками и алевролитами с редкими прослоями карбонатов, средняя сложена органогенно-детритовыми известняками с фораминиферами, остатками водорослей и криноидей, а верхняя часть – переслаиванием известняков глинистых и органогенно-детритовых, неравномерно доломитизированных. Изученные разрезы отличаются однотипным строением и карбонатным составом. В скважине Октябрьская-106 тульский горизонт, судя по характеру каротажных кривых, сложен известняками. В отличие от разрезов скважин в разрезе западного склона Урала по р. Сикасе тульский горизонт залегает с большим перерывом на известняках

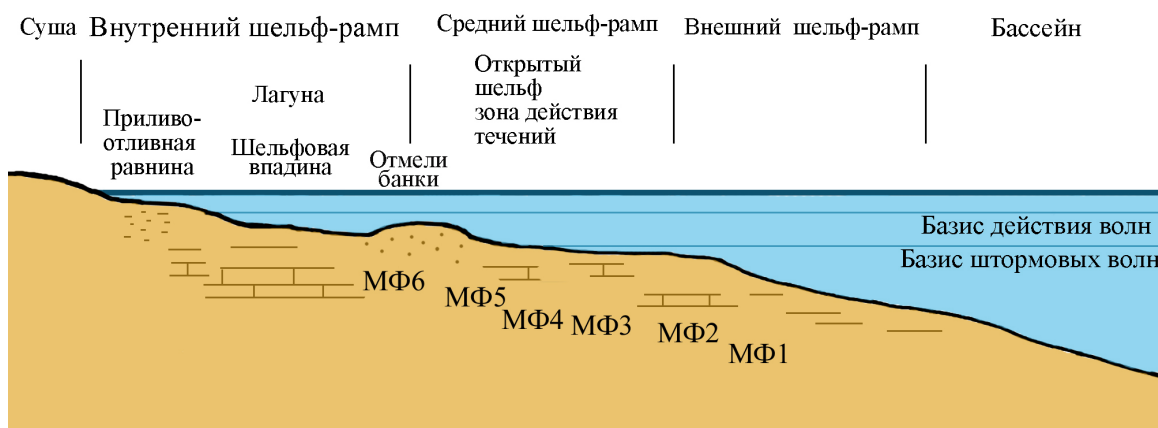


Рис. 9. Модель строения шельфа рампового типа по (Flügel, 2010) с распределением микрофаций (МФ) известняков изученных разрезов

верхнего турне. Вероятно поэтому мощность тульского горизонта в разрезе Сиказа 2 по сравнению с разрезами скважин сокращена (рис. 10). Стратиграфический перерыв в разрезах р. Сикаси, по мнению З.А. Синицыной (1975), связан с перерывом в осадконакоплении. Возможно, он соответствует регрессии Уральского бассейна, связанной с глобальным похолоданием в раннем визе (Wright, Vanstone, 2001; Силантьев и др., 2023). Однако, О.Л. Эйно́р (Путеводитель...1975, с. 32) объяснял отсутствие нижневизейских отложений их размывом.

В разрезе скважины Предуральская-106 тульский горизонт залегает на битуминозных известняках бобриковского горизонта с многочисленными остатками спикул известковых губок (рис. 3), что свидетельствует о формировании их в более глубоководной зоне. В отличие от стратотипа озеркинской свиты тульский горизонт в основании сложен здесь мелкозернистыми известняками с прослоями вторичных кристаллических доломитов МФ1. Эта самая нижняя часть тульского горизонта в скв. Предуральская-106 (инт. 4588–4592 м) содержит бедный комплекс фораминифер и включает виды *Pseudoplaneoendothyra undata*, *P. cf. druzhininaensis*, описанные из илычского и дружининского горизонтов западного субрегиона Урала (Постоялко, 1975). Тот факт, что перечисленные таксоны встречены в известняках выше радаевско-бобриковского репера, и соответствуют тульскому горизонту, не противоречит корреляции дружининского горизонта с нижнетульскими отложениями, предложенной М.В. Постоялко (1975). Вероятно, этому же уровню соответствует переходный интервал 3318–3320 м от бобриковского к тульскому горизонту в скв. Октябрьская-106, содержащий обедненный комплекс фораминифер (обр. 182), также приуроченной к МФ1. Этот стратиграфический интервал отсутствует в разрезе Сиказа 2.

Анализ комплексов фораминифер средней части тульского горизонта в скважинах Предуральская-106 и Октябрьская-106, показывает, что, несмотря на неполный отбор керна, нахождение зональных и характерных видов позволяет сопоставить их с комплексами средней части озеркинской свиты в ее стратотипе скв. Бузулукская-1 (Зайцева, Сахненко, 2018; Фортунатова и др., 2023), а также с комплексом опорного разреза верхнего визе Сиказа 2 (Кулагина, 2022). Рассматриваемые комплексы сходны по основному составу, хотя в изученных нами разрезах чаще встречается *Paraarchaediscus koktjubensis*, тогда как в стратотипе озеркинской свиты отмечается присутствие *Archaediscus krestovnikovi*. Наиболее информативные комплексы фораминифер приурочены к пакстоунам и пакстоунам-грейнстоунам МФ5 и МФ6, накапливавшимися в условиях подвижного мелководья.

Верхняя часть озеркинской свиты в стратотипе содержит доломитизированные известняки с брахиоподами (Фортунатова и др., 2023). Вероятно, этой части соответствует инт. 4517–4521 м в скв. Предуральская-106, представленный доломитами.

Микрофациальный анализ известняков тульского горизонта, вскрытых в скважинах Предуральской-106 и Октябрьской-106, показал, что они сходны по составу и по мощности (68–73 м) (рис. 3, 4). Отложения отнесены к микрофациям МФ1 и МФ2. Преимущественно

водорослевый состав биокластов присутствие пелоидов и кальцисфер указывает на относительно тиховодные условия седиментации.

Известняки МФ3 из скв. Предуральской-106 сопоставимы по микрофациальным особенностям с известняками из нижней части тульского горизонта разреза Сиказа 2. Известняки МФ4, МФ5 и МФ6 характеризуются присутствием значительного количества фораминифер, имеют зернистую структуру пакстоунов, что указывает на условия подвижного мелководья. В разрезах скважин микрофафии МФ5 и МФ6 не установлены. Возможно, это связано с позицией разрезов скважин в более глубоководной и тиховодной зоне шельфа.

Выделенные микрофафии имеют признаки формирования карбонатных отложений в условиях открытого шельфа рампового типа с глубиной моря 20–50 м. На это указывают следующие особенности пород: состав фаунистических остатков, характерных для морских обстановок открытого шельфа: криноидей, фораминифер, трубчатых зеленых водорослей, кораллов, редко – мшанок и брахиопод; тонко и мелкозернистая структура отложений, сложенных сортированными биокластами, тонкая слоистость и субпараллельная ориентировка удлиненных зерен, указывающая на действие волн и течений. Факторами, влияющими на осадок в зоне среднего рампа, являются биотурбирование и штормовая активность (Flügel, 2010). На снос биокластов с мелководья штормами и донными течениями указывает присутствие обломков криноидей-кортоидов, часто более крупного размера по сравнению с вмещающим тонкобиокластовым матриксом.

Заключение

Микрофациальный анализ известняков тульского горизонта из разных разрезов позволил провести их детальное сравнение по составу и структурным особенностям пород, уточнить условия образования.

Комплексы фораминифер, определенные в скв. Предуральская-106 в инт. 4536–4574 м (38 м), в скв. Октябрьская-106 в инт. 3255–3286 м (31 м), и слою 10–13 разреза Сиказа 2 (31.5 м) отвечают фораминиферной зоне *Endothyranopsis compressa* – *Paraarchaediscus koktjubensis*. Помимо известняков, содержащих фораминиферы данной зоны, к тульскому горизонту условно отнесены неопробованные интервалы или интервалы, сложенные доломитами без микрофауны. В скв. Предуральская-106 к тульскому горизонту по данным каротажа также отнесен интервал с нижневизейским, вероятно, дружининским комплексом фораминифер.

Изученные карбонатные отложения тульского горизонта являются возрастным аналогом озеркинской свиты. Вопрос о составе и территориальном распространении озеркинской свиты требует доизучения на других площадях.

Преимущественно терригенное осадконакопление в начале тульского времени на территории ВЕП сменяется условиями мелководного карбонатного шельфа с широким развитием водорослей, фораминифер, криноидей, остракод, брахиопод, мшанок и кораллов. С запада на восток отмечается увеличение карбонатной седиментации.

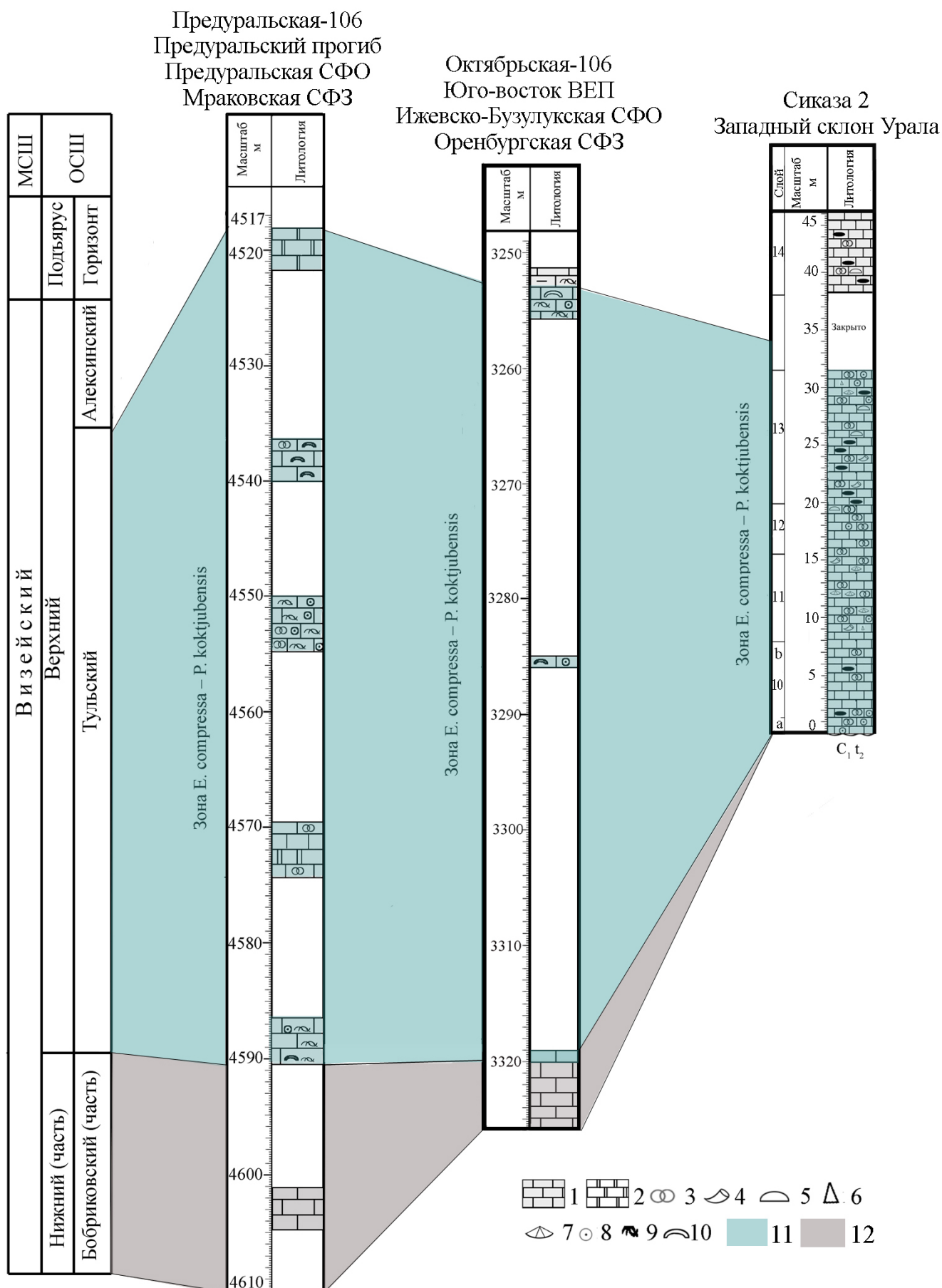


Рис. 10. Корреляция разрезов тульского горизонта скважин Предуральская-106, Октябрьская-106, разреза Сиказа 2. Условные обозначения: 1 – известняки, 2 – доломиты, 3 – фораминиферы, 4 – одиночные кораллы, 5 – колониальные кораллы, 6 – гастроподы, 7 – брахиоподы, 8 – криноидеи, 9 – водоросли, 10 – остракоды, 11 – тульский горизонт, 12 – бобринковский горизонт

Микрофауны, установленные в карбонатных отложениях двух скважин Волго-Уральского субрегиона (Предуральская-106 и Октябрьская-106), представлены тонкозернистыми пакстоунами и вакстоунами и указывают на относительно тиховодные и, вероятно, мелководные обстановки карбонатного шельфа.

Нижнетульские отложения в изученных разрезах являются относительно более глубоководными и тиховодными (сложены биокластово-водорослевыми вакстоунами и пакстоунами), а отложения верхней части тульского горизонта, представленные мелкозернистыми пакстоунами с большим количеством фораминифер, формировались в условиях более активной гидродинамики. Карбонатонакопление в тульское время на западном склоне Южного Урала и прилегающей территории восточной окраины ВЕП, по-видимому, происходило в условиях карбонатной платформы наклонного типа или полого погружающегося шельфа (рампа). Тульские отложения в изученных разрезах соответствуют фациям средней зоны карбонатного шельфа рампового типа.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена в рамках госзадания ИГ УФИЦ РАН FMRS-2025-0013.

Авторы выражают благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

Вдовенко М.В. (2009). Тульский горизонт нижнего карбона и его аналоги в стратиграфической схеме Восточной Украины. *Сборник научных трудов Ин-та геол. наук Украины*, с. 43–50.

Горожанина Е.Н. (2010). Типы карбонатных платформ Южного Урала и Приуралья, их связь с нефтегазоносностью. *Геология, полезные ископаемые и проблемы геоэкологии Башкортостана, Урала и сопредельных территорий. Мат. 8-й Межрегион. научно-практ. конф.* Уфа, 17–18 ноября. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, с. 188–191.

Горожанина Е.Н., Башлыкова Е.Ю., Кулагина Е.И. (2021). Микрофауны тульского горизонта визейского яруса нижнего карбона разреза «Сиказа 2» (Южный Урал). *Ученые записки Казанского университета, серия «Естественные науки»*, 163(3), с. 414–429. <https://doi.org/10.26907/2542-064X.2021.3.414-429>

Зайцева Е.Л., Сахненко К.В. (2018). Фациальные Особенности распределения поздневизейских фораминифер Волго-Уральской Области. *Труды XVII Всероссийского микропалеонтологического совещания «Современная микропалеонтология – проблемы и перспективы»*, Казань, 24–29 сентября 2018 г. М.: ПИН РАН, с. 44–48.

Кулагина Е.И., Кочеткова Н.М., Бывшева Т.В. (1988). К палеонтологической характеристике нижне-средневизейских отложений Оренбуржья. *Биостратиграфия девона и карбона Урала*. Уфа: БФАН СССР, с. 42–58.

Кулагина Е.И., Клименко Т.В. (2014). Комплексы фораминифер верхневизейского подъяруса бассейна реки Сиказы на Западном склоне Южного Урала. *Геологический сборник*, 11, с. 48–57.

Махлина М.Х., Жулитова В.Е. (1984). О детальном расчленении тульского горизонта в страто-регионе. *Известия вузов. Геология и разведка*, 12, с. 3–11.

Махлина М.Х., Вдовенко М.В., Алексеев А.С., Бывшева Т.В., Донакова Д.М., Жули-това В.Е., Кононова Л.И., Умнова Н.М., Шик Е.М. (1993). Нижний карбон Московской синеклизы и Воронежской антеклизы. М.: Наука, 221 с.

Постановления Межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. (2008). Состояние изученности стратиграфии докембрия и фанерозоя России. Задачи дальнейших исследований. Вып. 38. СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 131 с.

Постоялко М. В., Гарань И.М. (1972). Фауна пестерьковского горизонта нижнего визе западного склона Среднего Урала. *Стратиграфия и фораминиферы нижнего карбона Урала*, 197, с. 3–19. (Тр. ИГиГ УНЦ СССР; Вып. 101).

Путеводитель экскурсии по разрезам карбона Южного Урала (Башкирия). (1975). М.: Наука, 183 с.

Путеводитель по Южному Уралу. Экскурсия 047. (1984). Верхний палеозой Южного Урала. 27-й Межд. геол. конгресс. М.: Наука, 136 с.

Пучков В.Н. (2000). Палеогеодинамика Южного и Среднего Урала. Уфа: Даурия, 146 с.

Решение Межведомственного регионального стратиграфического совещания по среднему и верхнему палеозою Русской платформы с региональными, стратиграфическими схемами. Ленинград, 1988 г. Каменноугольная система. (1990). Л.: Изд-во ВСЕГЕИ, 41 с.

Силантьев В.В., Валидов М.Ф., Мифтахутдинова Д.Н., Нурғалиева Н.Г., Королёв Э.А., Ганиев Б.Г., Лутфуллин А.А., Шуматбаев К.Д., Хабилов Р.М., Судаков В.А., Ахмадуллин Ю.А., Голод К.А. Леонтьев А.А., Шамсиев Р.Р., Никонорова Д.А., Крикун С.С., Нойкин М.В., Абдуллина Э.А. (2023). Визейские терригенные отложения Южно-Татарского свода (Волго-Уральская нефтегазоносная провинция) – разнофациальное заполнение закарстованной поверхности турнейской изолированной карбонатной платформы. *Георесурсы*, 25(4), с. 3–28. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.1>

Синицына З.А., Синицын И.И. (1975). Стратиграфия нижнекаменноугольных отложений района р. Сиказы на западном склоне Южного Урала. *Стратиграфия и геология карбона Южного Урала и восточной окраины Русской платформы*. Уфа: БФАН СССР, с. 40–57.

Синицына З.А. (1975). Разрез нижнего карбона на р. Сиказа. Путеводитель экскурсии по разрезам карбона Южного Урала (Башкирия). *III Международный конгресс по стратиграфии и геологии карбона*. М.: Наука, с. 32–45.

Стратиграфические схемы Урала (докембрий, палеозой). (1993). Екатеринбург: Урал. геол.-съемоч. экспедиция, 152 с.

Уилсон Дж.Л. (1980). Карбонатные фации в геологической истории. М.: Недра, 463 с.

Фортунатова Н.К., Зайцева Е.Л., Бушуева М.А., Ермолова Т.Е., Михеева А.И., Ступак А.А., Баранова А.В., Кононова Л.И., Мамонтов Д.А., Харченко С.И., Авдеева А.А., Канев А.С., Евдокимов Н.В., Гончаров Е.О., Зорин А.Б., Белоусов Г.А., Городков А.Б., Шишкина Т.Ю., Володина А.Г., Холмянская Н.Ю., Кравченко М.С., Афанасьева М.С., Евдокимова И. (2023). Стратиграфия нижнего карбона Волго-Уральского субрегиона (материалы к актуализации стратиграфической схемы). М.: ВНИГНИ, 288 с.

Aleksseev A.S., Nikolaeva S.V., Goreva N.V., Donova N.B., Kossovaya O.L., Kulagina E.I., Kucheva N.A., Kurilenko A.V., Kutugin R.V., Popeko L. I. and Stepanova T.I. (2022). Russian regional Carboniferous stratigraphy. In: Lucas, S. G., Schneider, J. W., Wang, X. and Nikolaeva, S. (eds). The Carboniferous Timescale. *Geological Society, London, Special Publications*, 512(1), pp. 49–117. <https://doi.org/10.1144/sp512-2021-134>

Bashlykova E.Yu., Kulagina E.I. (2020). Late Viséan Foraminiferal Assemblages of the 106 Oktyabrskaya Borehole, South-East of the East European Platform. *Proc. Kazan Geolovinsky Young Scientists 'Stratigraphic Meeting, 2020. Sedimentary Earth Systems: Stratigraphy, Geochronology, Petroleum Resources*. October 26-30, Kazan, Russia. Kazan: KPFU, pp. 9–13. http://dx.doi.org/10.26352/E922_KAZAN2020

Conil R., Groessens E., Laloux M., Poty E., Tournier F. (1991). Carboniferous guide foraminifera, corals and conodonts in the Franco-Belgian and Campine basins: their potential for widespread correlation. *Cour. Forschungsinst. Senckenberg*, 130, pp. 15–30.

Cózar P., Vachard D., Izart A., Said I., Somerville I., Rodríguez S., Coronado I., El Houicha M., Ouarhache D. (2020). Lower-middle Viséan transgressive carbonates in Morocco: Palaeobiogeographic insights. *Journal of African Earth Sciences*, 168, pp. 1–27. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2020.103850>

Dunham R.J. (1962). Classification of carbonate rocks according to depositional texture. *Classification of Carbonate Rocks. A Symposium. Am. Assoc. Pet. Geol. Mem.* 1. Tulsa; Oklahoma: AAPG, pp. 108–121. <https://doi.org/10.1306/M1357>

Flügel E. (2010). Microfacies of Carbonate Rocks. Berlin: Springer, 984 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-03796-2>

Guidebook of Excursion for the Paleozoic and Upper Precambrian Sections of the Western slope of the Southern Urals and Preuralian Regions. (1995). Comp. by: V.L. Kozlov, Z.A. Sinitsyna, E.I. Kulagina, V.N. Pazukhin, V.N. Puchkov, N.M. Kochetkova, A.N. Abramova, T.V. Klimenko, N.D. Sergeeva; Ed. by V.N. Puchkov. Ufa, 165 p.

Kulagina E. (2022). Foraminiferal sequence of the middle-upper Viséan (Mississippian) of the Sikasya River Valley in the South Urals and correlation with the Belgian standard. *Paläontologische Gesellschaft*, 96(3), pp. 495–516. <https://doi.org/10.1007/s12542-021-00556-9>

Poty E., Devuyst F.-X., Hance L. (2006). Upper Devonian and Mississippian foraminiferal and rugose coral zonation of Belgium and Northern France: a tool for Eurasian correlations. *Geological Magazine*, 143, pp. 829–857. <https://doi.org/10.1017/S0016756806002457>

Wright V.P., Vanstone S.D. (2001). Onset of Late Palaeozoic glacioeustasy and the evolving climates of low latitude areas: a synthesis of current understanding. *Journal of the Geological Society*, 276, pp. 579–582. <https://doi.org/10.1144/jgs.158.4.579/>

Zaytseva E.L., and Sakhenko K.V. (2019). Facial Features of the Distribution of Late Viséan Foraminifers in the Volga–Ural Region. *Paleontological Journal*, 53(9), pp. 961–965. <https://doi.org/10.1134/S0031030119090193>

Сведения об авторах

Елена Юрьевна Башлыкова – младший научный сотрудник, Институт геологии Уфимского федерального исследовательского центра РАН

Россия, 450077, Уфа, ул. Карла Маркса, д. 16/2

e-mail: duss_06@mail.ru

Елена Николаевна Горозжанина – кандидат геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник, Институт геологии Уфимского федерального исследовательского центра РАН

Россия, 450077, Уфа, ул. Карла Маркса, д. 16/2

e-mail: ygorozhanina@yandex.ru

Елена Ивановна Кулагина – доктор геол.-минерал. наук, главный научный сотрудник, Институт геологии Уфимского федерального исследовательского центра РАН

Россия, 450077, Уфа, ул. Карла Маркса, д. 16/2

e-mail: kulagina@ufaras.ru

Статья поступила в редакцию 07.12.2024;

Принята к публикации 02.07.2025;

Опубликована 20.09.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Microfacies and foraminifers of the Tulian horizon (the Viséan substage, Lower Carboniferous) of the southeast of the East European platform and the Southern Urals

E.Yu. Bashlykova*, E.N. Gorozhanina, E.I. Kulagina

Institute of Geology of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences, Ufa, Russian Federation

*Corresponding author: Elena Yu. Bashlykova, e-mail: duss_06@mail.ru

Abstract. The article presents the characteristics of microfacies and foraminiferal complexes of the Tulian horizon of the Viséan substage in sections of the Preduralskaya-106 and Oktyabrskaya-106 boreholes in the Eastern part of the Volga-Ural region and the Sikaza 2 section of the western slope of the Southern Urals. The age of the deposits corresponds to the foraminiferal zone *Endothyranopsis compressa* – *Paraarchaediscus koktjubensis* of Russia. Based on the study of the microstructures of carbonate rocks, six microfacies (MF) are distinguished, differing in component composition and textures. Limestones are mainly fine-grained polybioclastic packstones. The main components (grains) are the remains of tubular algae, foraminifers, echinoderms (mainly crinoids), ostracods, brachiopods, rarely bryozoans, as well as calcispheres, peloids and intraclasts. The deposits were formed in the conditions of an open shallow shelf of the ramp type with different hydrodynamics. An analysis of the distribution of microfacies in sections and the relationship of foraminifer complexes with them is given.

Keywords: the Viséan substage, the Tulian horizon, microfacies, foraminifera, sedimentation environments, shelf

Acknowledgements

The work was carried out within the framework of the state assignment of the Institute of Geology of the Federal Research Center of the Russian Academy of Sciences FMRS-2025-0013.

The authors express their gratitude to the reviewers for valuable comments and suggestions that contributed to the improvement of the work.

Recommended citation: Bashlykova E.Yu., Gorozhanina E.N., Kulagina E.I. (2025). Microfacies and foraminifers of the Tulian horizon (the Viséan substage, Lower Carboniferous) of the southeast of the East European platform and the Southern Urals. *Georesursy = Georesources*, 27(3), pp. 179–194. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.26>

References

- Aleksseev A.S., Nikolaeva S.V., Goreva N.V., Donova N.B., Kossovaya O.L., Kulagina E.I., Kucheva N.A., Kurilenko A.V., Kutygin R.V., Popeko L. I. and Stepanova T.I. (2022). Russian regional Carboniferous stratigraphy. In: Lucas, S. G., Schneider, J. W., Wang, X. and Nikolaeva, S. (eds). *The Carboniferous Timescale. Geological Society, London, Special Publications*, 512(1), pp. 49–117. <https://doi.org/10.1144/sp512-2021-134>
- Bashlykova E.Yu., Kulagina E.I. (2020). Late Viséan Foraminiferal Assemblages of the 106 Oktyabrskaya Borehole, South-East of the East European Platform. *Proc. Kazan Golovkinsky Young Scientists' Stratigraphic Meeting, 2020. Sedimentary Earth Systems: Stratigraphy, Geochronology, Petroleum Resources*. October 26–30, Kazan, Russia. Kazan: KPFU, pp. 9–13. http://dx.doi.org/10.26352/E922_KAZAN2020
- Conil R., Groessens E., Laloux M., Poty E., Tournier F. (1991). Carboniferous guide foraminifera, corals and conodonts in the Franco-Belgian and Campine basins: their potential for widespread correlation. *Cour. Forschungsinst. Senckenberg*, 130, pp. 15–30.
- Cózar P., Vachard D., Izart A., Said I., Somerville I., Rodríguez S., Coronado I., El Houicha M., Ouahache D. (2020). Lower-middle Viséan transgressive carbonates in Morocco: Palaeobiogeographic insights. *Journal of African Earth Sciences*, 168, pp. 1–27. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2020.103850>
- Dunham R.J. (1962). Classification of carbonate rocks according to depositional texture. *Classification of Carbonate Rocks. A Symposium. Am. Assoc. Pet. Geol. Mem.* 1. Tulsa; Oklahoma: AAPG, pp. 108–121. <https://doi.org/10.1306/M1357>
- Flügel E. (2010). *Microfacies of Carbonate Rocks*. Berlin: Springer, 984 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-03796-2>

- Fortunatova N.K., Zaitseva E.L., Bushueva M.A., Ermolova T.E., Mikheeva A.I., Stupak A.A., Baranova A.V., Kononova L.I., Mamontov D.A., Kharchenko S.I., Avdeeva A.A., Kanev A.S., Evdokimov N.V., Goncharov E.O., Zorin A.B., Belousov G.A., Gorodkov A.B., Shishkina T.Yu., Volodina A.G., Kholmyanskaya N.Yu., Kravchenko M.S., Afanasyeva M.S., Evdokimova I. (2023). Stratigraphy of the lower Carboniferous of the Volga-Ural subregion (materials for updating the stratigraphic scheme). Moscow: VNIGNI, 288 p. (In Russ.)
- Gorozhanina E.N. (2010). Types of carbonate platforms of the Southern Urals and the Urals, their connection with oil and gas potential. *Geology, minerals and problems of geocology of Bashkortostan, the Urals and adjacent territories: Proc. 8th Interregional Sci. and Pract. Conf.* Ufa, November 17–18. Ufa: Designpoligrafservice, pp. 188–191. (In Russ.)
- Gorozhanina E.N., Bashlykova E.Yu., Kulagina E.I. (2021). Microfacies of the Tulian Horizon (Viséan Stage, Lower Carboniferous) of the Sikaza 2 section (Southern Urals, Russia). *Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta. Seriya Estestvennyye Nauki*, 163(3), pp. 414–429. (In Russ.) doi: 10.26907/2542-064X.2021.3.414-429
- Guidebook to the carboniferous sections of the Southern Urals (Bashkiria). (1975). Moscow: Nauka, 183 p. (In Russ.)
- Guidebook to the Southern Urals. Excursion 047. (1984). Upper Paleozoic of the Southern Urals. *27th International. Geol. Congress.* Moscow: Nauka, 136 p. (In Russ.)
- Guidebook of Excursion for the Paleozoic and Upper Precambrian Sections of the Western slope of the Southern Urals and Preuralian Regions. (1995). Comp. by: V.L. Kozlov, Z.A. Sinitsyna, E.I. Kulagina, V.N. Pazukhin, V.N. Puchkov, N.M. Kochetkova, A.N. Abramova, T.V. Klimenko, N.D. Sergeeva; Ed. by V.N. Puchkov. Ufa, 165 p.
- Kulagina E.I., Kochetkova N.M., Byvsheva T.V. (1988). On the paleontological characteristics of the Lower-Middle Viséan deposits of the Orenburg region. *Biostratigraphy of the Devonian and Carboniferous of the Urals*. Ufa: BFAN USSR, pp. 42–58. (In Russ.)
- Kulagina E.I., Klimenko T.V. (2014). Foraminifera complexes of the Upper Viséan sublayer of the Cikaza River basin on the Western slope of the Southern Urals. *Geologicheskii sbornik*, 11, pp. 48–57. (In Russ.)
- Kulagina E. (2022). Foraminiferal sequence of the middle-upper Viséan (Mississippian) of the Sikasya River Valley in the South Urals and correlation with the Belgian standard. *Paläontologische Gesellschaft*, 96(3), pp. 495–516. <https://doi.org/10.1007/s12542-021-00556-9>
- Makhlina M.H., Zhulitova V.E. (1984). On the detailed dissection of the Tulian horizon in the strato-region. *Izvestiya vuzov. Geologiya i razvedka*, 12, pp. 3–11. (In Russ.)
- Makhlina M.H., Vdovenko M.V., Alekseev A.S., Exsheva T.V., Donakova D.M., Zhulitova V.E., Kononova L.I., Umnova N.M., Shik E.M. (1993). The lower Carboniferous of the Moscow syncline and Voronezh anticline. Moscow: Nauka, 221 p. (In Russ.)
- Postoyalko M. V., Garan I.M. (1972). Fauna of the Pesterkovsky horizon of the lower visé of the western slope of the Middle Urals. *Stratigraphy and foraminifera of the Lower Carboniferous of the Urals*, 197, pp. 3–19. (In Russ.)
- Poty E., Devuyt F.-X., Hance L. (2006). Upper Devonian and Mississippian foraminiferal and rugose coral zonations of Belgium and Northern France: a tool for Eurasian correlations. *Geological Magazine*, 143, pp. 829–857. <https://doi.org/10.1017/S0016756806002457>
- Puchkov V.N. (2000). Paleogeodynamics of the Southern and Middle Urals. Ufa: Dauria, 146 p. (In Russ.)
- Resolutions of the Interdepartmental Stratigraphic Committee and its standing committees. (2008). The state of study of Precambrian and Phanerozoic stratigraphy in Russia. Tasks of further research, is. 38. St. Petersburg: VSEGEI Publishing House, 131 p. (In Russ.)
- Silantyev V.V., Validov M.F., Miftakhutdinova D.N., Nurgalieva N.G., Korolev E.A., Ganiev B.G., Lutfullin A.A., Shumatbayev K.D., Khabipov R.M., Sudakov V.A., Akhmadullina Yu.A., Golod K.A., Leontiev A.A., Shamsiev R.R., Nikonorova D.A., Krikun S.S., Noikin M.V., Abdullina E.A. (2023). Viséan terrigenous sediments of the South Tatar Arch (Volga-Urals oil and gas bearing province) – multifacial filling of the karst surface of the Tournaisian isolated carbonate platform. *Georesursy = Georesources*, 25(4), pp. 3–28. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.1>
- Sinitsyna Z.A., Sinitsyn I.I. (1975). Stratigraphy of the Lower carboniferous deposits of the Sikaza river area on the western slope of the Southern Urals. *Stratigraphy and geology of the carboniferous of the Southern Urals and the eastern margin of the Russian Platform*. Ufa: BFAN USSR, pp. 40–57. (In Russ.)
- Sinitsyna Z.A. (1975). Section of the lower Carboniferous on the Sikaza river. Guide to the carboniferous sections of the Southern Urals (Bashkiria). *VIII International Congress on Stratigraphy and Geology of Carboniferous*. Moscow: Nauka, pp. 32–45. (In Russ.)
- Stratigraphic schemes of the Urals (Precambrian, Paleozoic) (1993). Yekaterinburg: Ural. geol.- filming. expedition, 152 p. (In Russ.)
- The decision of the Interdepartmental Regional Stratigraphic Meeting on the Middle and Upper Paleozoic of the Russian Platform with regional stratigraphic schemes. Leningrad. 1988 (1990). The carboniferous system. Leningrad: VSEGEI Publishing House, 41 p. (In Russ.)
- Vdovenko M.V. (2009). The Tulian horizon of the Lower Carboniferous and its analogues in the stratigraphic scheme of Eastern Ukraine. *Collection of scientific papers of the Institute of Geological Sciences of Ukraine*, pp. 43–50. (In Russ.)
- Wilson J.L. (1980). The carbonate facies in the geological history. Moscow: Nedra, 463 p.
- Wright V.P., Vanstone S.D. (2001). Onset of Late Palaeozoic glacioeustasy and the evolving climates of low latitude areas: a synthesis of current understanding. *Journal of the Geological Society*, 276, pp. 579–582. <https://doi.org/10.1144/jgs.158.4.579/>
- Zaitseva E.L., Sakhnenko K.V. (2018). Facies Features of The Distribution Of Late Viséan Foraminifera Of The Volga-Ural Region. *Proc. XVII All-Russian Micropaleontological Meeting “Modern micropaleontology - problems and prospects”*, Kazan, September 24–29, 2018. Moscow: PIN RAS, pp. 44–48. (In Russ.)
- Zaitseva E.L., and Sakhnenko K.V. (2019). Facial Features of the Distribution of Late Viséan Foraminifera in the Volga-Ural Region. *Paleontological Journal*, 53(9), pp. 961–965. <https://doi.org/10.1134/S0031030119090193>

About the Authors

Elena Yu. Bashlykova – Junior Researcher, Institute of Geology of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences

16/2, Karl Marks st., Ufa, 450077, Ufa, Russian Federation
e-mail: duss_06@mail.ru

Elena N. Gorozhanina – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Institute of Geology of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences

16/2, Karl Marks st., Ufa, 450077, Ufa, Russian Federation
e-mail: ygorozhanina@yandex.ru

Elena I. Kulagina – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Chief Researcher, Institute of Geology of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences

16/2, Karl Marks st., Ufa, 450077, Ufa, Russian Federation
e-mail: kulagina@ufaras.ru

Manuscript received 7 December 2024;
Accepted 2 July 2025; Published 20 September 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Первые результаты U-Pb (LA-ICP-MS) датирования детритовых цирконов из песчаников старопетровской свиты венда Волго-Уральского осадочного бассейна и потенциальные источники цирконовой кластики

С.А. Дьякова^{1*}, Н.Д. Сергеева¹, А.В. Куликова², М.Р. Лукманова^{1,3}, Т.Р. Абдеев^{1,3}, П.А. Красильников²

¹Институт геологии Уфимского федерального исследовательского центра РАН, Уфа, Россия

²Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

³Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия

Впервые получена информация о возрасте пород – источников цирконовой кластики для отложений старопетровской свиты венда Волго-Уральского осадочного бассейна. В результате U-Pb (LA-ICP-MS) датирования детритовых цирконов из песчаников старопетровской свиты в скважине Красноусольская, расположенной в Предуральском краевом прогибе, получен широкий временной диапазон возрастов цирконовой кластики: от архея – 3247 млн лет до венда – 577 млн лет. Особенности распределения возрастных популяций цирконов из песчаников старопетровской свиты свидетельствовали о поступлении обломочного материала в Волго-Уральский бассейн преимущественно из местных питающих провинций. Источником наиболее древней (2944–2660 млн лет и 2507–1831 млн лет) популяции цирконов для песчаников старопетровской свиты предполагаются архей-палеопротерозойские образования Тараташского метаморфического комплекса Южного Урала и кристаллические породы фундамента платформы Волго-Уральской области. Для детритовых цирконов с возрастными 1720–1472 млн лет, 1390–1044 и 736–653 млн лет, отвечающим раннему, среднему и завершающему рифею, в качестве потенциальных источников цирконовой кластики рассматриваются имеющие современные изотопные датировки по циркону и бадделиту интрузивные и вулканогенные образования навышского, машакского и игонинского магматических комплексов рифея Южного Урала и базальты актанышского (скв. 203 Мензелино-Актанышская) и кипчакского (скв. 1 Кипчакская) вулканогенных комплексов Волго-Уральской области. В местных питающих провинциях не установлены источники цирконов с возрастными 964–851 млн лет и 643–603 млн лет, что, вероятнее всего, связано с недостаточной изотопно-геохронологической изученностью осадочных и магматических комплексов докембрия Восточно-Европейской платформы и её складчатого обрамления. Среди докембрийских образований особое место занимают вендские отложения, к которым в Волго-Уральской области приурочены многочисленные проявления нефти и газа, что делает отложения венда привлекательным объектом на поиски углеводородов.

Ключевые слова: детритовый циркон, датирование, LA-ICP-MS, старопетровская свита, венд, Волго-Уральская область

Для цитирования: Дьякова С.А., Сергеева Н.Д., Куликова А.В., Лукманова М.Р., Абдеев Т.Р., Красильников П.А. (2025). Первые результаты U-Pb (LA-ICP-MS) датирования детритовых цирконов из песчаников старопетровской свиты венда Волго-Уральского осадочного бассейна и потенциальные источники цирконовой кластики. *Георесурсы*, 27(3), с. 195–208. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.21>

Введение

Волго-Уральский осадочный бассейн расположен на восточной окраине Восточно-Европейской платформы (ВЕП). С запада бассейн ограничен выступами кристаллического фундамента, с востока – складчатыми структурами Урала.

Осадочные отложения Волго-Уральского бассейна вскрыты скважинами на различных глубинах (от 1,2 км до 3,7 км), где представлены неметаморфизованными толщами рифея, венда и фанерозоя, перекрывающими архей-раннепротерозойские метаморфические и магматические образования кристаллического фундамента.

* Ответственный автор: Светлана Андреевна Дьякова
e-mail: solodova.lg@yandex.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

Рифейский комплекс платформенных отложений образован в авлакогенных структурах в процессе рифтогенеза. Развитие вендских надрифтовых бассейнов связано с коллизионными процессами и формированием складчатой системы тиманид в области современного Урала (Пучков, 2010). Поздневендская орогения привела к существенному изменению структурно – тектонического облика юго-восточной окраины платформы и характера источников сноса обломочного материала (Пучков, Козлов, 2005).

Мощные комплексы терригенных пород венда на Южном Урале (ашинская серия Башкирского мегантиклинория) и на востоке ВЕП (каировская и шкаповская серии Шкапово-Шиханской впадины) имели длительную историю изучения, но их молассовая природа была обоснована Ю.Р. Беккером (1968, 1988 и ссылки там же). Позднее (Пучков, 2000, 2010; Сергеева и др., 2019) к типично молассовым образованиям были отнесены отложения только верхнего венда: басинская, куккараукская и зиганская свиты уральского разреза и их возрастные аналоги старопетровская, салиховская и карлинская свиты платформы.

Обоснование возраста платформенных образований венда до настоящего времени основывается на единственной датировке (579 млн лет, возраст по константам 1976 г.) по глаукониту из отложений старопетровской свиты (интервал глубин 1852,7–1858 м) в скважине 23 Мензелино-Актанышская (Казаков и др., 1967; Стратотип рифея..., 1983) и наличию вендского комплекса микрофоссилий (Лагутенкова и др., 1982; Янкаускас, 1982; Козлова, 1990).

Эта ситуация создает сложности при геологической интерпретации разобренных разрезов скважин в регионе,

их корреляции с опорными разрезами венда западного склона Южного Урала и выявлении источников обломочного материала в осадочный бассейн венда.

В последние годы при определении потенциальных источников кластики для терригенных толщ различных стратиграфических уровней используется U-Pb (LA-ICP-MS) изотопное датирование детритового циркона из псаммитовых пород. Некоторая информационная база геохронологических данных имеется к настоящему времени для отложений ашинской серии венда Южного Урала (Кузнецов и др., 2012; Разумовский и др., 2020; Рязанцев и др., 2023).

Целью работы является получение информации о возрасте детритового циркона из песчаников старопетровской свиты венда Волго-Уральского осадочного бассейна для суждений о возможных источниках цирконовой кластики в питающих провинциях. Для достижения цели авторами были поставлены задачи по выделению представительной монофракции циркона из песчаников старопетровской свиты и его последующее U-Pb датирование методом LA-ICP-MS, определение источников сноса на основе возрастных характеристик цирконовой кластики.

Литолого-стратиграфическая характеристика

В Волго-Уральском бассейне вендские отложения развиты в двух крупных краевых впадинах – Верхнекамской и Шкапово-Шиханской, разделенных Сарапульско-Яныбаевской седловиной (рис. 1).

Наиболее полно вендские отложения (V) представлены в разрезах глубоких скважин Шкапово-Шиханской



Рис. 1. Фрагмент карты структур и распространения вендских отложений на юго-восточной окраине ВЕП и западном склоне Южного Урала. Составлена по (Аксенов, 1998; Башкова, Карасева, 2023; Стратиграфическая схема..., 2000) с дополнениями авторов. На врезке: положение участка исследований. Обозначения: Основные структурно-тектонические подразделения: I – Татарский свод; II – Предуральский краевой прогиб; III – складчатый Урал. 1–3 – отложения: 1 – архея – раннего протерозоя, 2 – рифея, 3 – венда; 4 – палеозоя, 5 – западная граница распространения вендских отложений; 6 – границы структур; 7 – тектонические разломы; 8 – местоположение скважин; 9 – населенные пункты. Названия разведочных площадей: ВА – Восточно-Ашинская, МА – Мензелино-Актанышская, Кпч – Кипчакская, КУ – Красноусольская.

впадины, где находятся все региональные стратотипы стратиграфических подразделений венда Волго-Уральской области (ВУО).

В Шкапово-Шиханской впадине выделены отложения нижнего (сергеевская свита каировской серии) и верхнего (байкибашевская и старопетровская свиты каировской серии, салиховская и карлинская свиты шкаповской серии) венда (табл. 1). Свиты связаны постепенными переходами; региональные несогласия наблюдаются в основании каировской серии, трансгрессивно перекрывающей различные образования рифея и кристаллического фундамента, и в кровле шкаповской, которая с глубоким размывом перекрыта отложениями палеозоя.

Сергеевская свита (V_{1sv}) представлена аргиллитами, алевролитами и песчаниками преимущественно полевошпат-кварцевого состава, мощностью от 70 м до 545 м.

Байкибашевская свита (V_{2bc}) сложена песчаниками полимиктовыми, полевошпат-кварцевыми, аркозовыми, субаркозовыми, разнотекстурными, содержащими примесь гравийно-галечникового материала и прослои алевролитов и аргиллитов. Значительные колебания мощности свиты (от 8–25 м до 85–190 м) и отсутствие ее в некоторых скважинах ВУО объясняются неровностями рельефа эродированной поверхности подстилающих отложений.

Старопетровская свита (V_{2sp}) представлена неравномерным чередованием преимущественно серых песчаников и алевролитов полимиктового, полевошпат-кварцевого, аркозового и субаркозового состава и аргиллитов, часто темно-серых и черных, углеродсодержащих. Мощность свиты изменяется от 80 до 465 м.

Салиховская свита (V_{2sl}) сложена разнотекстурными песчаниками и алевролитами полимиктового состава, с редкими прослоями аргиллитов. В крупнотекстурных разностях отмечаются гравий и мелкая галька размером от 3х5–5х5 мм до 9х10х12 мм. Иногда гравелиты или мелкогалечниковые конгломераты обособлены в прослоях толщиной от 1–3 до 5–10 см. Красноцветные песчаники салиховской свиты служат своеобразным маркирующим горизонтом при межрегиональной корреляции верхневендских отложений ВУО. Мощность свиты 90–440 м.

Карлинская свита (V_{2kr}) представлена аргиллитами, часто углеродистыми, с подчиненными прослоями полимиктовых и полевошпат-кварцевых алевролитов и песчаников (редко). Свита имеет значительные колебания мощности (от 100 до 610 м), что определяется глубиной предпалеозойского размыва.

Карлинская свита завершает разрез верхнего венда Шкапово-Шиханской впадины, суммарная мощность которого здесь изменяется от 150 до 1685 м.

Объект исследования

Красноусольская скважина, расположенная к югу от пос. Красноусольский Гафурийского района Республики Башкортостан в южной части Бельской депрессии Предуралья Краевого прогиба (рис. 1), вскрыла достаточно мощный (1432 м) и стратиграфически полный разрез вендских отложений (рис. 2).

В качестве первоочередного объекта исследования были выбраны отложения старопетровской свиты венда,

представляющие собой фрагмент «не складчатой» платформенной молассы (Беккер, 1968).

Старопетровская свита (V_{2sp}) в изучаемой скважине выделена в интервале глубин 2575–3062 м, где представлена чередованием аргиллитов, полимиктовых песчаников и алевролитов, преимущественно серой окраски (рис. 2).

Аргиллиты темно-вишневые, прослоями зеленовато-серые со слабым голубоватым оттенком, участками пятнисто окрашенные (пятна вишневой и зеленой окраски), неравномерно алевролитистые. Аргиллиты пронизаны тонкими трещинками, выполненными карбонатом и пиритом.

Песчаники полимиктовые, серые и темно-серые с бурым оттенком, средне-, крупнотекстурные, массивные, крепкие. В песчаниках наблюдаются волнистая, косослоистая и линзовидно-слоистая текстуры. Цемент в песчаниках глинистый поровый и кварцевый регенерационный, а в составе обломков отмечаются зерна эффузивных пород и крупные интракласты темно-вишневых аргиллитов.

В интервале глубин 2647–2657 м вскрыты преимущественно **алевролиты** полимиктовые, темно-вишневые, участками тонкослоистые за счет тонких прослоев зеленых аргиллитов и полимиктовых вишневых, зеленовато- и светло-серых песчаников. Мощность свиты 487 м.

Методы исследования

Для выделения циркона и последующего U-Pb датирования его методом LA-ICP-MS была отобрана штучная проба SD-1-24 из полимиктового разнотекстурного песчаника с глубины 2889,5 м (рис. 2) и измельчена до размера обломков <0,25 мм, отмучена в проточной водопроводной воде от глинистых частиц. Далее разделение минералов по удельному весу в тяжелой жидкости (бромформ), магнитная и электромагнитная сепарации проведены по общепринятой методике (Кухаренко, 1961, Ляхович, 1981).

Монофракцию цирконов отбирали визуально под бинокулярным микроскопом ZEISS Stemi 2000-C (Carl Zeiss, Германия). Зерна цирконов помещались на клеопереносную ленту, заливались в шашки эпоксидной смолой Struers (Дания), шлифовали примерно на треть-половину толщины зерна, затем проводили полировку поверхности.

Для определения морфологии и внутреннего строения цирконов использовались катодолюминесцентные изображения (CL) минералов, полученные с помощью микроскопа ZEISS Axio Lab A1 с катодолюминесцентной приставкой CITL MK5-2 (Carl Zeiss, Германия).

U-Pb изотопное датирование зерен циркона выполнено в научно-образовательном центре «Геотермохронологии» Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) федерального университета (г. Казань).

Для проведения U-Pb датирования цирконов использовалась система лазерной абляции на основе эксимерного лазера (длина волны 193 нм) Analyte Excite (Teledyne Cetac Technologies, США), соединенная с квадрупольным масс-спектрометром с ионизацией в индуктивно-связанной плазме iCAP Qc (Thermo Fisher Scientific, Германия). В качестве газов-переносчиков были использованы: в лазерной установке – He и в масс-спектрометре – Ar жидкий.

Волго-Уральская область (Стратиграфические схемы...,2000; Козлов 2004, 2008; Козлов, Сергеева, 2010; Сергеева и др., 2021)			Башкирский мегантиклинорий (Стратиграфические схемы..., 1993; Дополнения..., 2000; Козлов и др., 2011; Пучков, Сергеева, 2021)		Региональная стратиграфическая схема					
Серия	Изотопные данные, млн лет	Свита	Свита	Изотопные данные, млн лет	Серия	Возраст рубежей млн лет	Система	Эратема	Эонотема	
Шкапов- ская	579 (K-Ar, Glt) (Казаков и др., 1967)	Карлинская	Зиганская	← 547,6±3,8(U-Pb, Zrn) (Levashova et al., 2013)	Ашинская	535*	Венд			
Салиховская		Куккараукская	← 577±7(U-Pb, Zrn) (Рязанцев и др., 2023)							
• Старопетровская		Басинская	← 642±9 (Rb-Sr, Glt) (Зайцева и др., 2019)							
Байкибашевская		Урюкская								
	734 (Rb-Sr,Cel) (Горожанин, 2009)	Сергеевская	Бакеевская	← 707±2,3; 732±17 (U-Pb, Zrn) (Краснобаев и др., 2012)	Аршинская	650	Терминальный (Аршиний)			
		Шумская	Игонинская							
		Кипчакская	Махмутовская							← 663±9, 669±16 (Rb-Sr, Glt) (Зайцева и др., 2008)
			Байнасская							
	900 (Pb-Pb, известняк) (Козлов и др., 2003)		Укская	← 820±77 (Rb-Sr, доломит) (Kuznetsov et al., 2017)	Каратауская	750	Верхний (Каратавий)			
			Миньярская							← 844±24(Pb-Pb, известняк) (Kuznetsov et al., 2017)
		Леузинская	Инзерская							
										• Шиханская
		Прикутовская	Зильмердакская		Юрматинская	1030*	Средний (Юрматиний)			
		Леонидовская								
		Усинская	Авзянская							
		Ольховская	Зигазино- комаровская							
		Тукаевская	Зигальгинская	← 1380-1386 (U-Pb, Zrn) (Краснобаев и др., 2013a)	Бурзянская	1400	Нижний (Бурзяний)			
		Надеждинская	Машакская							
		Кабаковская	Бакальская							← 1385,3±1,4 (U-Pb, Bdy) (Ernst et al., 2006)
		Калтасинская	Саткинская							← 1410-1390 (U-Pb, Zrn) (Краснобаев и др., 2011)
	1386 ± 6(U-Pb, Bdy) (Сергеева, Пучков, 2016)	Минаевская	Айская	← 1752 ± 11 (U-Pb, Zrn) (Краснобаев и др., 2013б)						
		Ротковская								
		Норкинская								
		Костинская								
	1414 ± 40 (Re-Os, 1427 ± 43 аргиллит) (Sperling et al., 2014)	Сигаевская								
	1391 ± 2 (U-Pb, Zrn) (Puchkov et al., 2013)									
	1542 ± 18 (K-Ar, базальт) 1686 ± 95 (K-Ar, Pl) 2016 ± 32 (K-Ar, Ab,OI) (Козлов и др., 1995)									
	1383 ± 2 (U-Pb, Zrn) (Puchkov et al., 2013)	?				1800		AR-PR ₁		
		AR-PR ₁	AR-PR ₁							

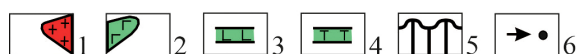


Табл. 1. Сопоставление Стратиграфических схем рифея и венда Южного Урала и Волго-Уральской области. Примечание: 1 – гранитные массивы, 2 – дайки габбро-долеритовые, 3 – базальты, 4 – туфовые прослои, 5 – перерыв в осадконакоплении, 6 – места отбора проб. Сокращения минералов приняты по (Warr, 2021): Ab – альбит, Bdy – бадделеит, Ol – олигоклаз, Pl – плагиоклаз, Zrn – циркон, Glt – глауконит; Cel – селадонит. Изотопно-геохронологические методы определения возрастов: U-Pb – уран-свинцовый, Re-Os – рений-осмиевый, K-Ar – калий-аргоновый, Rb-Sr – рубидий-стронциевый, Pb-Pb – свинец-свинцовый, Sm-Nd – самарий-неодимовый. Возраст рубежей принят по данным (Пучков, Сергеева, 2021), рубежи 535* и 1030* по (Стратиграфический кодекс, 2019).

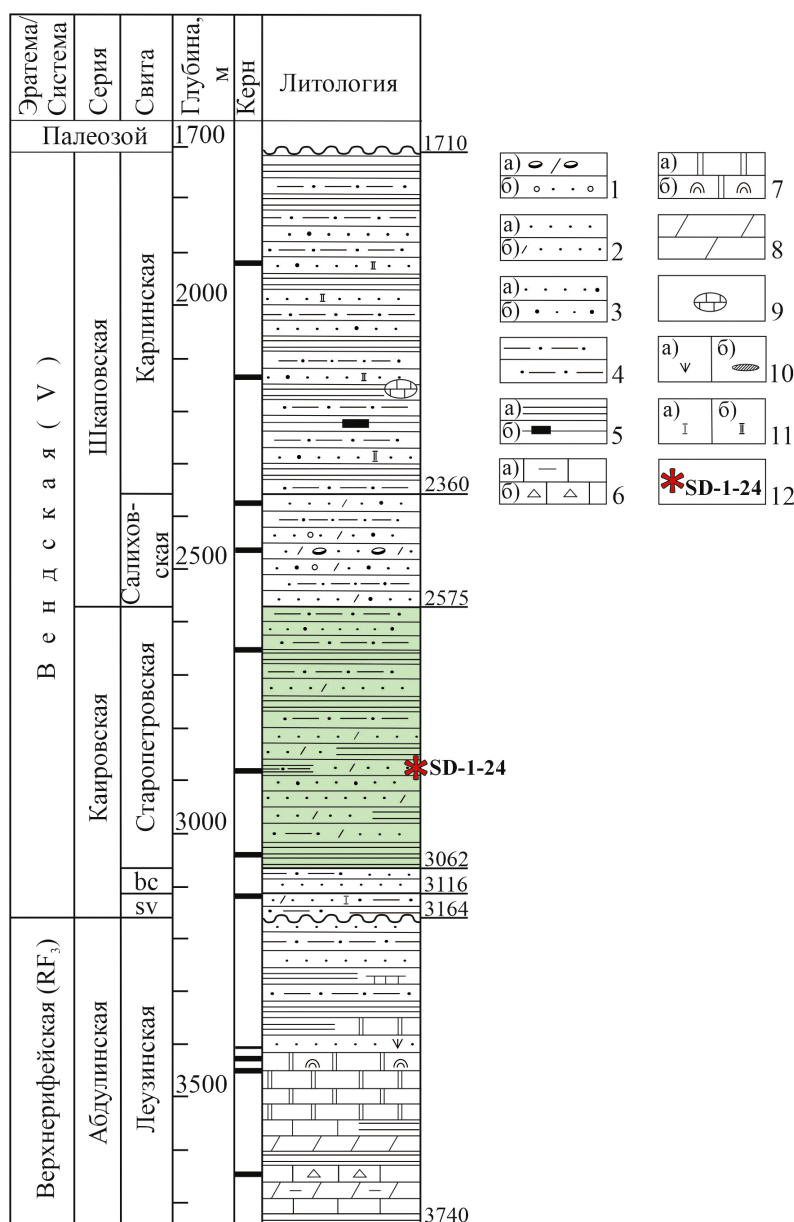


Рис. 2. Разрез верхнедевонских отложений в Красноульской скважине (Сергеева, Солодова, 2020). Обозначения: 1 – конгломераты (а), гравелиты (б); 2–3 – песчаники: 2 – кварцевые (а), полимиктовые (б), 3 – полевошпат-кварцевые (а), аркозовые (б); 4 – алевролиты; 5 – аргиллиты глинистые (а), углеродистые (б), 6 – известняки глинистые (а), брекчированные (б); 7 – доломиты (а), со строматолитами (б); 8 – мергели; 9 – карбонатная конкреция; 10 – характеристика пород: содержащие глауконит (а), кремни (б), 11 – вторичные изменения: кальцитизация (а), доломитизация (б), 12 – место отбора и номер пробы на циркон.

Все измерения выполняли по массам ^{202}Hg , ^{204}Pb , ^{206}Pb , ^{207}Pb , ^{208}Pb , ^{232}Th , ^{235}U , ^{238}U . Измерение ^{235}U изотопа не проводилось, а его содержание рассчитывалось из измеренного значения изотопа ^{238}U , используя естественную распространенность $^{238}\text{U}/^{235}\text{U} = 137,818$ (Hiess et al., 2012).

В качестве стандартов использовались международные эталонные образцы цирконов: 91500 – внешний стандарт, 1063 млн лет (Weidenbeck et al., 1995) и Plešovice – контрольный образец, 337 млн лет (Slama et al., 2008).

Обработка масс-спектрометрических данных, учет коррекций, выбор оптимального участка сигнала, расчет изотопных отношений ($^{207}\text{Pb}/^{206}\text{Pb}$, $^{206}\text{Pb}/^{238}\text{U}$, $^{207}\text{Pb}/^{235}\text{U}$, $^{208}\text{Pb}/^{232}\text{Th}$) и соответствующих возрастов проводился с помощью программы Iolite 3.65, встроенной в Igor Pro 7 (Paton et al., 2010).

Расчет средневзвешенных значений возраста по изотопным отношениям, построение гистограммы относительной вероятности выполнялись в Microsoft Excel со встроенным пакетом Isoplot 4.15 (Ludwig, 2003). Для построения гистограммы использовали $^{206}\text{Pb}/^{238}\text{U}$ возрасты для цирконов моложе 1000 млн лет и $^{206}\text{Pb}/^{207}\text{Pb}$ возрасты для цирконов древнее 1000 млн лет с дискордантностью (D, %) в интервале -10% – 10% . Измерения, где дискордантность $>10\%$, исключались из выборки.

Обсуждение результатов изотопно-геохронологических определений

Исследуемые цирконы из песчаников старопетровской свиты верхнего венда (проба SD-1-24) представлены хорошо окатанными зернами, реже кристаллами со сглаженными ребрами. Окраска цирконов преимущественно

бледно-розовая. По данным катодолюминесценции (CL) и оптической микроскопии цирконы имеют некоторые особенности внутреннего строения (рис. 3): в них присутствуют ядра, минеральные и газово-жидкие включения различной морфологии, часто наблюдаются зерна с отчетливыми зонами роста кристалла (рис. 3, п 94, 58). На поверхности некоторых зерен развиты углубления в виде ветвящихся каналов, которые могут быть интерпретированы как структуры растворения и/или трещины механической абразии (рис. 3, п 94). Размеры зерен колеблются от 0,05х0,05 до 0,125х0,25 мм.

Из пробы SD-1-24 проанализировано 100 зерен циркона (табл. 2) и получено 82 конкордантных значения возрастов. Измерения (18 анализов) с высокой степенью дискордантности исключены из рассмотрения (в таблицах зачеркнуты и выделены серым цветом).

Конкордантные возрастные датировки детритового циркона (п-82) охватывают широкий временной диапазон от 3247 млн лет до 577,8 млн лет (рис. 4) и отвечают определенным хроностратиграфическим уровням Стратиграфической шкалы (Стратиграфический..., 2019; Сергеева и др., 2021): архею нижнему (3247 млн лет, п – 1) и верхнему (2944–2660 млн лет, п – 5), нижнему протерозою (2507–1831 млн лет, п – 23); верхнему протерозою, включая рифей: нижний (1720–1472 млн лет, п – 10), средний (1390–1044 млн лет, п – 19), верхний (964–851 млн лет, п – 3), завершающий (736–653 млн лет, п – 6) и венд (645–577,8 млн лет, п – 15).

Значительная часть датировок dZr (3247 млн лет, п – 1, 2944–2660 млн лет, п – 5, 2507–1831 млн лет, п – 23) имеет архей-палеопротерозойский возраст. Наиболее вероятным источником цирконов данного возраста для осадочных пород старопетровской свиты являются архей-нижнепротерозойские образования Тараташского и Александровского метаморфических комплексов

Южного Урала и выступы пород кристаллического фундамента Восточно-Европейской платформы.

Возраст образований Тараташского и Александровского метаморфических комплексов согласно изотопно-геохронологическим исследованиям составляет – 3500–1800,8 млн лет (Синдерн и др., 2006; Ронкин и др., 2007; Краснобаев и др., 2019; Тевелев и др., 2015). Архейский возраст кристаллических пород фундамента ВУО установлен на уровне 2,79 млрд лет по циркону U-Pb методом (Бибикова и др., 1984) и 2,95–2,65 млрд лет Pb-Pb термо-изохронным методом по циркону из фундамента Южно-Татарского свода в разрезе скважины 20000 Минибаевская (Богданова, 1986).

Для раннерифейского временного интервала 1720–1472 млн лет (п – 10) в качестве источника детритового циркона могут рассматриваться базальты навыйского вулканогенного комплекса (1752±11 млн лет), развитые в основании айской свиты нижнего рифея на Южном Урале (Краснобаев и др., 2013б) и базальты (1686±95, 1542±18 млн лет), вскрытые в скважине 203 Мензелино-Актанышская (рис. 1, табл. 1) в норкинской свите нижнего рифея ВУО (Козлов и др., 1995; Puchkov et al., 2013).

Среди изученных зерен циркона из песчаников старопетровской свиты пятая часть имеет среднерифейский (1390–1044 млн лет, п – 19) возраст, что указывает на присутствие в области размыва среднерифейских магматических комплексов, представленных на современной поверхности выравнивания на Южном Урале крупными интрузивными массивами (Бердяушский, Губенский, Рябиновский, Ахмеровский и др. (Puchkov et al., 2021 и ссылки там же)), дайками (Главная бакальская, Кусинская и др. (Ernst et al., 2006; 2008)) и машакским риолит-базальтовым комплексом (Краснобаев и др., 2011; Краснобаев и др., 2008). Формирование перечисленных магматических комплексов ограничено временными рамками 1385–1348 млн лет.

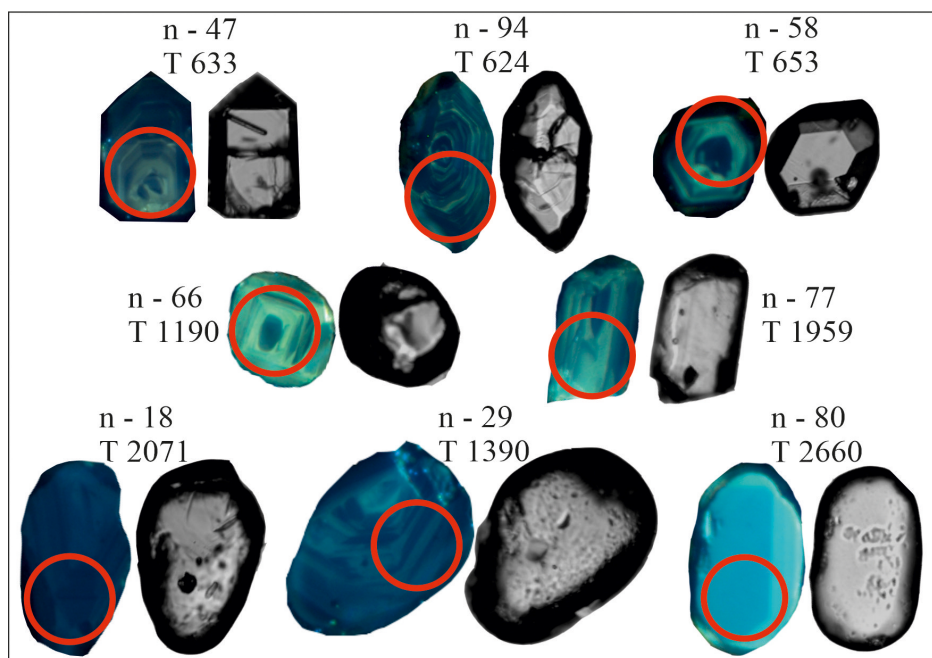


Рис. 3. Катодолюминисцентные (слева) и оптические (справа) изображения цирконов из песчаников старопетровской свиты венды в разрезе Красноустьевской скважины. Обозначения: n – номер зерна, в соответствии с таблицей 2, T – возраст. Кругами обозначено положение абляционных кратеров (диаметр кратера 35 мкм).

№ зерна	Изотопные отношения, абсолютные значения						Rho	Возраст, млн лет						D, %	Th/U
	$^{207}\text{Pb}/^{206}\text{Pb}$	2σ	$^{207}\text{Pb}/^{235}\text{U}$	2σ	$^{206}\text{Pb}/^{238}\text{U}$	2σ		$^{207}\text{Pb}/^{235}\text{U}$	2σ	$^{206}\text{Pb}/^{238}\text{U}$	2σ	$^{207}\text{Pb}/^{206}\text{Pb}$	2σ		
1.	0,1242	0,0041	6,6100	0,2800	0,3760	0,0069	0,43	2052	38	2056	32	2000	58	-2,72	0,42
2.	0,0541	0,0064	0,8240	0,0980	0,0998	0,0031	0,26	587	57	613	18	230	240	-4,24	1,27
3.	0,0978	0,0043	4,0500	0,2100	0,2909	0,0071	0,47	1642	44	1645	35	1553	79	-5,59	0,71
4.	0,1202	0,004	5,7800	0,2100	0,3507	0,0072	0,57	1940	29	1936	34	1958	59	1,14	0,44
5.	0,1263	0,003	6,4500	0,1900	0,3722	0,0078	0,71	2034	26	2038	37	2045	44	0,34	0,93
6.	0,0937	0,0054	3,5200	0,2200	0,2643	0,0064	0,39	1512	47	1515	34	1440	110	-4,95	1,16
7.	0,0732	0,0015	1,1060	0,0330	0,1064	0,0017	0,54	756	16	651	10	1001	44	16,13	0,52
8.	0,2179	0,0064	17,7200	0,5800	0,5860	0,014	0,73	2967	31	2968	57	2944	47	-0,81	1,56
9.	0,1238	0,0034	6,1800	0,2100	0,3627	0,0085	0,69	1996	29	1993	40	1999	49	0,30	0,92
10.	0,0950	0,0028	3,5200	0,1100	0,2679	0,0049	0,59	1529	24	1529	25	1504	58	-1,64	0,87
11.	0,0592	0,0032	0,9530	0,0570	0,1108	0,0026	0,39	675	30	677	15	520	120	-0,30	0,49
12.	0,1019	0,0015	4,1770	0,0730	0,2958	0,0044	0,85	1667	14	1673	23	1653	26	-1,20	0,67
13.	0,0900	0,0032	3,2400	0,1200	0,2541	0,0048	0,51	1460	30	1458	24	1379	70	-5,42	0,50
14.	0,0612	0,0041	0,8340	0,0510	0,0998	0,002	0,33	611	30	613	12	530	140	-0,33	1,10
15.	0,0915	0,0051	3,5800	0,2000	0,2741	0,0061	0,40	1533	50	1560	31	1370	110	-12,18	0,66
16.	0,0708	0,0024	1,4070	0,0480	0,1431	0,0027	0,55	887	20	862	15	934	72	2,90	0,71
17.	0,1035	0,0017	4,6500	0,1300	0,3139	0,005	0,57	1757	22	1759	24	1679	29	-4,55	0,57
18.	0,1297	0,0043	6,7900	0,2200	0,3802	0,0084	0,68	2076	29	2075	39	2071	57	-0,19	0,60
19.	0,1259	0,003	6,9100	0,2100	0,3860	0,0078	0,66	2092	26	2102	37	2032	43	-3,33	0,60
20.	0,0786	0,0034	2,3300	0,1100	0,2080	0,005	0,51	1214	35	1217	27	1114	92	-8,46	0,76
21.	0,0620	0,0024	1,0760	0,0510	0,1211	0,0023	0,40	733	24	736	13	615	83	-0,41	0,68
22.	0,0754	0,0032	2,4100	0,1700	0,2129	0,005	0,33	1225	44	1243	26	1023	91	-17,70	0,28
23.	0,0882	0,0025	3,2400	0,1200	0,2543	0,0054	0,57	1460	30	1459	28	1363	58	-6,58	1,14
24.	0,0772	0,0028	2,3400	0,1000	0,2087	0,0042	0,47	1214	31	1225	23	1093	72	-10,78	0,14
25.	0,0677	0,0069	1,5500	0,1500	0,1616	0,006	0,38	932	69	964	33	630	220	-3,32	0,49
26.	0,1152	0,0032	6,0700	0,2900	0,3587	0,0069	0,40	1971	37	1974	33	1864	50	-5,57	0,22
27.	0,0855	0,0023	2,9500	0,1000	0,2413	0,0046	0,56	1386	26	1393	24	1312	52	-5,81	0,09
28.	0,1260	0,0054	6,6300	0,3100	0,3760	0,01	0,57	2052	44	2054	49	1998	77	-2,73	0,95
29.	0,0909	0,0045	3,4500	0,1800	0,2620	0,0067	0,49	1493	42	1497	34	1390	100	-7,15	1,35
30.	0,0565	0,0059	1,0300	0,1500	0,1145	0,0051	0,31	694	70	698	30	360	220	-0,57	0,84
31.	0,0695	0,0053	2,3200	0,2800	0,2114	0,0086	0,34	1196	83	1234	46	810	170	-34,36	0,32
32.	0,1009	0,0047	4,8600	0,3100	0,3240	0,013	0,63	1806	61	1807	63	1607	93	-11,07	0,85
33.	0,1177	0,0029	6,3600	0,3400	0,3656	0,0076	0,39	2007	40	2007	36	1905	45	-5,08	0,48
34.	0,1531	0,0045	10,6400	0,5900	0,4675	0,0098	0,38	2463	44	2468	43	2356	51	-4,54	0,30
35.	0,0896	0,0065	3,4400	0,2900	0,2675	0,0069	0,31	1467	69	1526	35	1220	160	-20,05	1,35
36.	0,0888	0,0032	3,3600	0,1500	0,2627	0,0056	0,48	1477	34	1502	28	1360	72	-9,45	1,26
37.	0,1213	0,0033	6,4000	0,2600	0,3700	0,0079	0,53	2017	35	2026	37	1954	50	-3,55	0,46
38.	0,0959	0,0044	3,9500	0,2600	0,2829	0,0078	0,42	1599	49	1603	39	1505	89	-6,11	0,61
39.	0,0691	0,0039	1,3230	0,0690	0,1412	0,0029	0,39	849	31	851	16	810	120	-0,24	0,72
40.	0,1236	0,0044	6,5300	0,3100	0,3724	0,0097	0,55	2035	40	2036	46	1972	65	-3,14	0,76
41.	0,1225	0,0033	6,1400	0,1900	0,3611	0,0072	0,64	1988	27	1991	32	1982	50	-0,45	0,39
42.	0,0928	0,0042	3,5100	0,1700	0,2682	0,0062	0,48	1512	38	1529	32	1428	90	-6,61	0,68
43.	0,0856	0,0032	2,7400	0,1100	0,2304	0,0053	0,57	1332	30	1336	28	1310	76	-1,95	0,26
44.	0,0623	0,0035	0,9550	0,0530	0,1107	0,0024	0,39	672	27	676	14	600	120	-0,59	1,10
45.	0,1314	0,0054	7,1600	0,3100	0,3902	0,0095	0,56	2124	39	2121	44	2093	76	-1,32	0,66
46.	0,0748	0,005	1,8500	0,1300	0,1764	0,0044	0,35	1042	46	1046	24	980	130	-6,31	0,94
47.	0,0602	0,005	0,8880	0,0700	0,1032	0,0031	0,38	633	37	633	18	450	170	0,00	0,90
48.	0,1883	0,0044	14,9900	0,4700	0,5500	0,012	0,70	2814	31	2819	49	2719	38	-3,55	0,77
49.	0,0583	0,004	0,8850	0,0650	0,1035	0,0024	0,32	629	34	635	14	410	140	-0,94	1,06

Табл. 2. Результаты U-Pb (LA-ICP-MS) датирования зерен детритового циркона из песчаников старопетровской свиты верхнего венда Волго-Уральской области. Примечание: для построения гистограммы использовались $^{206}\text{Pb}/^{238}\text{U}$ возрасты для цирконов моложе 1000 млн лет и $^{206}\text{Pb}/^{207}\text{Pb}$ возрасты для цирконов древнее 1000 млн лет с дискордантностью (D, %) в интервале -10%–10%. Серым цветом выделены измерения с дискордантностью >10%, исключенные из выборки. Зеленым цветом выделены измерения для цирконов на рис. 3

№ зерна	Изотопные отношения, абсолютные значения						Rho	Возраст, млн лет						D, %	Th/U
	$^{207}\text{Pb}/^{206}\text{Pb}$	2σ	$^{207}\text{Pb}/^{235}\text{U}$	2σ	$^{206}\text{Pb}/^{238}\text{U}$	2σ		$^{207}\text{Pb}/^{235}\text{U}$	2σ	$^{206}\text{Pb}/^{238}\text{U}$	2σ	$^{207}\text{Pb}/^{206}\text{Pb}$	2σ		
50.	0,2043	0,0048	16,4200	0,4600	0,5690	0,013	0,82	2896	28	2899	53	2852	39	-1,62	0,84
51.	0,2145	0,0041	14,8600	0,3800	0,4780	0,011	0,90	2799	23	2514	47	2935	32	16,75	0,67
52.	0,0604	0,0059	0,8300	0,0760	0,0982	0,0027	0,30	601	45	603	16	450	210	-0,33	0,65
53.	0,1650	0,0027	11,4100	0,2100	0,4862	0,0082	0,92	2555	17	2552	35	2507	29	-1,76	0,13
54.	0,1885	0,0057	14,3200	0,4200	0,5355	0,009	0,57	2767	27	2771	35	2718	50	-1,91	0,73
55.	0,0898	0,0046	2,9900	0,1300	0,2400	0,0055	0,53	1396	35	1386	28	1370	110	-1,15	0,55
56.	0,0769	0,0042	2,1400	0,1300	0,1995	0,0042	0,35	1147	42	1172	23	1040	120	-11,26	0,27
57.	0,1133	0,0034	5,0900	0,1600	0,3245	0,0062	0,61	1828	26	1810	30	1831	57	1,16	0,43
58.	0,0616	0,0049	0,9080	0,0750	0,1067	0,0027	0,31	653	37	653	16	600	160	0,00	0,97
59.	0,1392	0,0053	7,6500	0,3200	0,4020	0,01	0,59	2178	38	2175	47	2188	69	0,60	0,60
60.	0,1072	0,0058	4,5300	0,2600	0,3070	0,01	0,57	1727	49	1724	51	1720	110	-0,23	0,36
61.	0,0756	0,0032	1,7640	0,0790	0,1729	0,003	0,39	1026	29	1028	16	1044	87	1,56	0,39
62.	0,0699	0,0032	0,9080	0,0410	0,0964	0,0016	0,37	650	22	593	9,7	855	99	9,63	1,14
63.	0,0802	0,0037	2,4500	0,1400	0,2140	0,0058	0,47	1249	43	1249	31	1162	92	-6,97	0,64
64.	0,0793	0,0048	2,3100	0,1700	0,2043	0,0047	0,31	1196	54	1197	25	1100	130	-8,10	0,59
65.	0,0809	0,0029	2,4500	0,1100	0,2148	0,0045	0,47	1249	33	1253	24	1181	72	-5,75	0,31
66.	0,0860	0,0071	2,3000	0,1800	0,2059	0,0081	0,50	1199	58	1204	43	1190	170	-1,16	0,68
67.	0,0953	0,0061	3,2700	0,2000	0,2549	0,0065	0,42	1464	49	1462	33	1460	130	-0,14	2,43
68.	0,2613	0,0047	24,3700	0,5200	0,6870	0,011	0,75	3281	21	3369	43	3247	28	-3,62	0,50
69.	0,0936	0,0032	3,4200	0,1200	0,2635	0,005	0,54	1504	29	1507	25	1472	66	-2,32	1,22
70.	0,0905	0,0049	3,6800	0,2500	0,2722	0,0063	0,34	1545	52	1551	32	1390	110	-10,38	1,29
71.	0,0869	0,0067	3,4600	0,3100	0,2689	0,0093	0,39	1499	73	1533	47	1240	160	-19,11	1,15
72.	0,0578	0,0047	0,8760	0,0800	0,1008	0,0028	0,30	614	43	618	16	370	170	-0,65	1,08
73.	0,0579	0,0025	0,7700	0,0340	0,0938	0,0014	0,34	577	20	578	8,5	473	95	-0,14	0,74
74.	0,0623	0,0036	0,9550	0,0570	0,1109	0,0025	0,38	672	30	677	14	600	130	-0,74	1,14
75.	0,0871	0,0045	3,0000	0,1500	0,2432	0,0051	0,42	1396	40	1402	27	1290	110	-7,99	0,65
76.	0,0893	0,0037	3,4100	0,1700	0,2602	0,0054	0,42	1488	37	1489	28	1351	82	-9,27	0,35
77.	0,1218	0,005	6,5600	0,3000	0,3754	0,0096	0,56	2048	42	2060	47	1959	73	-4,90	1,22
78.	0,0540	0,0041	0,9120	0,0960	0,1053	0,004	0,36	642	47	645	23	320	170	-0,47	1,04
79.	0,0800	0,0028	2,4220	0,0920	0,2123	0,004	0,50	1239	27	1240	21	1149	71	-7,34	0,30
80.	0,1940	0,014	14,9000	1,1000	0,5380	0,022	0,55	2771	73	2770	96	2660	120	-3,97	1,39
81.	0,0595	0,0033	0,8730	0,0500	0,1030	0,0023	0,39	628	27	631	14	490	110	-0,48	0,66
82.	0,0786	0,0037	2,4500	0,1400	0,2146	0,0051	0,42	1252	42	1252	27	1115	92	-10,94	0,92
83.	0,0692	0,0047	0,9510	0,0640	0,0979	0,0024	0,36	664	33	602	14	750	140	10,30	1,10
84.	0,0601	0,0042	0,8840	0,0640	0,1036	0,002	0,27	635	35	635	12	490	150	0,00	0,56
85.	0,0640	0,0054	0,8860	0,0670	0,1046	0,0029	0,37	640	39	641	17	570	180	-0,16	0,60
86.	0,0635	0,0061	0,9030	0,0880	0,1037	0,003	0,30	637	47	636	18	570	200	0,16	1,11
87.	0,1260	0,013	4,7700	0,5100	0,2700	0,011	0,38	1660	100	1536	54	1710	240	11,33	2,88
88.	0,1356	0,0047	7,1400	0,2400	0,3904	0,0072	0,55	2121	30	2123	34	2157	60	1,60	0,47
89.	0,1012	0,0063	3,6200	0,2300	0,2668	0,0065	0,38	1540	54	1523	33	1580	130	3,74	1,24
90.	0,1389	0,007	7,2100	0,3600	0,3901	0,0092	0,47	2126	46	2121	43	2179	95	2,73	1,08
91.	0,1355	0,0059	6,9300	0,3900	0,3830	0,01	0,46	2093	49	2087	47	2172	86	4,07	0,71
92.	0,1076	0,0026	3,9500	0,1200	0,2738	0,005	0,60	1617	24	1559	25	1739	45	11,55	0,83
93.	0,0874	0,0058	2,5000	0,1600	0,2170	0,0058	0,42	1260	50	1264	31	1250	140	-1,11	0,34
94.	0,0664	0,0062	0,8760	0,0790	0,1017	0,0031	0,34	626	43	624	18	680	200	0,32	1,15
95.	0,1216	0,0044	5,2600	0,2000	0,3339	0,0076	0,60	1858	32	1856	37	1967	64	5,98	0,34
96.	0,0703	0,0053	0,8650	0,0630	0,0939	0,0017	0,25	618	34	578	10	760	150	6,92	0,86
97.	0,1953	0,0036	12,4600	0,2900	0,4780	0,0085	0,76	2643	23	2516	37	2777	30	10,37	0,75
98.	0,0684	0,0076	0,9300	0,1100	0,1033	0,0036	0,29	632	58	633	21	620	240	-0,16	0,91
99.	0,1341	0,0055	6,5600	0,3200	0,3720	0,011	0,61	2047	44	2039	54	2138	71	4,86	0,52
100.	0,0930	0,011	1,3700	0,1400	0,1086	0,0048	0,43	856	65	663	28	1190	230	29,11	0,71

Табл. 2. Продолжение

В пределах Волго-Уральской области надежные среднерифейские 1391–1386 млн лет изотопные U-Pb (SHRIMP-II) датировки по циркону и бадделеиту получены для даек, прорывающих нижнерифейские отложения норкинской и кабаковской свит и породы кристаллического фундамента в разрезах скважин 183 Мензелино-Актанышская (Puchkov et al., 2013) и 1 Восточно-Аскинская (Сергеева, Пучков 2016) (рис. 1, табл. 1).

Источники цирконов позднерифейского возрастного интервала 964–851 млн лет не установлены в местных питающих провинциях, но известны на северо-западе Восточно-Европейской платформы в пределах Свеко-Норвежской области гренвилльского орогена. Доминирование детритового циркона этой достаточно удаленной области сноса ранее было отмечено для пород укской свиты верхнего рифея (Южный Урал), подстилающих вендские образования в регионе (Зайцева и др., 2022). Авторы допускают, что для старопетровской свиты источником цирконовой кластики могли быть магматические породы (1,22–0,95 млрд лет) Свеко-Норвежского орогена. Транспортировка обломочного материала от этого удаленного источника, вероятно, могла осуществляться крупной трансконтинентальной рекой.

На кривой плотности относительной вероятности (рис. 4) в возрастном интервале 736–653 млн лет (завершающий рифей – аршиний) выделяется пик 734 млн

лет, который хорошо коррелируется с возрастом иго-инских метабазальтов аршиния ($732,1 \pm 1,7$ и $707,0 \pm 2$ млн лет) и гранитов Барангуловского ($725,5 \pm 5$ млн лет) и Мазаринского ($745,8 \pm 4,9$ млн лет) интрузивных массивов на Южном Урале и базальтов (734 млн лет) кипчакского вулканогенного комплекса, вскрытых скважиной 1 Кипчакская в пределах Волго-Уральской части ВЕП (Горожанин, 2009) (рис. 1, табл. 1).

Для ашинской серии венда, по данным (Кузнецов и др., 2012), источником dZr послужили кристаллические комплексы Протоуральско-Тиманского орогена (755–510 млн лет). Однако на Южном Урале тиманский орогенез, обусловленный коллизионными событиями (Пучков, 2010), начался значительно позднее 755 млн лет, нижнего рубежа Протоуральско-Тиманского орогена (Кузнецов и др., 2012). До начала коллизионных событий на Южном Урале (на восточной окраине Башкирского мегантиклинория) формируются вулканогенные (игонинский метабазальтовый комплекс с U-Pb SHRIMP-датировками по циркону $732,1 \pm 1,7$ и $707,0 \pm 2,3$ млн лет) и осадочные образования аршиния – стратона (750–640 млн лет), завершающего рифейскую эонотему (Козлов и др., 2011; Пучков и др., 2007; Краснобаев и др., 2012). Согласно представлениям (Пучков, 2016; Маслов и др., 2018), аршинские образования имеют рифтогенную природу и не могут принадлежать орогенному комплексу Протоуральско-Тиманского орогена.

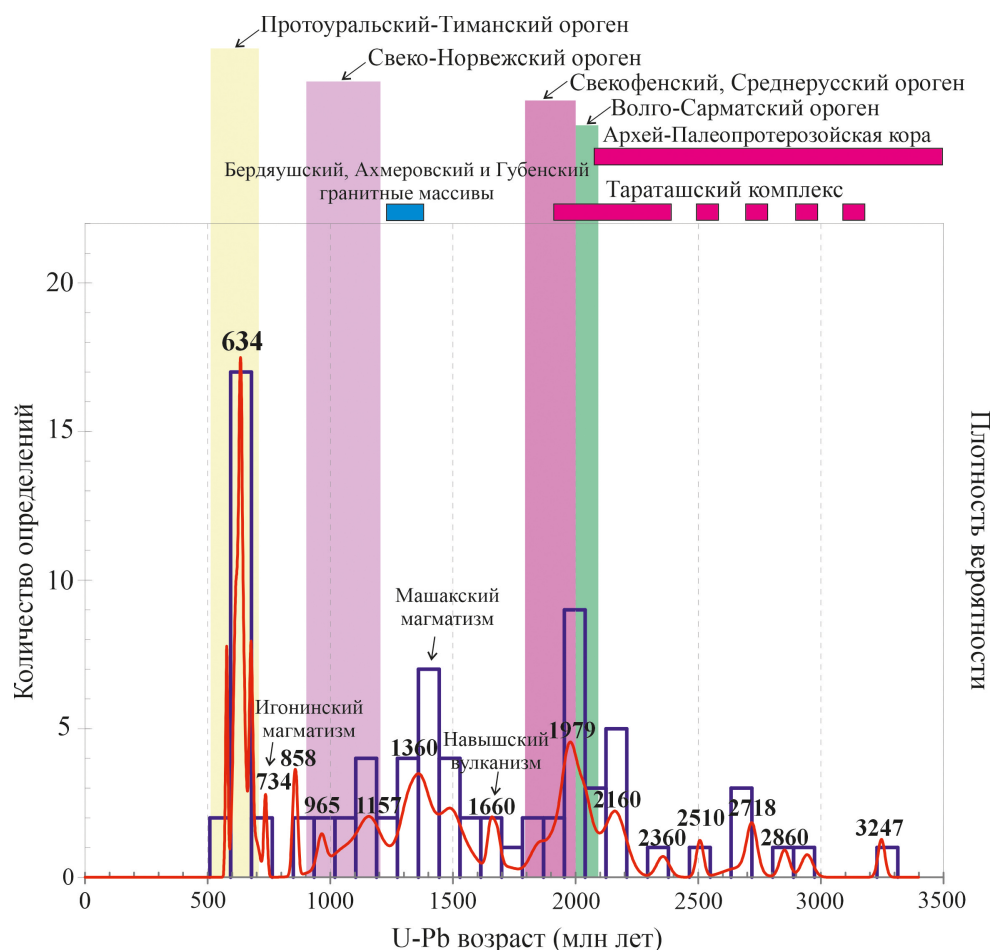


Рис. 4. Графики плотности относительной вероятности распределения U-Pb возрастов детритовых цирконов (dZr) из песчаников старопетровской свиты (проба SD-1-24). Примечание: красной линией показан возрастной спектр датировок на графике, количество измерений с близкими возрастными отражено на гистограмме (синяя линия). Возрастные границы орогенных комплексов выделены по данным (Кузнецов и др., 2012; Зайцева и др., 2022).

Наиболее яркий пик 634 млн лет на кривой плотности относительной вероятности получен для детритовых цирконов старопетровской свиты в возрастном интервале (643–603 млн лет), который отвечает нижнему венду. Источники цирконовой кластики этого возрастного интервала для осадочных пород старопетровской свиты среди магматических комплексов местных питающих провинций в пределах Южного Урала и сопредельной части Восточно-Европейской платформы не выявлены, что, по-видимому, связано с недостаточной изученностью магматических комплексов этого временного интервала в регионах. Однако, на Приполярном Урале широко распространены I-граниты (от кварцевых диоритов до лейкогранитов) и связанные с ними вулканы дифференцированных базальт-андезит-дацитовых серий с датировками по циркону в диапазоне от 695 ± 19 до 515 ± 8 млн лет, с подавляющим преобладанием вендских цифр (Соболева, 2004; Пучков, 2010). На Северном Тимане известны габброиды, сиениты и граниты, связанные с проявлением эпизода плюмового магматизма щелочной направленности (Андреичев, Соболева, 2023). Результаты датирования цирконов (Lagionov et al., 2004; Andreichev et al., 2020; Андреичев и др., 2021) свидетельствуют о времени их формирования в интервале 617–600 млн лет. Вероятно, перенос кластического материала из перечисленных комплексов играл значительную роль при формировании отложений старопетровской свиты.

Для единичных датировок 578 и 577 млн лет источником циркона мог быть материал вулканических извержений, происходивших в период формирования осадка. Эти датировки характеризуют нижний возрастной предел старопетровской свиты и достаточно уверенно сопоставляются с басинской свитой Южного Урала, имеющей надежные оценки возраста (577–573 млн лет) по циркону из пепловых туфов (Рязанцев и др., 2023).

Выводы

В результате U-Pb (LA-ICP-MS) изотопно-геохронологических исследований детритовых цирконов из песчаников венда в разрезе скважины Красноусольская впервые получена информация о возрасте пород – источников цирконовой кластики для отложений старопетровской свиты Волго-Уральского осадочного бассейна.

Особенности распределения возрастных популяций детритовых цирконов из песчаников старопетровской свиты показали, что обломочный материал поступал в Волго-Уральский бассейн преимущественно за счет местных питающих провинций.

В качестве источников цирконовой кластики для палеопротерозойских и архейских (3247, 2944–2660 и 2507–1831 млн лет) возрастных популяций цирконов для осадочных пород старопетровской свиты предполагаются архей-нижнепротерозойские образования Тараташского и Александровского метаморфических комплексов Южного Урала и выступы пород кристаллического фундамента юго-восточной части Восточно-Европейской платформы.

Для цирконов с возрастными 1720–1472 млн лет в качестве источника цирконового детрита рассматриваются базальты навыйского вулканогенного комплекса (1752 млн лет) на Южном Урале, а также базальты актанышского

вулканогенного комплекса, вскрытые в скважине 203 Мензелино-Актанышская в ВУО (рис. 1, табл. 1).

Среди источников dZr для рассматриваемых отложений важная роль принадлежит среднерифейским магматическим комплексам (1400–1030 млн лет), развитым на Урале и в Волго-Уральской области (дайки в разрезе скважин 183 Мензелино-Актанышская и 1 Восточно-Аскинская, рис. 1, табл. 1).

Популяция dZr в возрастных границах 736–653 млн лет могли формироваться за счет разрушения в области сноса metabasalts и габбро игонинского комплекса и гранитов Барангуловского и Мазаринского массивов на Южном Урале, а также базальтов кипчакского вулканогенного комплекса, вскрытых скважиной 1 Кипчакская ВУО (рис. 1, табл. 1).

Для цирконов с возрастными датировками в интервале 964–851 млн лет не установлены источники цирконовой кластики в местных питающих провинциях. Допускается, что источником цирконовой кластики (964–851 млн лет) могли быть магматические породы (1,22–0,95 млрд лет) Свеко-Норвежского орогена.

Источники цирконов с вендскими датировками (643–603 млн лет) среди магматических комплексов местных питающих провинций не выявлены в пределах южной части Урала и сопредельной части Восточно-Европейской платформы, но установлены на Приполярном Урале и Северном Тимане.

Для единичных датировок 578 и 577 млн лет источником циркона мог быть пепловый материал вулканических извержений в период формирования осадков старопетровской свиты. Эти датировки характеризуют нижний возрастной предел старопетровской свиты и позволяют коррелировать её с басинской свитой Южного Урала, имеющей надежную оценку возраста (577–573 млн лет) по циркону из пепловых туфов.

Полученные данные свидетельствуют о необходимости дальнейших изотопно-геохронологических исследований вендских отложений для решения стратиграфических задач, уточнения времени и условий формирования вендских отложений в Волго-Уральском осадочном бассейне. Именно с вендскими отложениями связаны на платформе многочисленные проявления нефти и газа, что делает вендские отложения привлекательным объектом на поиски углеводородов в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с развитой инфраструктурой.

Финансирование/Благодарность

Исследование выполнено за счет средств гранта Российского научного фонда № 24-27-00311, <https://rscf.ru/project/24-27-00311/>.

Авторы выражают благодарность рецензентам за рассмотрение рукописи и полезные рекомендации, которые позволили улучшить текст и презентацию материала.

Литература

Аксенов Е.М. (1998). История геологического развития Восточно-Европейской платформы в позднем протерозое. Дисс. д.г.-м.н. Санкт-Петербург, 107 с.

Андреичев В.Л., Соболева А.А. (2023). Возраст габбро-долеритов массива Сопки Каменные (Северный Тиман) по результатам U-Pb (SIMS) датирования циркона. *Труды Фермановской научной сессии ГИ КНЦ РАН*, 20, с. 263–270. <https://doi.org/10.31241/FNS.2023.20.034>

- Андреичев В.Л., Соболева А.А., Удоратина О.В., Ронкин Ю.Л. (2021). Цирконология сиенитов Северного Тимана. *Вестник Геонаук*, 6(318), с. 16–27. DOI: 10.19110/geov.2021.6.2
- Башкова С.Е., Карасева Т.В. (2023). Прогноз нефтегазоносности рифей-вендских отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Пермь: ПГНИУ, 190 с.
- Беккер Ю.Р. (1968). Позднедокембрийская моласса Южного Урала. Л.: Недра, 160 с.
- Беккер Ю.Р. (1988). Молассы докембрия. Л.: Недра, 288 с.
- Богданова С.В. (1986). Земная кора Русской плиты в раннем докембрии (на примере Волго-Уральского сегмента). М.: Наука, 226 с.
- Бибикина Е.В., Богданова С.В., Кириозова Т.И., Попова Л.П. (1984). Уран-свинцовый возраст чарнокитовидов Волго-Уральской области. *Доклады АН СССР*, 276(4), с. 916–919.
- Горожанин В.М. (2009). Rb-Sr датирование неопротерозойских вулканитов по поствулканическому селадониту: скв. Кипчак 1, Серноводско-Абдулинский авлакоген. *Мат-лы IV Российской конференции по изотопной геохронологии «Изотопные системы и время геологических процессов»*, с. 145–147.
- Дополнения к Стратиграфическому кодексу России. (2000). СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 112 с.
- Зайцева Т.С., Горохов И.М., Ивановская Т.А., Семихатов М.А., Кузнецов А.Б., Мельников Н.Н., Аракелянц М.М., Яковлева О.В. (2008). Мессбауэровские характеристики, минералогия и изотопный возраст (Rb-Sr, K-Ar) верхнерифейских глауконитов укской свиты Южного Урала. *Стратиграфия. Геологическая корреляция*, 16(3), с. 3–25.
- Зайцева Т.С., Кузнецов А.Б., Горожанин В.М., Горохов, И.Н., Ивановская Т.А., Константинова Г.В. (2019). Основание венда на Южном Урале: Rb-Sr возраст глауконитов бакеевской свиты. *Стратиграфия. Геологическая корреляция*, 27(5), с. 82–96. DOI: 10.31857/S0869-5922X27582-96
- Зайцева Т.С., Кузнецов А.Б., Сергеева Н.Д., Адамская Е.В., Плоткина Ю.В. (2022). U-Th-Pb-возраст детритового циркона из оолитовых известняков укской свиты: следы гренвилльских источников сноса в позднем рифее Южного Урала. *Доклады Академии наук. Науки о Земле*, 503(2), с. 90–96. DOI: 10.31857/S2686739722040193
- Казakov Г.А., Кнорре К.Г., Стрижов В.П. (1976). Новые данные о возрасте нижних свит нижнебавлинской серии Волго-Уральской области. *Геохимия*, 4, с. 482–485.
- Козлов В.И. (2004). Стратиграфия додевонских осадочных толщ западного Башкортостана. Первые Тимергазинские чтения. *Геология, полезные ископаемые и проблемы экологии Башкортостана: Матер. конф.*, 20–21 ноября, с. 45–82.
- Козлов В.И. (2008). Корреляция разрезов и обоснование возраста отложений кыргинской серии западного Башкортостана и смежных районов Волго-Уральской области (по данным бурения глубоких скважин). *Известия отделения наук о Земле. Геология*, 13, с. 58–72.
- Козлов В.И., Муслимов Р.Х., Гатиятуллин Н.С., Генина Л.А., Сергеева Н.Д., Ларионов Н.Н., Михайлов П.Н., Баранов В.В. (1995). Верхний докембрий восточных районов Татарстана и перспективы его нефтегазоносности. Уфа: ИГ УНЦ РАН, 218 с.
- Козлов В.И., Иванова Т.В., Горохов И.М., Масагутов Р.Х., Сергеева Н.Д., Овчинникова Г.В., Кузнецов А.Б., Генина Л.А., Михайлов П.Н., Илеменова О.Д. (2003). Литолого-петрографическая характеристика и перспективы нефтегазоносности доверхнедевонских отложений, вскрытых скважиной 1 Леузинская. УНЦ РАН, ООО «ИК БашНИПИнефть», ИГГД РАН, 40 с.
- Козлов В.И., Пучков В.Н., Краснобаев А.А., Нехорошева А.Г., Бушарина С.В. (2011). Аршиний — новый стратон рифея в стратиграфических разрезах Южного Урала. *Геологический сборник ИГ УНЦ РАН*, 9, с. 52–56.
- Козлов В.И., Сергеева Н.Д. (2010). Нижний рифей северных районов Волго-Уральской области. *Геология и нефтегазоносность северных районов Урало-Поволжья: Сб. материалов Всероссийской научно-практической конференции*. Пермь: Изд-во ПГУ, с. 45–49.
- Козлова Е.В. (1990). Находки микрофоссилий в рифейских отложениях востока Русской плиты. *Геология докембрия Южного Урала и востока Русской плиты*. Уфа: ИГ УНЦ РАН, с. 50–56.
- Краснобаев А.А., Козлов В.И., Пучков В.Н. (2008). Машакский вулканизм: ситуация 2008. *Структурно-вещественные комплексы и проблемы геодинамики докембрия фанерозойских орогенов: Мат-лы научной конференции «3-и чтения памяти С.Н. Иванова»*. Екатеринбург, с. 61–63.
- Краснобаев А.А., Попов В.С., Беляцкий Б.В. (2011). Хронологические и генетические соотношения интрузивных пород Бердяшского плутона (Южный Урал) в свете новых U-Pb и Sm-Nd изотопных данных. *ЗРМО, СХХХ*, 2, с. 59–73.
- Краснобаев А.А., Козлов В.И., Пучков В.Н., Сергеева Н.Д., Бушарина С.В. (2012). Новые данные по цирконовой геохронологии аршинских вулканитов (Южный Урал). *Литосфера*, 4, с. 127–140.
- Краснобаев А.А., Козлов В.И., Пучков В.Н., Бушарина С.В., Сергеева Н.Д., Падерин И.П. (2013а). Цирконовая геохронология машакских вулканитов и проблема возраста границы нижний–средний рифей (Южный Урал). *Стратиграфия. Геологическая корреляция*, 21(5), с. 3–20 DOI: 10.7868/S0869592X13050050
- Краснобаев А.А., Пучков В.Н., Козлов В.И., Сергеева Н.Д., Бушарина С.В., Лепехина Е.Н. (2013б). Цирконология навыйшских вулканитов айской свиты и проблема возраста нижней границы рифея на Южном Урале. *Доклады Академии наук*, 448(4), с. 437–442. DOI: 10.7868/S086956521304021X
- Краснобаев А.А., Пучков В.Н., Сергеева Н.Д., Бушарина С.В. (2019). Источники цирконов в обломочных породах рифейских толщ Урала. *Доклады Академии наук*, 488(4), с. 413–419. DOI: 10.31857/S0869-5652488413-419
- Кузнецов Н.Б., Романюк Т.В., Шацилло А.В., Орлов С.Ю., Голованова И.В., Данукалов К.Н., Ипатьева И.С. (2012). Первые результаты массового U/Pb-изотопного датирования (LA-ICP-MS) детритных цирконов из ашинской серии Южного Урала: палеогеографический и палеотектонический аспекты. *Доклады Академии наук*, 447(1), с. 73–79.
- Кухаренко А.А. (1961). Минералогия россыпей. М.: Госгеолтехиздат, 316 с.
- Лагутенкова Н.С., Чепикова И.К. (1982). Верхнедокембрийские отложения Волго-Уральской области и перспективы их нефтегазоносности. М.: Наука, 112 с.
- Ляхович В.В. (1981). Методы сепарации акцессорных минералов. М.: Недра, 86 с.
- Маслов А.В., Ковалев С.Г., Пучков В.Н., Сергеева Н.Д. (2018). Аршинская серия рифея Южного Урала: к вопросу о геодинамической природе породных ассоциаций. *Доклады Академии наук*, 480(1), с. 64–68. DOI: 10.7868/S0869565218130133
- Пучков В.Н. (2000). Палеогеодинамика Южного и Среднего Урала. Уфа: Даурия, 146 с.
- Пучков В.Н. (2010). Геология Урала и Приуралья (актуальные вопросы стратиграфии, тектоники, геодинамики и металлогении). Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 280 с.
- Пучков В.Н. (2016). Взаимосвязь плитных и плюмовых процессов в глобальном и региональном масштабе. Плюмовые процессы на Урале. *Металлогения древних и современных океанов*, 1, с. 17–21.
- Пучков, В.Н., Козлов В.И. (2005). Особенности тектоники Волго-Уральской нефтегазоносной области. *Георесурсы*, 1(16), с. 24–27.
- Пучков В.Н., Краснобаев А.А., Козлов В.И., Матуков Д.И., Нехорошева А.Г., Лепехина Е.Н., Сергеев С.А. (2007). Предварительные данные о возрастных рубежах нео- и мезопротерозоя Южного Урала в свете новых U-Pb датировок. *Геологический сборник ИГ УНЦ РАН*, 6, с. 3.
- Пучков В.Н., Сергеева Н.Д. (2021). Изотопный возраст вулканогенных образований рифея на Южном Урале и значение событийной стратиграфии в уточнении стратиграфической шкалы. *Материалы VII Российской конференции по проблемам геологии докембрия: Стратиграфия верхнего докембрия: проблемы и пути решения*. Санкт-Петербург: Свое издательство, с. 155–158.
- Разумовский А.А., Новиков И.А., Рудько С.В., Кузнецов Н.Б., Яшунский Ю.В. (2020). U-Pb изотопный возраст пепловых туфов поздне-вендской басинской свиты (ашинская серия, Южный Урал). *Материалы 52-го тектонического совещания*, 2, с. 219–224.
- Ронкин Ю.Л., Синдерн С., Маслов А.В., Матуков Д.И., Крамм У., Лепехина О.П. (2007). Древнейшие (3,5 млрд лет) цирконы Урала: U-Pb (SHRIMP-II) и T_{DM} ограничения. *Докл. АН*, 415(5), с. 651–657.
- Рязанцев А.В., Разумовский А.А., Новиков И.А., Куртукова А.И., Каньгина Н.А., Яшунский Ю.В., Дубенский А.С., Шешуков В.С. (2023). Возраст вулканических туфов в разрезах басинской и зиганской свит ашинской серии венда (эдикария) на Южном Урале: результаты U-Th-Pb (SIMS и LA-ICP-MS) датирования акцессорного циркона. *Доклады Российской академии наук. Науки о Земле*, 508(1), с. 68–78. DOI: 10.31857/S2686739722602149
- Сергеева Н.Д., Пучков В.Н., Краснобаев А.А., Козлова О.В., Ратов А.А. (2019). Ашинская серия венда: орогенный комплекс тиманид на Южном Урале. *Геологический вестник*, 1, с. 3–34. DOI: 10.31084/2619-0087-2019-1-1
- Сергеева Н.Д., Пучков В.Н. (2016). Стратиграфия рифея и венда Волго-Уральской области (изменения и дополнения). *Материалы межведомственного рабочего совещания: Общая стратиграфическая шкала и методические проблемы разработки региональных стратиграфических шкал России*, с. 157–159.

Сергеева Н.Д., Пучков В.Н., Карасева Т.В. (2021). Верхний протерозой (рифей и венд) Волго-Уральской области в параметрических и глубоких скважинах. Уфа: Книга-Принт, 196 с.

Сергеева Н.Д., Солодова С.А. (2020). Литолого-петрографическая характеристика и стратиграфическое расчленение допалеозойских отложений в разрезе скважины 40 Красноустьевская (Предуральский краевой прогиб). *Геологический вестник*, 3, с. 55–67. DOI: 10.31084/2619-0087/2020-3-4

Синдерн С., Ронкин Ю.Л., Хетцель Р., Шульте Б.А., Крамм У., Маслов А.В., Лепехина О.П., Попова О.Ю. (2006). Тараташский и Александровский метаморфические комплексы (Южный Урал): Т—t ограничения. *Ежегодник—2005*. Екатеринбург: ИГГ УрО РАН, с. 322–330.

Соболева А.А. (2004). Вулканы и ассоциирующие с ними гранитоиды приполярного Урала. Екатеринбург: УрО РАН, 146 с.

Стратиграфическая схема рифейских и вендских отложений Волго-Уральской области (2000). Объяснительная записка. Уфа, 81 с.

Стратиграфические схемы Урала (Докембрий, палеозой) (1993). Екатеринбург: МСК России, 152 с.

Стратиграфический кодекс России (2019). СПб: ФГБУ «ВСЕГЕИ», 96 с.

Стратотип рифея. Стратиграфия. Геохронология (1983). М.: Наука, 183 с.

Тевелев Ал.В., Кошелева И.А., Тевелев Арк.В., Хотылев А.О., Мосейчук В.М., Петров В.И. (2015). Новые данные об изотопном возрасте тараташского и александровского метаморфических комплексов (Южный Урал). *Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология*, 1, с. 27–42.

Янкаускас Т.В. (1982). Микрофоссилии рифея Южного Урала. М.: Наука, Стратотип рифея: Палеонтология и палеомагнетизм, с. 84–120.

Andreichev V.L., Soboleva A.A., Udoratina O.V., Ronkin Yu.L., Coble M.A., Miller E.L. (2020). Granites of the Northern Timan – probable indicators of Neoproterozoic stages of Rodinia breakup. *Geodynamics & Tectonophysics*, 11(2), pp. 10–28. <https://doi.org/10.5800/GT-2020-11-2-0470>

Ernst R.E., Pease V., Puchkov V.N., Kozlov V.I., Sergeeva N.D., Hamilton M. (2006). Geochemical Characterization of Precambrian magmatic suites of the southeastern margin of the East European Craton, Southern Urals, Russia. *Geologicheskyy sbornik*, 5, pp. 119–161. https://repository.geologyscience.ru/bitstream/handle/123456789/44398/Erns_06.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Ernst R.E., Hanes G.A., Puchkov V.N., Okrugin A.V., Archibald D.A. (2008). Reconnaissance Ar–Ar dating of Proterozoic dolerite dikes and sills in Siberia and Southern Urals: identification of new LIPs and application for a reconstruction of Nuna (Columbia) supercontinent. *Proc. Conference of the Tectonic Committee*. Moscow: GEOS, pp. 205–208.

Hiess J., Condon D.J., McLean N., Noble S.R. (2012). ²³⁸U/²³⁵U systematics in terrestrial uranium-bearing minerals. *Science*, 335(6076), pp. 1610–1614. DOI: 10.1126/science.1215507

Kuznetsov A. B., Bekker A., Ovchinnikova G. V., Gorokhov I. M., Vasilyeva I. M. (2017). Unradiogenic strontium and moderate-amplitude carbon isotope variations in early Tonian seawater after the assembly of Rodinia and before the Bitter Springs Excursion. *Precambrian Research*, 298, pp. 157–173. doi: 10.1016/j.precamres.2017.06.011

Larionov A.N., Andreichev V.L., Gee D.G. (2004). The Vendian alkaline igneous suite of northern Timan: ion microprobe U-Pb zircon ages of gabbros and syenite. The Neoproterozoic Timanide Orogen of Eastern Baltica. Eds. Gee D.G., Pease V. *Geol. Soc. London. Mem.*, 30, pp. 69–74. <https://doi.org/10.1144/GSL.MEM.2004.030.01.07>

Levashova N.M., Bazhenov M.L., Meert J.G., Kuznetsov N.B., Golovanova I.V., Danukalov K.N., Fedorova N.M. (2013). Paleogeography of Baltica in the Ediacaran: Paleomagnetic and geochronological data from the clastic Zigan Formation, South Urals. *Precambrian Research*, 236, pp. 16–30. <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2013.06.006>

Ludwig K.R. (2003). User's manual for Isoplot/Ex version 3.00, a geochronological toolkit for Microsoft Excel. Berkeley Geochronology Center Special Publications, 4, 72 p.

Paton Ch., Woodhead J.D., Hellstrom J.C., Herg J.M., Greig A., Maas R. (2010). Improved laser ablation U-Pb zircon geochronology through robust downhole fractionation correction. *Geochemistry: Geophysics. Geosystems*, 11(3), pp. 1–36. <https://doi.org/10.1029/2009gc002618>

Puchkov V.N., Kozlov V.I., Sergeeva N.D., Bogdanova S.V., Söderlund U., Ernst R.E., Krasnobayev A.A., Postnikov A.V., Wingate M.T.D. (2013). The ca. 1380 Ma Mashak igneous event of the Southern Urals. *Lithos*, 174, pp. 109–124. DOI: 10.1016/j.lithos.2012.08.021

Puchkov V.N., Ernst R.E., Ivanov K.S. (2021). The importance and difficulties of identifying mantle plumes in orogenic belts: An example based on the fragmented large igneous province (LIP) record in the Ural fold belt. *Precambrian Research*, 361, 106186. <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2021.106186>

Sláma J., Košler, J., Condon D. J., Crowley J. L., Gerdes A., Hanchar J. M., Horstwood M. S. A., Morris G. A., Nasdala L., Norberg N., Schaltegger U., Schoene B., Tubrett M.N., Whitehouse, M.J. (2008). Plešovice zircon—a new natural reference material for U–Pb and Hf isotopic microanalysis. *Chemical geology*, 249(1–2), pp. 1–35. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2007.11.005>

Sperling E.A., Rooney A.D., Hays L., Sergeev V.N., Vorob'eva N.G., Sergeeva N.D., Selby D., Johnston D.T., Knoll A.H. (2014). Redox heterogeneity of subsurface waters in the Mesoproterozoic ocean. *Geobiology*, 12(5), pp. 373–386. <https://doi.org/10.1111/gbi.12091>

Warr L.N. (2021). IMA-CNMNC approved mineral symbols. *Mineralogical Magazine*, 85, pp. 291–320. <https://doi.org/10.1180/mgm.2021.43>

Wiedenbeck M. Allé P., Corfu F., Griffin W.L., Meier M., Oberli F., Von Quadt A., Roddick J.C., Spiegel W. (1995). Three natural zircon standards for U-Th-Pb, Lu-Hf, trace element and REE analyses. *Geostandards newsletter*, 19(1), pp. 1–23. <https://doi.org/10.1111/j.1751-908X.1995.tb00147.x>

Сведения об авторах

Светлана Андреевна Дьякова – младший научный сотрудник, Институт геологии Уфимского федерального исследовательского центра РАН

Россия, 450077, Уфа, ул. Карла Маркса, д. 16/2

e-mail: solodova.IG@yandex.ru

Нина Дмитриевна Сергеева – кандидат геол.-минерал. наук, ведущий научный сотрудник, Институт геологии Уфимского федерального исследовательского центра РАН
Россия, 450077, Уфа, ул. Карла Маркса, д. 16/2
e-mail: riphey@ufaras.ru

Анна Викторовна Куликова – кандидат геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник, НОЦ «Геотермохронология» Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д. 4

e-mail: Ak_Cool@mail.ru

Павел Алексеевич Красильников – младший научный сотрудник, НОЦ «Геотермохронология» Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д. 4

e-mail: krasilnikovp290@gmail.com

Милана Рустамовна Лукманова – лаборант-исследователь, Институт геологии Уфимского федерального исследовательского центра РАН; студент, кафедра геологии, гидрометеорологии и геоэкологии Института природы и человека, Уфимский университет науки и технологий
Россия, 450077, Уфа, ул. Карла Маркса, д. 16/2
e-mail: riphey@ufaras.ru

Тимур Ринатович Абдеев – лаборант-исследователь, Институт геологии Уфимского федерального исследовательского центра РАН; студент, кафедра геологии, гидрометеорологии и геоэкологии Института природы и человека, Уфимский университет науки и технологий
Россия, 450077, Уфа, ул. Карла Маркса, д. 16/2
e-mail: riphey@ufaras.ru

Статья поступила в редакцию 16.11.2024;
Принята к публикации 29.04.2025;
Опубликована 20.09.2025

The first results of U-Pb (LA-ICP-MS) dating of detrital zircons from sandstones of the Staropetrovo Formation of the Vendian Volga-Uralian sedimentary basin and potential sources of zircon clusters

S.A. Dyakova^{1*}, N.D. Sergeeva¹, A.V. Kulikova², M.R. Lukmanova^{1,3}, T.R. Abdeev^{1,3}, P.A. Krasilnikov²

¹Institute of Geology of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences, Ufa, Russian Federation

²Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

³Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russian Federation

*Corresponding author: Svetlana A. Dyakova, e-mail: solodova.IG@yandex.ru

Abstract. For the first time, information on the age of rocks – sources of zircon clastics for deposits of the Staropetrovo Formation of the Vendian Volga-Uralian sedimentary basin was obtained. As a result of U-Pb (LA-ICP-MS) dating of detrital zircons from sandstones of the Staropetrovo Formation in the well Krasnounsolsk, located in the Pre-Uralian marginal trough, a wide time range of zircon clastic ages was obtained: from the Archean – 3247 million years to the Vendian – 577 million years. Features of the distribution of age populations of zircons from sandstones of the Staropetrovo Formation indicated the influx of detrital material into the Volga-Uralian basin mainly from local feeding provinces. The source of zircons of the most ancient (1831–2507 million years and 2660–2944 million years) population for sandstones of the Staropetrovo Formation is assumed to be the Archean-Paleoproterozoic formations of the Taratash metamorphic complex of the Southern Urals and crystalline rocks of the basement of the Volga-Uralian area. For detrital zircons with ages of 1472–1720 Ma, 1044–1390 Ma, and 653–736 Ma, corresponding to the early, middle, and final Riphean, the intrusive and volcanic formations of the Navysh, Mashak, and Igonino igneous complexes of the Riphean in the Southern Urals, which have modern isotopic datings for zircon and baddeleyite, and the basalts of the Aktanysh (well 203 Menzelino-Aktanysh) and Kipchak (well 1 Kipchak) volcanic complexes of the Volga-Ural region are considered as potential sources of zircon clastics, as well as the basalts of the Aktanysh (well 203 Menzelino-Aktanysh) and Kipchak (well 1 Kipchak) volcanic complexes of the Volga-Uralian area. In local feeding provinces, zircon sources with ages of 851–964 Ma and 603–643 Ma have not been established, which is most likely due to insufficient isotope-geochronological study of sedimentary and igneous complexes of the Precambrian of the East-European platform and its folded frame. Among the Precambrian formations, a special place is occupied by Vendian deposits, to which numerous manifestations of oil and gas are confined in the Volga-Uralian area, which makes Vendian deposits an attractive object for hydrocarbon exploration.

Keywords: detrital zircon, dating, LA-ICP-MS, Staropetrovo Formation, Vendian, Volga-Uralian area

Acknowledgements

The collection of materials and analytical works were funded by the grant of the Russian Science Foundation No. 24-27-00311, <https://rscf.ru/project/24-27-00311/>.

The authors would like to thank the reviewers for reviewing the manuscript and making useful recommendations that helped to improve the text and presentation of the material.

Recommended citation: Dyakova S.A., Sergeeva N.D., Kulikova A.V., Lukmanova M.R., Abdeev T.R., P.A. Krasilnikov (2025). The first results of U-Pb (LA-ICP-MS) dating of detrital zircons from sandstones of the Staropetrovo Formation of the Vendian Volga-Uralian sedimentary basin and potential sources of zircon clusters. *Georesursy = Georesources*, 27(3), pp. 195–208. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.21>

References

- Additions to the Stratigraphic Code of Russia. (2000). St. Petersburg: VSEGEI Publishing House, 112 p. (In Russ.).
- Aksenov E.M. (1998). History of geological development of the East-European platform in the late Proterozoic. Dr. geol. and min. sci. diss. St. Petersburg, 107 p. (In Russ.).
- Andreichev V.L., Soboleva A.A. (2023). The age of gabbro-dolerites of the Sopki Kamennyye massif (Northern Timan) according to the results of U-Pb (SIMS) dating of zircon. *Trudy Fersmanovskoy nauchnoy sessii GI KNTs RAN*, 20, pp. 263–270. (In Russ.) <https://doi.org/10.31241/FNS.2023.20.034>
- Andreichev V.L., Soboleva A.A., Udoratina O.V., Ronkin Yu.L. (2021). The zirconology of the syenites of the Northern Timan. *Vestnik Geonauk*, 6(318), pp. 16–27. (In Russ.) DOI: 10.19110/geov.2021.6.2
- Andreichev V.L., Soboleva A.A., Udoratina O.V., Ronkin Yu.L., Coble M.A., Miller E.L. (2020). Granites of the Northern Timan – probable indicators of Neoproterozoic stages of Rodinia breakup. *Geodynamics & Tectonophysics*, 11(2), pp. 10–28. <https://doi.org/10.5800/GT-2020-11-2-0470>
- Bashkova S.E., Karaseva T.V. (2023). Oil and gas potential of the Riphean-Vendian deposits of the Volga-Uralian oil and gas province. Perm: PSNRU, 190 p. (In Russ.).
- Bekker Yu.R. (1968). Late Precambrian molasse of the Southern Urals. Leningrad: Nedra, 160 p. (In Russ.).
- Bekker Yu.R. (1988). Precambrian molasses. Leningrad: Nedra, 288 p. (In Russ.).
- Bibikova E.V., Bogdanova S.V., Kirnozova T.I., Popova L.P. (1984). Uranium-plumbum age of charnockitoids of the Volga-Uralian area. *Doklady AN SSSR*, 276(4), pp. 916–919. (In Russ.).
- Bogdanova S.V. (1986). The Earth's crust of the Russian plate in the early Precambrian (on the example of the Volga-Uralian segment). Moscow: Nauka, 226 p. (In Russ.).
- Ernst R.E., Pease V., Puchkov V.N., Kozlov V.I., Sergeeva N.D., Hamilton M. (2006). Geochemical Characterization of Precambrian magmatic suites of the southeastern margin of the East European Craton, Southern Urals, Russia. *Geologicheskyy sbornik*, 5, pp. 119–161. https://repository.geologyscience.ru/bitstream/handle/123456789/44398/Erns_06.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Ernst R.E., Hanes G.A., Puchkov V.N., Oksigin A.V., Archibald D.A. (2008). Reconnaissance Ar–Ar dating of Proterozoic dolerite dikes and sills in Siberia and Southern Urals: identification of new LIPs and application for a reconstruction of Nuna (Columbia) supercontinent. *Proc. Conference of the Tectonic Committee*. Moscow: GEOS, pp. 205–208.

- Gorozhanin V.M. (2009). Rb-Sr dating of Neoproterozoic volcanics by postvolcanic celadonite: Kipchak 1 well, Sernovodsk-Abdulino aulacogen. *Proc. IV Russian Conference on Isotope Geochronology "Isotope Systems and Time of Geological Processes"*. pp. 145–147. (In Russ.)
- Hiess J., Condon D.J., McLean N., Noble S.R. (2012). $^{238}\text{U}/^{235}\text{U}$ systematics in terrestrial uranium-bearing minerals. *Science*, 335(6076), pp. 1610–1614. DOI: 10.1126/science.1215507
- Kazakov G.A., Knorre K.G., Strizhov V.P. (1976). New data on the age of the lower formations of the Nizhnebavlskiy series of the Volga-Uralian area. *Geokhimiya*, 4, pp. 482–485. (In Russ.)
- Kozlov V.I. (2004). Stratigraphy of pre-Devonian sedimentary strata of western Bashkortostan. First Timergazin Readings. *Proc. conf.: Geology, mineral resources and environmental problems of Bashkortostan*, November 20–21, pp. 45–82. (In Russ.)
- Kozlov V.I. (2008). Correlation of sections and substantiation of the age of deposits of the Kyrpinskaya series of western Bashkortostan and adjacent areas of the Volga-Uralian area (based on deep well drilling data). *Izvestiya otdeleniya nauk o Zemle. Geologiya*, 13, pp. 58–72. (In Russ.)
- Kozlov V.I., Ivanova T.V., Gorokhov I.M., Masagutov R.Kh., Sergeeva N.D., Ovchinnikova G.V., Kuznetsov A.B., Genina L.A., Mikhailov P.N., Ilemenova O.D. (2003). Lithological and petrographic characteristics and prospects for oil and gas potential of pre-Devonian sediments penetrated by well 1 Leuzinskaya. UC RAS, LLC "IK BashNIPNef", IGGD RAS, 40 p. (In Russ.)
- Kozlov V.I., Muslimov R.Kh., Gatiyatullin N.S., Genina L.A., Sergeeva N.D., Larionov N.N., Mikhailov P.N., Baranov V.V. (1995). Upper Precambrian of the eastern regions of Tatarstan and prospects for its oil and gas potential. Ufa: IG UC RAS, 218 p. (In Russ.)
- Kozlov V.I., Puchkov V.N., Krasnobaev A.A., Nekhorosheva A.G., Busharina S.V. (2011). Arsha Group — a new Riphean straton in the stratotype sections of the Southern Urals. *Geologicheskii sbornik IG UNTs RAN*, 9, pp. 52–56. (In Russ.)
- Kozlov V.I., Sergeeva N.D. (2010). Lower Riphean of the northern regions of the Volga-Uralian area. *Proc. All-Russian scientific and practical conference: Geology and oil and gas potential of the northern regions of the Ural-Volga region*. Perm: Publishing house of PSU, pp. 45–49. (In Russ.)
- Kozlova E.V. (1990). Microfossil finds in Riphean deposits of the eastern Russian Plate. *Precambrian geology of the Southern Urals and the east of the Russian Plate*. Ufa: IG USC RAS, pp. 50–56. (In Russ.)
- Krasnobaev A.A., Kozlov V.I., Puchkov V.N. (2008). Mashak volcanism: situation in 2008. *Proc. Scientific Conference: Structural-material complexes and problems of Precambrian geodynamics of Phanerozoic orogens "3rd Readings in memory of S.N. Ivanov"*. Ekaterinburg, pp. 61–63. (In Russ.)
- Krasnobaev A.A., Kozlov V.I., Puchkov V.N., Busharina S.V., Sergeeva N.D., Paderin I.P. (2013a). Zircon geochronology of the Mashak volcanic rocks and the problem of the age of the lower-middle Riphean boundary (Southern Urals). *Stratigr. Geol. Correl.*, 21, pp. 465–481. <https://doi.org/10.1134/S0869593813050055>
- Krasnobaev A.A., Kozlov V.I., Puchkov V.N., Sergeeva N.D., Busharina S.V. (2012). New data on zircon geochronology of the Arshinian volcanics (Southern Urals). *Litosfera*, 4, pp. 127–140. (In Russ.)
- Krasnobaev A.A., Popov V.S., Belyatsky B.V. (2011). Chronological and genetic relationships of intrusive rocks of the Berdyash pluton (Southern Urals) in light of new U-Pb and Sm-Nd isotope data. *Zapiski RMO*, CXXX, 2, pp. 59–73. (In Russ.)
- Krasnobaev A.A., Puchkov V.N., Sergeeva N.D., Busharina S.V. (2019). The sources of zircons in clastic rocks of the Riphean deposits of the Urals. *Doklady Akademii nauk*, 488(4), pp. 413–419. (In Russ.) <https://doi.org/10.31857/S0869-5652488413-419>
- Krasnobaev, A.A., Puchkov, V.N., Kozlov, V.I., Sergeeva, N.D., Busharina, S.V., Lepekhina, E.N. (2013b). Zirconology of Navysh volcanic rocks of the Ai Suite and the problem of the age of the Lower Riphean boundary in the Southern Urals. *Dokl. Earth Sc.*, 448, pp. 185–190. <https://doi.org/10.1134/S1028334X13020050>
- Kukharensko A.A. (1961). Mineralogy of placers. Moscow: Gosgeoltekhizdat, 316 p. (In Russ.)
- Kuznetsov A. B., Bekker A., Ovchinnikova G. V., Gorokhov I. M., Vasilyeva I. M. (2017). Unradiogenic strontium and moderate-amplitude carbon isotope variations in early Tonian seawater after the assembly of Rodinia and before the Bitter Springs Excursion. *Precambrian Research*, 298, pp. 157–173. doi: 10.1016/j.precamres.2017.06.011
- Kuznetsov N.B., Romanyuk T.V., Shatsillo A.V., Orlov S.Yu., Golovanova I.V., Danukalov K.N., Ipatyeva I.S. (2012). The first results of mass U-Pb isotope dating (LA-ICP-MS) for detrital zircons from the Asha Group, South Urals: Paleogeography and paleotectonics. *Dokl. Earth Sc.*, 447, pp. 1240–1246. <https://doi.org/10.1134/S1028334X12110025>
- Lagutenkova N.S., Chepikova I.K. (1982). Upper Precambrian deposits of the Volga-Uralian area and prospects for their oil and gas potential. Moscow: Nauka, 112 p. (In Russ.)
- Larionov A.N., Andreichev V.L., Gee D.G. (2004). The Vendian alkaline igneous suite of northern Timan: ion microprobe U-Pb zircon ages of gabbros and syenite. The Neoproterozoic Timanide Orogen of Eastern Baltica. Eds. Gee D.G., Pease V. *Geol. Soc. London. Mem.*, 30, pp. 69–74. <https://doi.org/10.1144/GSL.MEM.2004.030.01.07>
- Levashova N.M., Bazhenov M.L., Meert J.G., Kuznetsov N.B., Golovanova I.V., Danukalov K.N., Fedorova N.M. (2013). Paleogeography of Baltica in the Ediacaran: Paleomagnetic and geochronological data from the clastic Zigan Formation, South Urals. *Precambrian Research*, 236, pp. 16–30. <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2013.06.006>
- Ludwig K.R. (2003). User's manual for Isoplot/Ex version 3.00, a geochronological toolkit for Microsoft Excel. Berkeley Geochronology Center Special Publications, 4, 72 p.
- Lyakhovich V.V. (1981). Methods of separation of accessory minerals. Moscow: Nedra, 86 p. (In Russ.)
- Maslov A.V., Kovalev S.G., Puchkov V.N., Sergeeva N.D. (2018). The Riphean Arsha Series of the Southern Urals: On the Geodynamic Nature of Rock Associations. *Doklady Akademii nauk*, 480(1), pp. 64–68. (In Russ.) DOI: 10.7868/S0869565218130133
- Paton Ch., Woodhead J.D., Hellstrom J.C., Herg J.M., Greig A., Maas R. (2010). Improved laser ablation U-Pb zircon geochronology through robust downhole fractionation correction. *Geochemistry: Geophysics. Geosystems*, 11(3), pp. 1–36. <https://doi.org/10.1029/2009gc002618>
- Puchkov V. N., Sergeeva N. D. (2021). Isotopic age of Riphean volcanogenic formations in the Southern Urals and the importance of event stratigraphy in refining the stratigraphic scale. *Proc. VII Russian Conference on Precambrian Geology: Upper Precambrian Stratigraphy: Problems and Solutions*, pp. 155–158. (In Russ.)
- Puchkov V.N. (2000). Paleogeodynamics of the Southern and Middle Urals. Ufa: Dauria, 146 p. (In Russ.)
- Puchkov V.N. (2010). Geology of the Urals and the Cis-Urals (Actual Issues of Stratigraphy, Tectonics, Geodynamics, and Metallogeny). Ufa: DesignPoligrafService, 280 p. (In Russ.)
- Puchkov V.N. (2016). Interrelation of plate and plume processes on a global and regional scale. Plume processes in the Urals. *Metallogeny of ancient and modern oceans*, 1, p. 17–21. (In Russ.)
- Puchkov V.N., Ernst R.E., Ivanov K.S. (2021). The importance and difficulties of identifying mantle plumes in orogenic belts: An example based on the fragmented large igneous province (LIP) record in the Ural fold belt. *Precambrian Research*, 361, 106186. <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2021.106186>
- Puchkov V.N., Kozlov V.I., Sergeeva N.D., Bogdanova S.V., Söderlund U., Ernst R.E., Krasnobaev A.A., Postnikov A.V., Wingate M.T.D. (2013). The ca. 1380 Ma Mashak igneous event of the Southern Urals. *Lithos*, 174, pp. 109–124. DOI: 10.1016/j.lithos.2012.08.021
- Puchkov V.N., Krasnobaev A.A., Kozlov V.I., Matukov D.I., Nekhorosheva A.G., Lepekhina E.N., Sergeev S.A. (2007). Preliminary data on the age boundaries of the Neo- and Mesoproterozoic of the Southern Urals in light of new U-Pb datings. *Geologicheskii sbornik IG UNTs RAN*, 6, p. 3. (In Russ.)
- Puchkov V.N., Kozlov V.I. (2005). Features of tectonics of the Volga-Ural oil and gas region. *Georesursy = Georesources*, 1(16), pp. 24–27. (In Russ.)
- Razumovsky A.A., Novikov I.A., Rudko S.V., Kuznetsov N.B., Yashunsky Yu.V. (2020). U-Pb isotope age of ash tuffs of the Late Vendian Basu formation (Asha series, Southern Urals). Moscow: GEOS, *Proc. of the 52nd tectonic meeting*, 2, pp. 219–224. (In Russ.)
- Riphean stratotype. Stratigraphy. Geochronology (1983). Moscow: Nauka, 183 p. (In Russ.)
- Ronkin Yu.L., Sindern S., Maslov A.V., Matukov D.I., Kramm U., Lepikhina O.P. (2007). The oldest (3,5 Ga) zircons of the Urals: U-Pb (SHRIMP-II) and TDM constraints. *Dokl. AN*, 415(5), pp. 651–657. (In Russ.)
- Ryantsev, A.V., Razumovsky, A.A., Novikov, I.A., Kurtukova, A.I., Kanygina, N.A., Yashunsky, Yu.V., Dubensky, A.S., Sheshukov, V.S. (2023). The Age of Volcanic Tuffs from the Basu and Zigan Formations of the Vendian (Ediacaran) Asha Group in the Southern Urals: Results of U-Th-Pb (SIMS and LA-ICP-MS) Dating of Accessory Zircon. *Dokl. Earth Sc.*, 507 (Suppl 2), S278–S286. <https://doi.org/10.1134/S1028334X22601316>
- Sergeeva N.D., Puchkov V.N. (2016). Stratigraphy of the Riphean and Vendian of the Volga-Uralian area (amendments and additions). *Proc. Interdepartmental working meeting. General stratigraphic scale and methodological problems of developing regional stratigraphic scales of Russia*, pp. 157–159. (In Russ.)

Sergeeva N.D., Puchkov V.N., Karaseva T.V. (2021). Upper Proterozoic (Riphean and Vendian) of the Volga-Ural region in parametric and deep wells. Ufa: Kniga-Print, 196 p. (In Russ.)

Sergeeva N.D., Solodova S.A. (2020). Lithological and petrographic characteristics and stratigraphic subdivision of pre-Paleozoic deposits in the section of borehole 40 Krasnounsolsk (Pre-Uralian marginal trough). *Geologicheskii vestnik*, 3, pp. 55–67. (In Russ.) DOI: 10.31084/2619-0087/2020-3-4

Sergeeva, N.D., Puchkov, V.N., Krasnobaev, A.A., Kozlova, O.V., Ratov, A.A. (2019). Asha series of the Vendian: orogenic complex of the Timanides in the Southern Urals. *Geologicheskii vestnik*, 1, pp. 3–34. (In Russ.) DOI: 10.31084/2619-0087-2019-1-1

Sindern S., Ronkin Yu.L., Hetzel R., Schulte B.A., Kramm U., Maslov A.V., Lepekhina O.P., Popova O.Yu. (2006). Taratash and Aleksandrovsk metamorphic complexes (Southern Urals): T–t constraints. *Yearbook–2005*. Ekaterinburg: IGG UB RAS, pp. 322–330. (In Russ.)

Sláma J., Košler, J., Condon D. J., Crowley J. L., Gerdes A., Hanchar J. M., Horstwood M. S. A., Morris G. A., Nasdala L., Norberg N., Schaltegger U., Schoene B., Tubrett M.N., Whitehouse, M.J. (2008). Plešovice zircon—a new natural reference material for U–Pb and Hf isotopic microanalysis. *Chemical geology*, 249(1–2), pp. 1–35. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2007.11.005>

Soboleva A.A. (2004). Volcanites and associated granitoids of the Circum-Polar Urals. Yekaterinburg: UB RAS, 146 p. (In Russ.)

Sperling E.A., Rooney A.D., Hays L., Sergeev V.N., Vorob'eva N.G., Sergeeva N.D., Selby D., Johnston D.T., Knoll A.H. (2014). Redox heterogeneity of subsurface waters in the Mesoproterozoic ocean. *Geobiology*, 12(5), pp. 373–386. <https://doi.org/10.1111/gbi.12091>

Stratigraphic Code of Russia (2019). St. Petersburg: FGBU “VSEGEI”, 96 p. (In Russ.)

Stratigraphic scheme of the Riphean and Vendian deposits of the Volga-Uralian area (2000). Explanatory note. Ufa, 81 p. (In Russ.)

Stratigraphic schemes of the Urals (Precambrian, Paleozoic) (1993). Yekaterinburg: MSC of Russia, 152 p. (In Russ.)

Tevelev A.I.V., Kosheleva I.A., Tevelev Ark.V., Khotylev A.O., Moseychuk V.M., Petrov V.I. (2015). New data on the isotope ages of the Taratash and Aleksandrovka metamorphic complexes. *Moscow Univ. Geol. Bull.*, 70, pp. 24–40. <https://doi.org/10.3103/S0145875215010081>

Warr L.N. (2021). IMA-CNMNC approved mineral symbols. *Mineralogical Magazine*, 85, pp. 291–320. <https://doi.org/10.1180/mgm.2021.43>

Wiedenbeck M. Allé P., Corfu F., Griffin W.L., Meier M., Oberli F., Von Quadt A., Roddick J.C., Spiegel W. (1995). Three natural zircon standards for U–Th–Pb, Lu–Hf, trace element and REE analyses. *Geostandards newsletter*, 19(1), pp. 1–23. <https://doi.org/10.1111/j.1751-908X.1995.tb00147.x>

Yankauskas T.V. (1982). Riphean microfossils of the Southern Urals. Moscow: Nauka, *Riphean stratotype: Paleontology and paleomagnetism*, pp. 84–120. (In Russ.)

Zaitseva T.S., Gorokhov, I.M., Ivanovskaya, T.A., Semikhatov, M.A., Kuznetsov, A.B., Melnikov, N.N., Arakelyants M.M., Yakovleva, O.V. (2008). Mössbauer characteristics, mineralogy and isotopic age (Rb–Sr, K–Ar) of Upper Riphean glauconites from the UK Formation, the southern Urals. *Stratigr. Geol. Correl.*, 16, pp. 227–247. <https://doi.org/10.1134/S0869593808030015>

Zaitseva T.S., Kuznetsov A.B., Gorozhanin V.M., Gorokhov, I.N., Ivanovskaya T.A., Konstantinova G.V. (2019). The Lower Boundary of the Vendian in the Southern Urals as Evidenced by the Rb–Sr Age of Glauconites of the Bakeevo Formation. *Stratigr. Geol. Correl.*, 27, pp. 573–587. <https://doi.org/10.1134/S0869593819050083>

Zaitseva T.S., Kuznetsov A.B., Sergeeva N.D., Adamskaya E.V., Plotkina Yu. V. (2022). The U–Th–Pb Age of Detrital Zircons from Oolitic Limestones of the UK Formation: Traces of the Grenville Provenance Areas in the Late Riphean of the Southern Urals. *Dokl. Earth Sc.*, 503, pp. 143–149. <https://doi.org/10.1134/S1028334X22040195>

About the Authors

Svetlana A. Dyakova – Junior Researcher, Institute of Geology of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences

16/2, Karl Marks st., Ufa, 450077, Ufa, Russian Federation
e-mail: solodova.IG@yandex.ru

Nina D. Sergeeva – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Institute of Geology of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences

16/2, Karl Marks st., Ufa, 450077, Ufa, Russian Federation
e-mail: riphey@ufaras.ru

Anna V. Kulikova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Geothermochronology Research and Educational Centre of the Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University

4, Kremlevskaya st., Kazan, 420111, Russian Federation
e-mail: Ak_Cool@mail.ru

Pavel A. Krasilnikov – Junior Researcher, Geothermochronology Research and Educational Centre of the Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University

4, Kremlevskaya st., Kazan, 420111, Russian Federation
e-mail: krasilnikovp290@gmail.com

Milana R. Lukmanova – Laboratory assistant – Researcher, Institute of Geology of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences; Student, Ufa University of Science and Technology

16/2, Karl Marks st., Ufa, 450077, Ufa, Russian Federation
e-mail: riphey@ufaras.ru

Timur R. Abdeev – Laboratory assistant – Researcher, Institute of Geology of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences; Student, Ufa University of Science and Technology

16/2, Karl Marks st., Ufa, 450077, Ufa, Russian Federation
e-mail: riphey@ufaras.ru

Manuscript received 16 November 2024;

Accepted 29 April 2025;

Published 20 September 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Новая методика текстурно-структурного анализа имиджей с помощью алгоритмов глубокого обучения

Г.А. Коссов*, В.В. Абашкин, С.С. Егоров, Д.О. Макиенко, В.А. Гаева
ООО «СТИБШ», Москва, Россия

Скважинные имиджеры являются мощным инструментом для исследования сложнопостроенных коллекторов, предоставляя уникальную информацию о структурных и текстурных особенностях изучаемых пластов, в том числе информацию в масштабе кернового материала. Развитие методов обработки и интерпретации позволяет оптимизировать существующие подходы к оценке имиджей на качественном и количественном уровнях. Они также способствуют повышению эффективности и качества работы с имиджами за счёт новой пообъектной информации. В данной работе предлагается современная методика анализа имиджей, основанная на результатах обработки большого и уникального объёма накопленных данных с применением технологий машинного обучения. Разработанные алгоритмы позволяют автоматизировать процесс предобработки имиджей, а также процесс структурно-текстурной декомпозиции. Применение глубоких нейронных сетей обеспечило выделение целевых объектов с точностью более 90%, а алгоритмы компьютерного зрения позволили получить их количественную характеристику в виде оценки размеров, форм, ориентаций и топологий. Области применения предлагаемой методики включают в себя: седиментологический анализ (в частности, обнаружение тонких пропластков); дополнение к программам исследований сплошного и бокового керна; дополнение к программам исследований с помощью пластоиспытателя на кабеле (детальное описание особенностей коллекторов в интервалах, не охарактеризованных керном); дополнительная информация для обработки и интерпретации комплекса геологических и геофизических данных (моделирование пласта с использованием детерминированного подхода, критерии распределения для стохастического моделирования, определение петрофизических параметров с высокой степенью достоверности).

Ключевые слова: скважинные имиджеры, имиджи, микроимиджеры, свёрточные нейронные сети, автоматическая интерпретация, компьютерное зрение, количественная геологическая интерпретация данных

Для цитирования: Коссов Г.А., Абашкин В.В., Егоров С.С., Макиенко Д.О., Гаева В.А. (2025). Новая методика текстурно-структурного анализа имиджей с помощью алгоритмов глубокого обучения. *Георесурсы*, 27(3), с. 209–220. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.22>

Введение

Имидж, как один из методов расширенного комплекса геофизических исследований скважин (ГИС), позволяет визуализировать стенки скважины: получать своего рода «фотографии», которые на петрофизической диаграмме или планшете принимают вид развертки от 0 до 360 градусов. Имиджи – это продолжение развития такого направления ГИС, как наклонометрия. С постепенным увеличением количества электродов стало возможным описывать не только отдельные плоскостные границы, но и давать их морфологическую и текстурную

характеристику. Следует отметить, что сегодня существует достаточно большое семейство приборов (имиджеров), которые обеспечивают получение имиджей. Например, у крупнейшей нефтесервисной компании Шлюмберже к таким приборам можно отнести FMI-HD, QGEO, QGEO Slim, TBEI, FMS, DOBMI, OBMI, UBI, MicroScope HD, TerraSphere, MicroScope и geoVISION. Подобное разнообразие имиджеров обусловлено необходимостью высокого качества данных в зависимости от сильно различающихся скважинных условий. Помимо компании Шлюмберже, линейкой имиджеров обладают другие международные (приборы STAR, STAR-HD, CBIL, StrataXaminer, EMI, XRMI, PixStar, COI, UMI, CMI) и отечественные (приборы MC, MC-C, AC) компании.

С точки зрения интерпретации имиджеры необходимо разделять по уровню исследования на микроимиджеры и макроимиджеры. Такое разделение обусловлено разрешающей способностью прибора и определяет

* Ответственный автор: Георгий Андреевич Коссов
e-mail: GKossov@slb.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

детализацию и полноту проводимой интерпретации. Именно микроимиджеры позволяют получить максимальную информацию при исследовании сложнопостроенных терригенных и карбонатных коллекторов. Самым распространенным и проверенным временем микроимиджером является прибор FMI (Formation MicroImager). Микроимиджер FMI позволяет проводить высокоразрешающее сканирование стенок скважин, заполненных раствором на водной основе. Результатом такого сканирования является имидж сопротивления с осевым и азимутальным разрешением до 5 мм. Полученный имидж отображает характер напластования, структурные и текстурные особенности пластов-коллекторов и вмещающих пород. Интерпретация данных имиджеров находит самое широкое применение в структурной геологии, фациальном и седиментологическом анализе, а также может привлекаться для решения геомеханических задач. Особенно эффективен прибор для обработки тонкослоистости с выделением пластов мощностью от нескольких сантиметров, т.е. в масштабе исследования керна. Именно работа в масштабе исследования керна обуславливает необходимость повышенных трудовых затрат на обработку и интерпретацию, что, в свою очередь, увеличивает стоимость работы с имиджами для конечного пользователя.

Основополагающими и самыми трудоемкими задачами при обработке имиджей являются: увязка с данными ГИС, увязка с кернавым материалом, трассирование и классификация объектов, структурно-текстурная декомпозиция. Ошибки и неточности при выполнении этих задач (во многом за счет человеческого фактора) могут нивелировать все преимущества микроуровня исследований, что критически скажется на результатах интерпретации при работе со сложнопостроенными коллекторами. Одной из наиболее частых проблем при работе с такими резервуарами является вынужденное упрощение геологических и петрофизических характеристик, используемых при моделировании месторождения. Это происходит как в силу аппаратных ограничений (конечное разрешение методов ГИС), так и физических: осуществлять бурение каждой скважины с выносом керна технологически и экономически нецелесообразно. Существующий качественный, а не количественный подход к анализу имиджей подтверждает вышесказанное. Сегодня для снижения неопределенности при работе со сложными коллекторами необходимы автоматические инструменты для интерпретации имиджей, которые как обеспечат пообъектный подход к описанию имиджей, так и дадут возможность их количественной структурно-текстурной обработки.

На основании статистики регистрации имиджей иностранными нефтесервисными компаниями за последние 25 лет работы в России было записано порядка 5 000 имиджей, что соответствует интервалу 1 500 000 метров (~300 м средний интервал записи). Если еще 5 лет назад на рынке имиджеров практически отсутствовали отечественные нефтесервисные компании, то в последнее время они начали активно развиваться и проводить большое количество работ (например, имиджеры производства ООО «Геофизтехника», г. Саратов). Грубая оценка рынка имиджей показывает, что каждый год он растёт в среднем на 400 единиц. Такие цифры говорят о том, что в России не осталось средних и крупных недропользователей,

которые бы не обладали такими видами данных, как имиджи. Скважинные имиджеры активно применяются наряду с обязательным комплексом ГИС при освоении месторождений нефти и газа, в том числе на континентальном шельфе.

В то же время следует отметить, что у рынка имиджей остается большой потенциал роста, т.к. на данный момент отсутствуют автоматизированные инструменты обработки. Разработки новых методик в данной области особенно актуальны в связи с уходом с рынка иностранных нефтесервисных компаний, которые предоставляли услуги по анализу данных. Поэтому применение имиджей при комплексной интерпретации ГИС носит индивидуальный, а не массовый характер. С учетом большого количества накопленных архивных данных, описывающих различные геологические условия практически по всей территории России, становится возможным использовать алгоритмы искусственного интеллекта для автоматизации задач при работе с имиджами.

В литературе представлены единичные работы по созданию алгоритмов для решения отдельных проблем интерпретации имиджей (Li et al., 2016; Mohammad Faiq Adenan et al., 2023; Ponziani et al., 2013; Shafiabadi et al., 2021). Например, в существующих программных продуктах текстурный анализ основывается на алгоритмах SOM (self-organizing map, самоорганизующиеся карты Кохонена) (Kohonen, 2013), MRGC (multi resolution graph based clustering, многомерная кластеризация на графах) (Ye, Rabiller, 2000) и методике ручного выбора граничных значений по гистограмме распределения комплексного параметра имиджа (продукт Techlog PorTex). Как видно в первом и во втором случаях, подходы в большей степени представляют процесс кластеризации, а не комплексной количественной оценки. К сожалению, подробного описания этих инструментов в настоящее время в литературе не представлено, что усложняет их объективный анализ. По отзывам пользователей результаты не всегда находят применение на практике. Нередки рабочие процессы, основанные на применении традиционных алгоритмов компьютерного зрения и статистических приёмов. В статье (Mohammad Faiq Adenan et al., 2023) для решения задачи идентификации трещин применялись цифровые фильтры Габора (Gabor, 1946) и Canny (Canny, 1986), при этом пороговые значения были выбраны с помощью алгоритма Otsu (Otsu, 1975). В работе (Chang Li et al., 2020) использовался метод многоточечной статистики (multipoint statistics) (Tahmasebi, 2018) при обработке данных трещиноватых карбонатов для восстановления полноразмерного имиджа. Выделение каверн и трещин было выполнено с помощью алгоритма адаптивной бинаризации по Otsu. К общему недостатку таких методов можно отнести ограниченную точность, ручное конструирование признаков, их малую обобщающую способность и высокую чувствительность результатов обработки к шуму и изменению масштабов. Традиционные алгоритмы также зависят от качества фона и контрастности изображения. Ручной подбор параметров делает их трудоемкими и менее гибкими для настройки под конкретные задачи интерпретации данных FMI по сравнению с алгоритмами глубокого обучения. При этом классическое компьютерное зрение имеет свою ценность, особенно для случаев небольших наборов данных.

В литературе также представлены работы по применению алгоритмов искусственного интеллекта для обработки данных FMI. В статье (Fathi et al., n.d.) представлен рабочий процесс, основанный на классических инструментах машинного обучения для прогнозирования естественной трещиноватости. В работе выполнен широкий обзор методов классификации и регрессии: RandomForest (Rigatti, 2017), KNeighbors (Fix, 1985), DecisionTree (De Ville, 2013), XGB (Chen, Guestrin, 2016), ExtraTrees (Geurts et al., 2006), LogisticRegression (Walker, Duncan, 1967), BernoulliNB (McCallum, Nigam, 1998), GradientBoosting (Friedman, 2001), LinearSVC (Cortes, 1995), GaussianNB (John, Langley, 2013), SGD (Rosenblatt, 1958), MultinomialNB7 (Rennie et al., 2003), ElasticNetCV (Zou, Hastie, 2005), AdaBoost (Freund, Schapire, 1995), GradientBoosting, RidgeCV (Hilt, Seegrist, 1977), SGD, LassoLarsCV (Tibshirani, 1996). В выводах авторы показали, что наиболее лучших метрик (R^2 и MSE) достиг метод KNeighbors. В статье (Kharitontseva et al., n.d.) показана идея использования данных FMI в качестве связующего звена между геологией и петрофизикой. С одной стороны, вертикальное разрешение 5 мм обеспечивает прямое сравнение керна и данных имиджеров, что помогает идентифицировать структурные и текстурно-геологические особенности коллектора. С другой стороны, принцип действия имиджеров основан на измерении физических свойств горной породы, например, электропроводности. Таким образом, имиджи можно сравнить с другими данными каротажа, в том числе для описания интервалов, в которых не проводился отбор керна.

При этом применение нейросетевых алгоритмов (в частности, глубоких нейронных сетей) обычно рассматривается в контексте решения частных задач интерпретации данных и не затрагивает комплексную обработку. Например, выделение трещин (Azim, 2021; Li et al., 2016; Shafiabadi et al., 2021) и восстановление полноразмерного имиджа. В работе (Qifeng Sun et al., n.d.) задача восстановления имиджа решается с помощью применения генеративных сетей с использованием U-net (Ronneberger et al., 2015). Авторы показали преимущества разработанной модели перед обычными сетями кодирования–декодирования по показателям SSIM, PSNR, MSE и FID (Sara et al., 2019).

В соответствии с вышесказанным цель настоящей работы состоит в разработке методики, которая позволит автоматизировать процесс предобработки имиджей, а также процесс структурно-текстурного анализа как на качественном, так и на количественном уровнях. Предлагаемая методика даст возможность ускорить и стандартизировать обработку, минимизировать субъективный вклад специалиста, повысить качество интерпретации и, как следствие, снизить затраты.

Материалы и методы

В связи с наличием значительного объема накопленных данных было принято решение в основе методики использовать алгоритмы глубокого обучения. В частности, были выбраны алгоритмы обучения с учителем: глубокие сверточные нейронные сети. Обученные модели помогут быстро анализировать большие объемы информации, поступающие в режиме реального времени, что ускорит

и упростит интерпретацию имиджей, а также минимизирует человеческий фактор. Отличительным преимуществом применения моделей глубокого обучения является их гибкость и возможность оперативного дообучения. Благодаря этому можно адаптировать модели для новых данных или изменяющихся условий (выполнить дообучение), снизить аппаратную зависимость и обеспечить обработку данных соседних скважин.

В общем случае задачи обработки изображений сверточными сетями можно разделить на:

- задачи классификации: определение класса изображения;
- задачи детекции: определение наличия объекта конкретного класса на изображении и нахождение ограничивающей рамки объекта;
- задачи семантической сегментации: разделение всего изображения на сегменты, каждый из которых принадлежит конкретному классу;
- задачи инстансной (индивидуальной) сегментации: более сложный вариант задачи сегментации, разбиение изображения на сегменты, которые относятся к конкретному классу, и выделение различных объектов внутри целевых классов.

Поскольку основная цель данной работы заключается в получении количественных характеристик имиджей, то необходимо с помощью нейронной сети выделять целевые объекты (маски), обеспечивая сохранение их формы, размеров и взаимного расположения. Это задача семантической сегментации с последующей оценкой полученных масок стандартными алгоритмами компьютерного зрения. Пример маски для задачи сегментации на 2 класса (фон и объекты) представлен на рис. 1 С.

В отличие от классических цифровых изображений, где каждый пиксель отражает значение яркости или цвета, данные имиджей представляют собой матрицу (набор одномерных кривых) значений электропроводности пласта по окружности и вдоль глубины ствола. Такие данные часто имеют пропуски, шумы и варьирующийся по глубине шаг измерений, что осложняет их дальнейшую обработку. Первым этапом предобработки обычно служит нормализация: значения параметров приводятся к сопоставимому масштабу, что упрощает их сравнительный

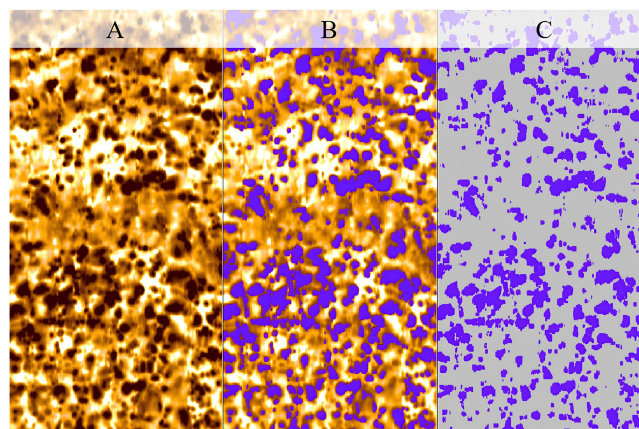


Рис. 1. Пример бинарной целевой маски для фрагмента изображения имиджа. Обозначения: А – имидж, В – имидж с наложенной маской, С – маска, на которой обозначены целевые (фиолетовый цвет) и фоновые объекты (серый цвет).

анализ и снижает влияние выбросов. Затем применяется фильтрация шумов с учётом специфики источника данных – могут использоваться адаптивные сглаживающие или медианные фильтры, а также продвинутые методы, учитывающие физическую природу сигналов. Важным шагом является интерполяция, особенно если данные поступали с разным шагом по глубине, содержат пропуски или различные артефакты при записи (обусловленные как внешними факторами, так и особенностями самого измерительного инструмента). После выполнения предобработки данные имиджей были размечены экспертом (рис. 1) и нарезаны на квадратные изображения размера 96x96 пикселей с некоторым шагом. Всего было размечено ~100 м данных, что дало порядка 3000 изображений. При этом были удалены маски, у которых площадь выделенных объектов составила менее 1% от всей площади. После этого датасет был поделен на тренировочный (90%), валидационный (5%) и тестовый (5%) наборы.

Для обработки данных была выбрана архитектура сверточной нейронной сети типа автоэнкодер, состоящая из сужающейся части (энкодера) и расширяющейся части (декодера) (рис. 2), которая хорошо зарекомендовала себя в решении задач семантической сегментации. Энкодер отвечает за извлечение информативных признаков из входных данных. Декoder восстанавливает пространственную структуру и исходное разрешение изображения (строит маску), используя полученные энкодером признаки. Энкодер и декодер соединены латентным признаковым пространством, которое содержит наиболее важные и низкоуровневые признаки. Непосредственно сами признаки извлекают повторяющиеся свёрточные блоки. Блоки в свою очередь содержат следующие процедуры: операции 2D свёртки (convolution), субдискретизации (pooling), пакетной нормализации (batch norm) и применение функции активации.

Одной из известных реализаций такой архитектуры является модель U-Net, изначально разработанная для сегментации медицинских томографических изображений (Ronneberger et al., 2015). U-Net за счёт симметричной архитектуры и механизма пропуска слоёв (skip connections) хорошо справляется с задачами, требующими точного локального выделения объектов. Объединяя карты активации из энкодера непосредственно с картами активации декодера соответствующего размера, сквозные слои передают подробную информацию с низких уровней к высоким по всей сети на этапе декодирования. Это помогает восстанавливать пространственные взаимосвязи, потерянные во время субдискретизации на этапе сжатия.

Однако качество сегментации, продемонстрированное U-Net на нашем наборе данных, оказалось неудовлетворительным. К тому же модель характеризуется высокой вычислительной сложностью и большим количеством настраиваемых параметров (порядка 34 525 058 настраиваемых параметров и 200 МБ места на жёстком диске для сохранения самой модели и обученных весов), что существенно увеличивает объем ресурсов для её обучения. Визуализация свёрточных фильтров обученной сети показала, что многие веса представляют собой случайный шум, тогда как эффект переобучения уже возник: ошибка на тренировочных данных падала, а ошибка на валидации возрастала.

С целью уменьшения явления переобучения и повышения эффективности процесса сегментации нами была разработана облегченная модель, превосходящая U-Net по скорости и не уступающая по качеству предсказания. Одним из ключевых аспектов предложенной архитектуры является использование предобученного энкодера, что позволило значительно сократить количество обучаемых параметров (1 243 944 настраиваемых параметров и 60 МБ места на жёстком диске) и улучшить качество извлекаемых признаков. Это решение обеспечивает более эффективную генерализацию модели, поскольку обученный на 14 000 000 картинок (на датасете ImageNet) энкодер способен извлекать множество различных признаков, отвечающих как за простые (волнистость, пятнистость, округлость и т.д.), так и за сложные структуры (очертания животных или постройки). Далее, обучая на наших данных декодер, мы учим сеть использовать только те признаки, которые необходимы именно в нашей задаче для построения маски. Важно отметить, что в роли энкодера может быть использована любая нейронная сеть, способная эффективно извлекать признаки из изображений, что делает предложенную архитектуру гибкой и легко адаптируемой к различным типам данных и задач.

В качестве функции активации в свёрточных блоках использовалась кусочно-линейная функция ReLU (Agarap, 2019), так как она менее затратна по вычислениям градиентов при обратном распространении ошибки (в отличие от сигмоиды и гиперболического тангенса, которые относятся к классу экспоненциальных функций). Также она более выразительна, чем логистический сигмоид. Для контроля качества обучения и сравнения результатов использовались метрики задачи семантической сегментации: матрицы ошибок (confusion matrix), Intersection over Union (IoU) (Rahman, Wang, 2016; Yu et al., 2022) и точность (Accuracy или Acc). Они позволяют количественно оценить степень совпадения выделенных

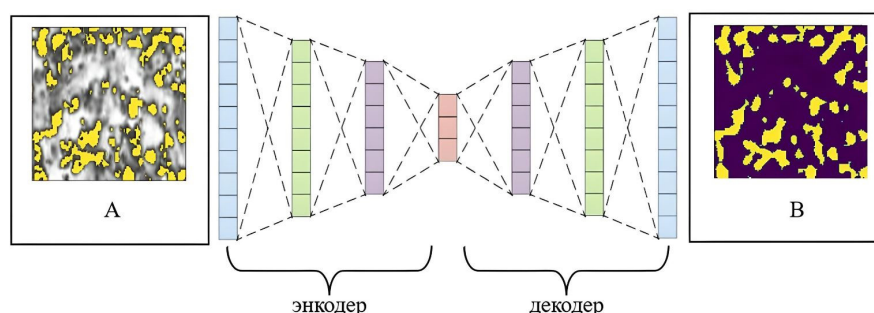


Рис. 2. U-подобная архитектура. Обозначения: А – входное изображение с наложенной маской, В – сегментированное изображение.

объектов с размеченными. Данные метрики можно выразить через TP, FP и FN – количества истинно положительных, ложно положительных и ложно отрицательных срабатываний соответственно:

$$IoU = \frac{TP}{TP + FP + FN}$$

$$Acc = \frac{TP + TN}{2}$$

Результат применения настоящей методики к фрагменту изображения микроимиджера из валидационной выборки представлен на рис. 3. Размеченная маска показана на рис. 3 В, предсказанная сетью бинарная маска на рис. 3 С. Была получена вероятностная карта маски (рис. 3 D), на которой пикселям присвоены значения в диапазоне от 0 до 1 – вероятности принадлежности пикселя фону и объекту соответственно. Помимо этого, представлены матрицы ошибок (рис. 3 E), которые показывают долю верно предсказанных масочных и фоновых пикселей, а также долю ложноположительных и ложноотрицательных срабатываний. Значения *Acc* и *IoU* на валидационном наборе данных составили 92% и 85% соответственно.

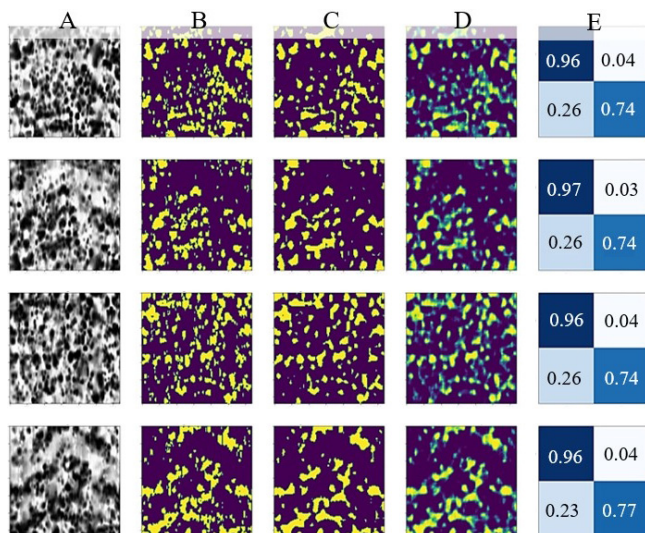


Рис. 3. Пример результата работы сети на фрагменте изображения имиджа

Обсуждение результатов

Свёрточная сеть в процессе сегментации основывается на анализе текстурных (например, пятнистости, шероховатости поверхности) и цветовых (например, интенсивности, яркости) характеристик геометрических признаков объектов, их взаимного расположения в пространстве, а также контекстуальных взаимосвязей с окружающими элементами. Такой подход позволяет эффективно выделять и классифицировать различные структуры с учётом их морфологических особенностей и в дальнейшем проводить их количественный и качественный анализ. На рис. 4 представлен пример выделенных объектов. В данном случае сеть обучена для распознавания пятнистых текстур, она адаптирована для выделения этих паттернов и игнорирует другие объекты, например, линейные и вытянутые структуры.

Сегментация глубокой свёрточной сетью даёт возможность получить количественную характеристику размеров, форм, ориентаций и топологии объектов (рис. 4 D). С помощью алгоритмов компьютерного зрения (Bradski, 2000) можно оценить изменение форменных параметров по глубине вдоль интервала исследования. К размерам относятся площади, периметры объектов и их выпуклых оболочек. Форма описывается округлостью, удлинением (aspect ratio), выпуклостью (отношение площади объекта к площади выпуклой оболочки) и т.д. К топологическим характеристикам относятся количество объектов и число отверстий в них. Ориентации объекта соответствует угол наклона его наибольшей оси.

Перечисленные характеристики заносятся в таблицу (рис. 5). Следует отметить, что формы отображения вычисленных количественных характеристик могут быть самыми разнообразными: от классической табличной формы (рис. 5) и точечного представления параметров на планшете по глубине (рис. 6) до отображения свойства на имидже и контурного представления целевых объектов. Форма отображения и оцениваемые форменные параметры определяются целями и задачами интерпретации имиджа.

В зависимости от практических требований характеристики объектов могут быть представлены в виде гистограмм, привязанных к глубине имиджей.

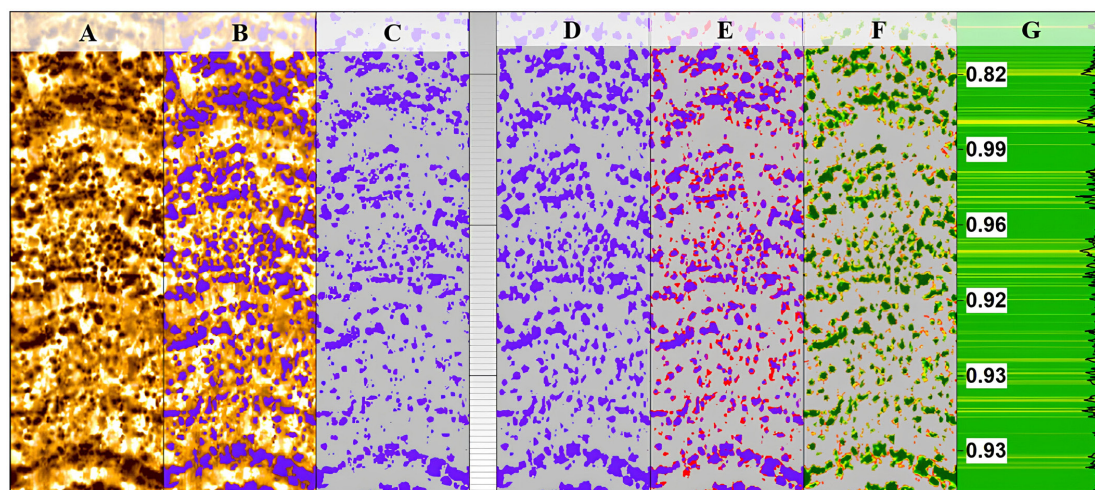


Рис. 4. Пример выделения пятнистой текстуры. Обозначения: А – имидж, В – имидж с наложенной размеченной маской, С – размеченная маска, D – результат сегментации сетью, E – ошибка детекции (разница между размеченными и предсказанными объектами), F – вероятностная карта, G – точность детекции.

A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	0.00	12.57	0.44	1.00	1.27	1.00	1.00	1.00
2	1.00	6.28	0.57	2.00	1.27	1.00	1.00	1.00
3	1.00	6.28	0.57	2.00	1.27	1.00	1.00	1.00
4	0.96	1.18	0.96	3.46	0.99	0.78	0.86	1.00
5	0.00	12.57	0.44	1.00	1.27	1.00	1.00	1.00
6	1.00	6.28	0.57	2.00	1.27	1.00	1.00	1.00
7	0.79	1.09	0.98	1.64	0.86	0.68	0.85	1.00
8	0.82	4.19	0.66	1.73	1.24	0.97	1.00	1.00
9	0.00	12.57	0.44	1.00	1.27	1.00	1.00	1.00
10	0.91	0.94	1.02	2.40	0.99	0.78	0.97	1.00
11	0.88	0.50	1.17	2.13	0.79	0.62	0.72	1.24
12	0.92	1.09	0.98	2.63	1.00	0.78	0.94	1.00
13	0.55	1.51	0.90	1.20	0.98	0.77	0.96	1.00
14	0.99	0.52	1.16	6.30	1.01	0.79	0.91	1.00
15	0.00	12.57	0.44	1.00	1.27	1.00	1.00	1.00
16	1.00	6.28	0.57	2.00	1.27	1.00	1.00	1.00
17	0.00	12.57	0.44	1.00	1.27	1.00	1.00	1.00
18	0.96	0.85	1.04	3.38	0.98	0.77	0.92	1.00
19	0.00	12.57	0.44	1.00	1.27	1.00	1.00	1.00
20	0.00	12.57	0.44	1.00	1.27	1.00	1.00	1.00
21	0.79	2.51	0.77	1.62	0.93	0.73	1.00	1.00
22	0.38	2.44	0.78	1.08	1.05	0.83	1.00	1.00

Рис. 5. Табличный формат представления результатов оценки форменных параметров целевого класса объекта. Обозначения: А – номер объекта, В – эксцентриситет, С – компактность, D – округлость, E – удлинение, F – эллиптичность, G – коэффициент прямоугольности, H – целостность, I – извилистость.

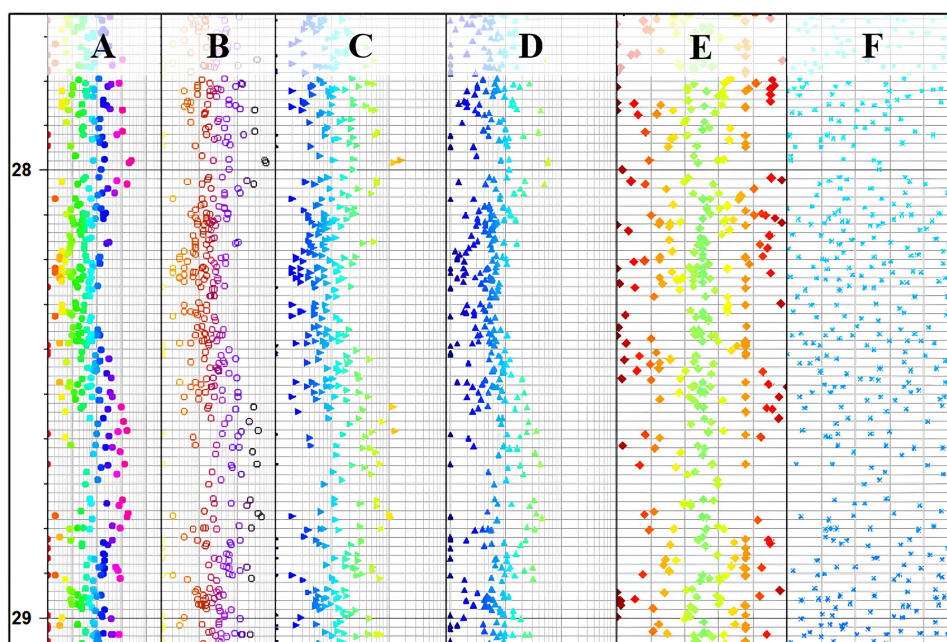


Рис. 6. Точечный коротажный формат представления результатов оценки форменных параметров целевого класса объекта. Обозначения: А – площадь, В – периметр, С – длина, D – ширина, E – ориентировка, F – положение по оси ординат.

На рис. 7 показаны примеры имиджей с объектами, закрашенными в соответствии с их характеристиками. Для каждой характеристики (площади, периметра, длины, ширины и т.д.) подобрана цветовая палитра, учитывающая её распределение. Полученные таким образом визуализации позволяют анализировать распределения характеристик одновременно по глубине и углу развертки имиджа.

Для упрощения восприятия имиджей, присутствующие на них объекты могут быть заменены на оконтуривающие их эллипсы и выпуклые оболочки. На рис. 8 показаны такие контурные представления. На полученные изображения наложены оси и центры масс объектов.

Внутренние представления (шаблоны), изученные свёрточными нейронными сетями, легко визуализируются благодаря их соответствию зрительным образам. В настоящее время в литературе представлено несколько способов визуализации и интерпретации этих шаблонов (Chollet, 2021), которые можно разделить на следующие группы:

- визуализация тепловых карт активации класса в изображении необходима для определения частей изображения и признаков, которые идентифицируют принадлежность к заданному классу (например, за класс «кошка» отвечают такие признаки как форма и расположение глаз, наличие «усов» и «кошачьих ушей»);

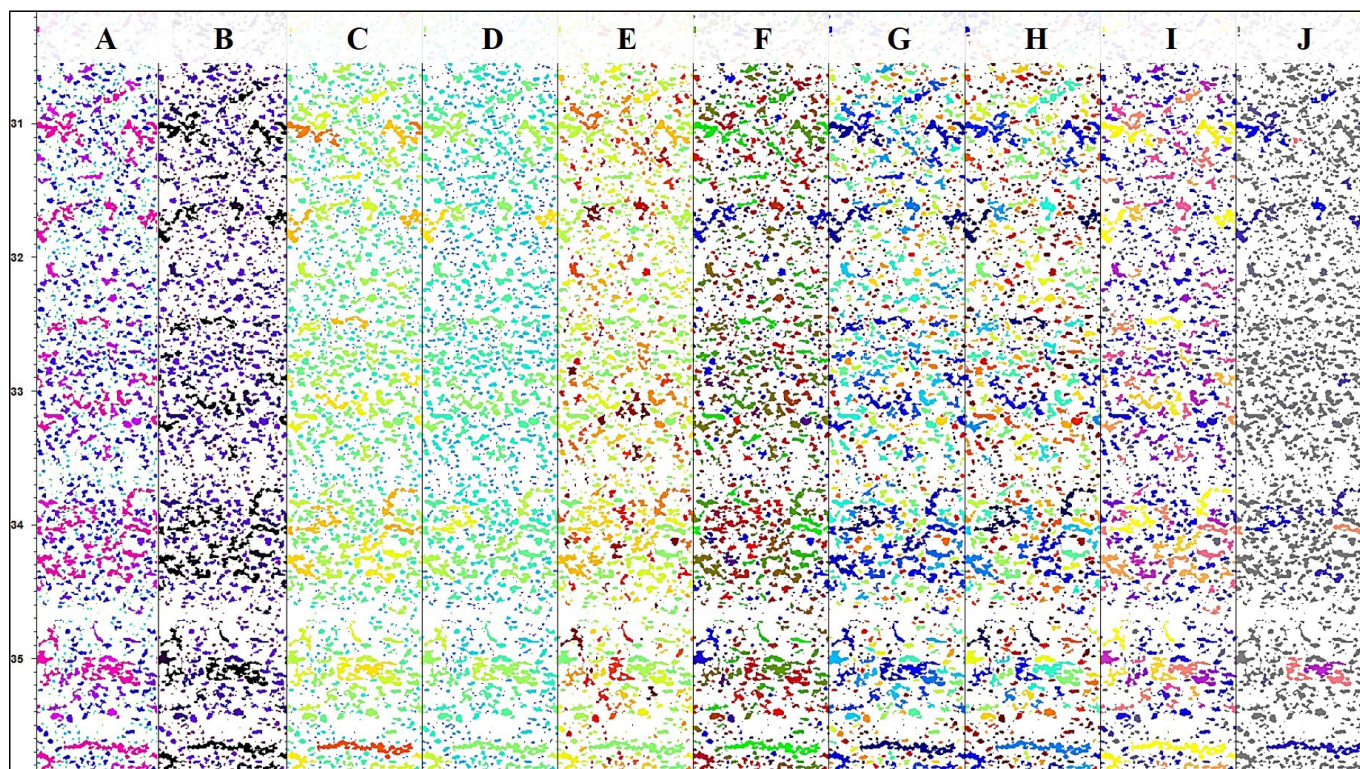


Рис. 7. Закрашивание объектов в соответствии со значениями характеристик. Обозначения: А – площадь, В – периметр, С – длина, D – ширина, E – ориентировка, F – эксцентриситет, G – компактность, H – эллиптичность, I – целостность, J – пустотность.

- визуализация карт активаций слоёв свёрточной нейронной сети необходима для понимания процесса преобразования входных данных сети, а также для понимания смысла отдельных фильтров;

- визуализация свёрточных фильтров нейронной сети необходима для определения визуального шаблона или зрительного образа, за который отвечает конкретный фильтр.

Так как наша задача – это задача семантической сегментации, то в качестве методов визуализации были выбраны визуализация фильтров и промежуточных выводов сети (карт активаций). С помощью визуализации фильтров можно получить набор характерных шаблонов, которые научилась выделять сеть в процессе обучения.

Визуализация самих весов свёрточных фильтров и их дальнейшая интерпретация (как было показано в (Körpükü et al., 2019)) не всегда возможна, так как зачастую свёрточные фильтры имеют небольшой размер: например, 3x3 или 2x2 пикселя. Другой подход к исследованию фильтров, отвечающих за свёртки в нейронной сети, заключается в визуализации паттернов или шаблонов, выделяемых каждым конкретным фильтром. Это достигается с помощью метода градиентного восхождения (gradient ascent in input space). Суть метода состоит в том, чтобы применять градиентный спуск к входному изображению с целью максимизации отклика заданного фильтра. Начав с изображения, инициализированного случайными значениями, в процессе оптимизации значения пикселей изменяются таким образом, чтобы активация конкретного фильтра была максимальной. Для этого функция потерь должна максимизировать значение определённого фильтра на заданном свёрточном слое. Затем, с использованием метода оптимизации ADAM (Kingma, Ba, 2017), настраиваются

значения входного изображения до получения результата: картинки шаблонов, которая максимизирует отклик исследуемого фильтра (рис. 9).

Например, 14 фильтр 2 слоя (рис. 9 А) отвечает за выделение вертикально ориентированных линейных структур, 57 фильтр 3 слоя (рис. 9 В) – за выделение горизонтальных связных структур, 60 фильтр 9 слоя (рис. 9 С) реагирует на пятнистость, а 281 фильтр 24 слоя (рис. 9 D) уже отвечает за сложные волнистые объекты. Получаем, что с углублением сети (увеличением числа слоёв) фильтры выделяют всё более и более сложные паттерны, т.е. сеть обобщает всё более сложные объекты. Информацию о свёрточных фильтрах можно использовать для нескольких целей: для контроля «степени обученности» сети, для поиска характерных (уникальных) наборов текстур и для поиска похожих текстур и объектов. Если данных для обучения всех весов сети недостаточно и наступил эффект переобучения, то большинство фильтров или представляют собой случайный шум, или выделяют схожие паттерны. Характерные (уникальные) наборы текстур можно получить с помощью визуализации каждого фильтра в каждом слое и объединения похожих паттернов в группы. Для поиска похожих текстур необходимо выяснить, какой фильтр максимально активируется в сети для данной текстуры, и затем получить значение активаций данного фильтра для остальных текстур. Похожие текстуры будут иметь схожую величину активации.

На рис. 10 А показан пример характерной текстуры, а также визуализация методом восходящего градиента двух фильтров, которые давали минимальную (рис. 10 В) и максимальную (рис. 10 С) карту активации (по сумме всех значений).

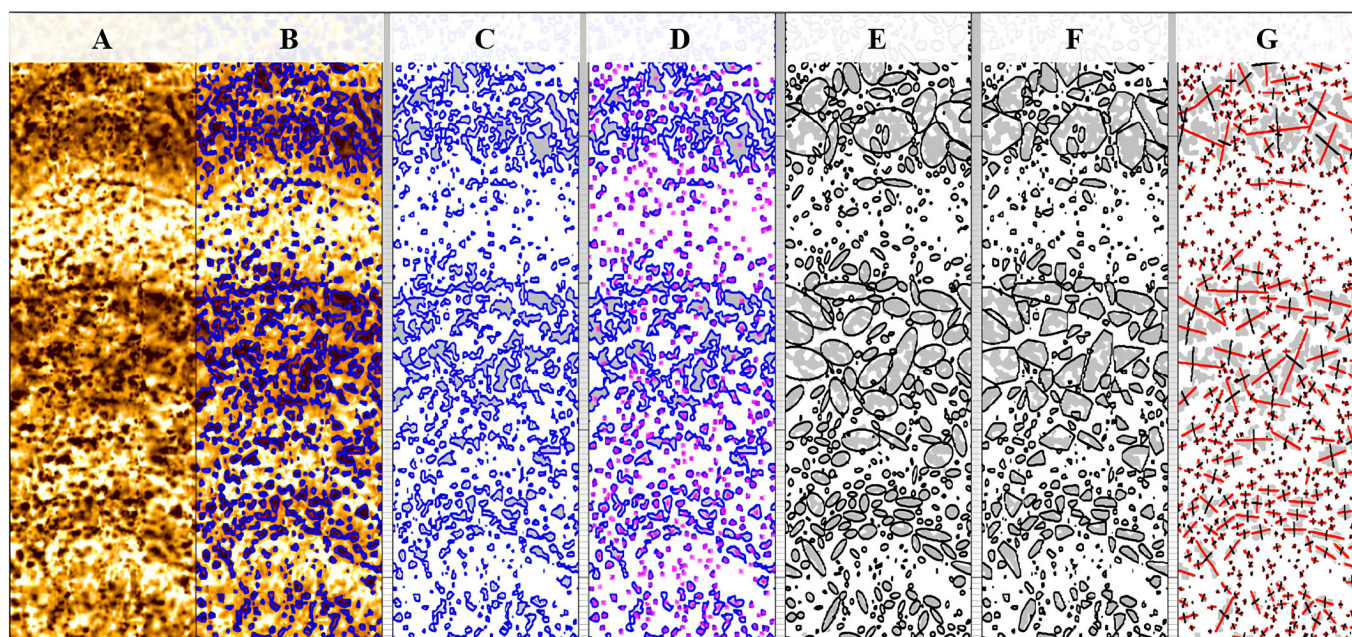


Рис. 8. Контурный формат представления объектов. Обозначения: А – исходный имидж, В – имидж с наложенными контурами объектов, С – контуры выделенных объектов, D – контуры и центры масс объектов, Е – объекты, оконтуренные эллипсами, F – объекты, оконтуренные многоугольниками, G – большие и малые оси эллипсов.

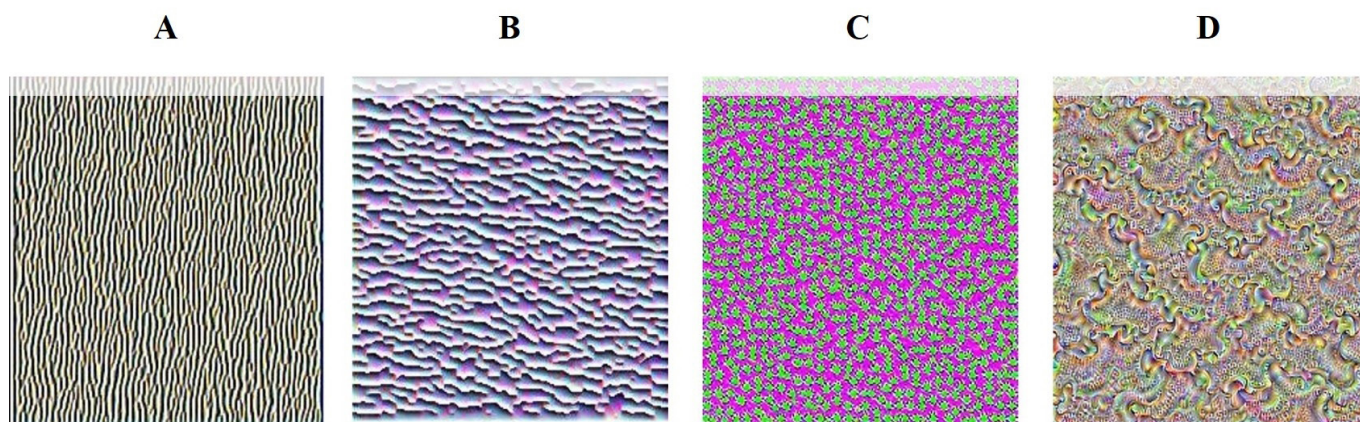


Рис. 9. Пример шаблонов, которые активируют определённый фильтр в слое. Обозначения: А – 14 фильтр 2 слой, В – 57 фильтр 3 слой, С – 60 фильтр 9 слой, D – 281 фильтр 24 слой.

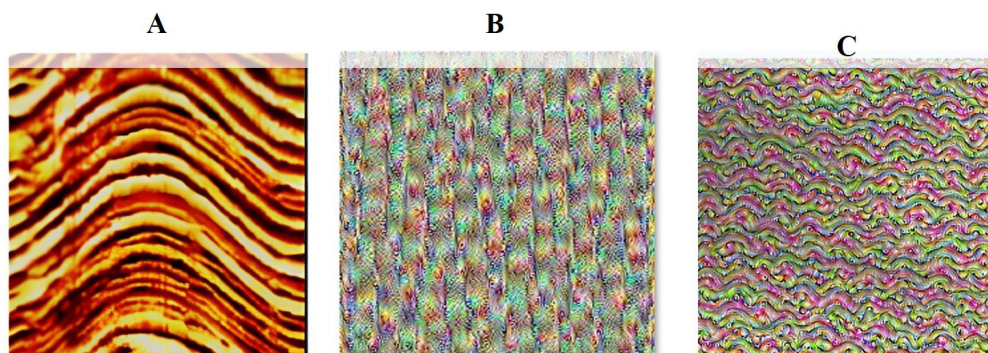


Рис. 10. Пример характерной текстуры и визуализация фильтров, отвечающих за минимальную и максимальную активацию. Обозначения: А – пример текстуры на имидже, В – фильтр, дающий минимальную активацию, С – фильтр, дающий максимальную активацию.

Видно, что слабее всех активируется фильтр, отвечающий за вертикальные линейные структуры, а сильнее всех – фильтр, отвечающий за волнистые, синусоидальные объекты. Получив номер этого фильтра, можно ожидать, что сильнее всего он будет реагировать на фотографии с доминирующими синусоидальными структурами.

Заключение

В результате выполнения настоящей работы была разработана методика для автоматической интерпретации данных скважинных имиджеров, основанная на результатах обработки большого объёма накопленных данных с применением машинного обучения. Предложен комплексный подход, состоящий не только в выделении объектов, но и количественной их оценке. Разработанный на основе данного метода универсальный инструмент предназначен для генерации адаптивных моделей, способных работать с разнородными входными данными. Обученные нейросетевые модели значительно сократили время, затрачиваемое на интерпретацию данных имиджей. Важным преимуществом применения моделей машинного обучения является их гибкость и возможность оперативного дообучения. Это позволяет адаптировать модели для новых данных (включая вариации в разрешении, качестве, аппаратных особенностях, а также вариации в географических и стратиграфических условиях) или изменяющихся условий и обеспечивает возможность одновременной обработки соседних скважин. Разработанные нами методы и алгоритмы интерпретации позволяют через автоматизированные комплексные решения оптимизировать существующие процессы структурно-текстурного анализа, а также обеспечивают получение новой пообъектной количественной характеристики (линейных размеров, форменных параметров и др.), которой до этого не было. Инструментарий на основе предлагаемой методики призван обеспечить:

- принципиально новый уровень информативности за счёт ускоренной и более объективной обработки массивов визуальных данных;
- количественный таргетированный подход к интерпретации изображений;
- возможность оценки взаимного влияния на смежные методы ГИС, включая разномасштабные данные.

Ключевым фактором, определяющим эффективность сегментации, является качество обучающих масок. Их формирование остаётся на усмотрение пользователя: маски могут быть созданы как на основе реальных данных, так и с использованием гибридного подхода, сочетающего синтетические данные (с варьируемым уровнем шума) с масками по фактическим данным

Массовая количественная оценка объектов на имиджах послужит началом изменения подходов к геологическому и петрофизическому моделированию месторождений за счёт обеспечения новым объёмом данных. Это приведёт к использованию детерминированного подхода или обоснованному выбору критериев распределения для стохастического моделирования, а также к определению петрофизических параметров с высокой степенью достоверности. Полученные данные окажут влияние на оптимизацию операционных задач недропользователя (например, программы по отбору керна) за счёт быстрого

и качественного решения части геологических задач с помощью имиджеров.

В рамках следующих этапов планируется разработка методики прямого корреляционного сопоставления результатов интерпретации имиджей с данными других геофизических методов. На сегодняшний день отсутствие такой методики обусловлено фундаментальными различиями в:

- азимутальном и осевом разрешении (миллиметровое для имиджей против дециметрового-метрового для традиционных ГИС);
- природе получаемых результатов интерпретации (прямые пообъектные измерения по имиджам против косвенных осреднённых или объёмных оценок в традиционных методах).

Разработка описываемого метода преследует в том числе цель решения указанной проблемы комплексирования. При этом ключевое преимущество метода заключается в его способности преобразовывать качественную визуальную информацию в количественные параметры, в перспективе сопоставимые с традиционными геофизическими измерениями.

Литература

- Agarap A.F. (2019). Deep Learning using Rectified Linear Units (ReLU). ArXiv preprint arXiv:1803.08375. <https://doi.org/10.48550/arXiv.1803.08375>
- Azim R.A. (2021). Estimation of fracture network properties from FMI and conventional well logs data using artificial neural network. *Upstream Oil and Gas Technology*, 7, 100044. <https://doi.org/10.1016/j.upstre.2021.100044>
- Bradski G. (2000). The opencv library. *Dr. Dobbs's Journal: Software Tools for the Professional Programmer*, 25, pp. 120–123.
- Canny J. (1986). A computational approach to edge detection. *IEEE Transactions on pattern analysis and machine intelligence*, pp. 679–698. <https://doi.org/10.1109/TPAMI.1986.4767851>
- Chang Li, Liqiang Sima, Guoqiong Che, Wang Liang, Anjiang Shen, Qingxin Guo, Bing Xie (2020). Vug and fracture characterization and gas production prediction by fractals: Carbonate reservoir of the Longwangmiao Formation in the Moxi-Gaoshiti area, Sichuan Basin. *Interpretation*, 8(3), pp. 159–171. <https://doi.org/10.1190/INT-2019-0260.1>
- Chen T., Guestrin C. (2016). XGBoost: A Scalable Tree Boosting System. *The 22nd ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining, ACM*, San Francisco California USA, pp. 785–794. <https://doi.org/10.1145/2939672.2939785>
- Chollet F. (2021). Deep learning with Python. Simon and Schuster, 478 p.
- Cortes C. (1995). Support-Vector Networks. *Machine Learning*, 20, pp. 273–297. <https://doi.org/10.1023/A:1022627411411>
- De Ville B. (2013). Decision trees. *WIREs Computational Stats*, 5, pp. 448–455. <https://doi.org/10.1002/wics.1278>
- Fathi, E., Carr, T.R., Faiq, M.A., Panetta, B., Kumar, A., Carney, B.J. (2022). High-quality fracture network mapping using high frequency logging while drilling (LWD) data: MSEEL case study. *Machine Learning with Applications*, 10, pp. 100421. <https://doi.org/10.1016/j.mlwa.2022.100421>
- Fix E. (1985). Discriminatory analysis: nonparametric discrimination, consistency properties. USAF school of Aviation Medicine.
- Freund Y., Schapire R.E. (1995). A decision-theoretic generalization of on-line learning and an application to boosting, in: Vitányi, P. (Ed.), *Computational Learning Theory, Lecture Notes in Computer Science*. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, pp. 23–37. https://doi.org/10.1007/3-540-59119-2_166
- Friedman J.H. (2001). Greedy function approximation: a gradient boosting machine. *Annals of statistics*, pp. 1189–1232. <https://doi.org/10.1214/aos/1013203451>
- Gabor D. (1946). Theory of communication. Part 1: The analysis of information. *Journal of the Institution of Electrical Engineers - Part III: Radio and Communication Engineering*, 93, pp. 429–441. <https://doi.org/10.1049/ji-3-2.1946.0074>
- Geurts P., Ernst D., Wehenkel L. (2006). Extremely randomized trees. *Mach Learn*, 63, pp. 3–42. <https://doi.org/10.1007/s10994-006-6226-1>
- Hilt D.E., Seegrist D.W. (1977). Ridge, a computer program for calculating ridge regression estimates. Department of Agriculture, Forest

Service, Northeastern Forest Experiment. <https://doi.org/10.5962/bhl.title.68934>

John G.H., Langley P. (2013). Estimating Continuous Distributions in Bayesian Classifiers. arXiv preprint arXiv:1302.4964. <https://doi.org/10.48550/arXiv.1302.4964>

Kharitontseva P., Gardiner A., Tugarova M., Chernov D., Maksimova E., Churochkin C., Rukavishnikov V. (2021). An Integrated Approach for Formation Micro-Image Rock Typing Based on Petrography Data: A Case Study in Shallow Marine Carbonates. *Geosciences*, 11(6), pp. 235. <https://doi.org/10.3390/geosciences11060235>

Kingma D.P., Ba J. (2017). Adam: A Method for Stochastic Optimization. <https://doi.org/10.48550/arXiv.1412.6980>

Kohonen T. (2013). Essentials of the self-organizing map. *Neural Networks*, 37, pp. 52–65. <https://doi.org/10.1016/j.neunet.2012.09.018>

Köpüklü O., Babaee M., Hörmann S., Rigoll G. (2019). Convolutional Neural Networks with Layer Reuse. <https://doi.org/10.48550/arXiv.1901.09615>

Li, X., Shen, J., Zhu, Z., Wang, L., Li, Z. (2016). Fracture extraction from FMI based on multiscale mathematical morphology. *SEG International Exposition and Annual Meeting*, SEG-2016. <https://doi.org/10.1190/segam2016-13880859.1>

McCallum A., Nigam K. (1998). A comparison of event models for naive bayes text classification. *AAAI-98 Workshop on Learning for Text Categorization*. Madison, WI, pp. 41–48.

Mohammad Faiq Adenan, Fathi E., Carr T., Panetta B. (2023). Machine learning-based workflow for identifying fractures and baffles from Formation Micro Imager (FMI) log: A practical application in Illinois Basin Decatur Project (IBDP). *SEG/AAPG International Meeting for Applied Geoscience & Energy*. <https://doi.org/10.1190/image2023-3916031.1>

Otsu N. (1975). A threshold selection method from gray-level histograms. *Automatica*, 11, pp. 23–27.

Ponziani M., Slob E., Luthi, S., Bloemenkamp R., Le Nir, I. (2013). Fracture characterization from Formation MicroImager data. *75th EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2013*, European Association of Geoscientists & Engineers. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20130805>

Qifeng Sun, Naiyuan Su, Faming Gong, Qizhen Du. (2023). Blank Strip Filling for Logging Electrical Imaging Based on Multiscale Generative Adversarial Network. *Processes*, 11(6), 1709. <https://doi.org/10.3390/pr11061709>

Rahman M.A., Wang Y. (2016). Optimizing intersection-over-union in deep neural networks for image segmentation. *The International symposium on visual computing*. Springer, pp. 234–244. https://doi.org/10.1007/978-3-319-50835-1_22

Rennie J.D., Shih L., Teevan J., Karger D.R. (2003). Tackling the poor assumptions of naive bayes text classifiers. *Proceedings of the 20th International Conference on Machine Learning (ICML-03)*, pp. 616–623.

Rigatti, S.J. (2017). Random forest. *Journal of Insurance Medicine*, 47, pp. 31–39. <https://doi.org/10.17849/inm-47-01-31-39.1>

Ronneberger O., Fischer P., Brox T. (2015). U-Net: Convolutional Networks for Biomedical Image Segmentation. Navab, N., Hornegger, J., Wells, W.M., Frangi, A.F. (Eds.). *Medical Image Computing and Computer-Assisted Intervention – MICCAI 2015, Lecture Notes in Computer Science*. Springer International Publishing, Cham, pp. 234–241. https://doi.org/10.1007/978-3-319-24574-4_28

Rosenblatt F. (1958). The perceptron: a probabilistic model for information storage and organization in the brain. *Psychological review*, 65, 386. <https://doi.org/10.1037/h0042519>

Sara U., Akter M., Uddin M.S. (2019). Image quality assessment through FSIM, SSIM, MSE and PSNR—a comparative study. *Journal of Computer and Communications*, 7, pp. 8–18. <https://doi.org/10.4236/jcc.2019.73002>

Shafiabadi M., Kamkar-Rouhani A., Riabi S.R.G., Kahoo A.R., Tokhmechi B. (2021). Identification of reservoir fractures on FMI image logs using Canny and Sobel edge detection algorithms. *Oil & Gas Science and Technology—Revue d'IFP Energies nouvelles*, 76, 10. <https://doi.org/10.2516/ogst/2020086>

Tahmasebi P. (2018). Multiple point statistics: a review. *Handbook of mathematical geosciences: Fifty years of IAMG*, pp. 613–643. https://doi.org/10.1007/978-3-319-78999-6_30

Tibshirani R. (1996). Regression shrinkage and selection via the lasso. *Journal of the Royal Statistical Society Series B: Statistical Methodology*, 58, pp. 267–288. <https://doi.org/10.1111/j.2517-6161.1996.tb02080.x>

Walker, S.H., Duncan, D.B. (1967). Estimation of the probability of an event as a function of several independent variables. *Biometrika*, 54, pp. 167–179. <https://doi.org/10.1093/biomet/54.1-2.167>

Ye S.-J., Rabiller P. (2000). A new tool for electro-facies analysis: multi-resolution graph-based clustering. *The SPWLA Annual Logging Symposium*, SPWLA, SPWLA-2000.

Yu L., Li Z., Xu M., Gao Y., Luo J., Zhang J. (2022). Distribution-Aware Margin Calibration for Semantic Segmentation in Images. *Int J Comput Vis*, 130, pp. 95–110. <https://doi.org/10.1007/s11263-021-01533-0>

Zou H., Hastie T. (2005). Regularization and variable selection via the elastic net. *Journal of the Royal Statistical Society Series B: Statistical Methodology*, 67, pp. 301–320. <https://doi.org/10.1111/j.1467-9868.2005.00503.x>

Сведения об авторах

Владимир Викторович Абашкин – кандидат физ.-мат. наук, руководитель проектов, ООО «СТИБШ»

Россия, 125171, Москва, Ленинградское ш., д. 16а, стр. 3
e-mail: vabashkin@slb.ru

Георгий Андреевич Коссов – научный сотрудник, ООО «СТИБШ»

Россия, 125171, Москва, Ленинградское ш., д. 16а, стр. 3
e-mail: gkossov@slb.ru

Сергей Сергеевич Егоров – технический руководитель группы геологической интерпретации данных ГИС, ООО «СТИБШ»

Россия, 125171, Москва, Ленинградское ш., д. 16а, стр. 3
e-mail: segorov3@slb.ru

Дарья Олеговна Макиенко – научный сотрудник, ООО «СТИБШ»

Россия, 125171, Москва, Ленинградское ш., д. 16а, стр. 3
e-mail: dmakienko@slb.ru

Валерия Александровна Гаева – стажёр-исследователь, ООО «СТИБШ»

Россия, 125171, Москва, Ленинградское ш., д. 16а, стр. 3

Статья поступила в редакцию 18.12.2024;

Принята к публикации 29.04.2025;

Опубликована 20.09.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

A new state-of-the-art technique for textural and structural microimager data analysis using deep learning algorithms

G.A. Kossov*, V.V. Abashkin, S.S. Egorov, D.O. Makienko, V.A. Gaeva

STISS LLC, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: George A. Kossov, e-mail: gkossov@slb.ru

Abstract. Borehole formation microimagers are a powerful tool for analyzing complex reservoirs, providing detailed information about the structural and textural features of formations. The development of state-of-the-art interpretation techniques can optimize existing approaches to microimager data analysis, enable the extraction of new object-level information, and significantly enhance the efficiency and quality of data interpretation. This study proposes a novel workflow for fullbore formation microimager data analysis based on processing a large and unique dataset using machine learning and computer vision techniques. The developed algorithms facilitate the automatic preprocessing of borehole microimager data and their automated structural and textural decomposition. The accuracy of object segmentation by convolutional deep neural networks exceeds 90%, while computer vision algorithms enable the analysis of the sizes, shapes, orientations, and topology of detected objects. The application areas of the proposed methodology include sedimentological analysis (thin-bed analysis); enhancement of core study workflow and formation tester evaluations (detailed characterization of reservoirs in intervals not covered by core samples); and advanced information for processing geological and geophysical data (reservoir modeling using deterministic approaches, distribution criteria for stochastic modeling and determining petrophysical parameters with high reliability).

Keywords: borehole formation microimager, convolution neural networks, automated interpretation, computer vision, quantitative geological interpretation

Recommended citation: Kossov G.A., Abashkin V.V., Egorov S.S., Makienko D.O., Gaeva V.A. (2025). A new state-of-the-art technique for textural and structural microimager data analysis using deep learning algorithms. *Georesursy = Georesources*, 27(3), pp. 209–220. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.22>

References

- Agarap A.F. (2019). Deep Learning using Rectified Linear Units (ReLU). ArXiv preprint arXiv:1803.08375. <https://doi.org/10.48550/arXiv.1803.08375>
- Azim R.A. (2021). Estimation of fracture network properties from FMI and conventional well logs data using artificial neural network. *Upstream Oil and Gas Technology*, 7, 100044. <https://doi.org/10.1016/j.upstre.2021.100044>
- Bradski G. (2000). The opencv library. *Dr. Dobb's Journal: Software Tools for the Professional Programmer*, 25, pp. 120–123.
- Canny J. (1986). A computational approach to edge detection. *IEEE Transactions on pattern analysis and machine intelligence*, pp. 679–698. <https://doi.org/10.1109/TPAMI.1986.4767851>
- Chang Li, Liqiang Sima, Guoqiong Che, Wang Liang, Anjiang Shen, Qingxin Guo, Bing Xie (2020). Vug and fracture characterization and gas production prediction by fractals: Carbonate reservoir of the Longwangmiao Formation in the Moxi-Gaoshiti area, Sichuan Basin. *Interpretation*, 8(3), pp. 159–171. <https://doi.org/10.1190/INT-2019-0260.1>
- Chen T., Guestrin C. (2016). XGBoost: A Scalable Tree Boosting System. *The 22nd ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining, ACM*, San Francisco California USA, pp. 785–794. <https://doi.org/10.1145/2939672.2939785>
- Chollet F. (2021). Deep learning with Python. Simon and Schuster, 478 p.
- Cortes C. (1995). Support-Vector Networks. *Machine Learning*, 20, pp. 273–297. <https://doi.org/10.1023/A:1022627411411>
- De Ville B. (2013). Decision trees. *WIREs Computational Stats*, 5, pp. 448–455. <https://doi.org/10.1002/wics.1278>
- Fathi, E., Carr, T.R., Faiq, M.A., Panetta, B., Kumar, A., Carney, B.J. (2022). High-quality fracture network mapping using high frequency logging while drilling (LWD) data: MSEEL case study. *Machine Learning with Applications*, 10, pp. 100421. <https://doi.org/10.1016/j.mlwa.2022.100421>
- Fix E. (1985). Discriminatory analysis: nonparametric discrimination, consistency properties. USAF school of Aviation Medicine.
- Freund Y., Schapire R.E. (1995). A decision-theoretic generalization of on-line learning and an application to boosting, in: Vitányi, P. (Ed.), *Computational Learning Theory, Lecture Notes in Computer Science*. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, pp. 23–37. https://doi.org/10.1007/3-540-59119-2_166
- Friedman J.H. (2001). Greedy function approximation: a gradient boosting machine. *Annals of statistics*, pp. 1189–1232. <https://doi.org/10.1214/aos/1013203451>
- Gabor D. (1946). Theory of communication. Part 1: The analysis of information. *Journal of the Institution of Electrical Engineers - Part III: Radio and Communication Engineering*, 93, pp. 429–441. <https://doi.org/10.1049/ji-3-2.1946.0074>
- Geurts P., Ernst D., Wehenkel L. (2006). Extremely randomized trees. *Mach Learn.*, 63, pp. 3–42. <https://doi.org/10.1007/s10994-006-6226-1>
- Hilt D.E., Seegrist D.W. (1977). Ridge, a computer program for calculating ridge regression estimates. Department of Agriculture, Forest Service, Northeastern Forest Experiment. <https://doi.org/10.5962/bhl.title.68934>
- John G.H., Langley P. (2013). Estimating Continuous Distributions in Bayesian Classifiers. arXiv preprint arXiv:1302.4964. <https://doi.org/10.48550/arXiv.1302.4964>
- Kharitontseva P., Gardiner A., Tugarova M., Chernov D., Maksimova E., Churochkin C., Rukavishnikov V. (2021). An Integrated Approach for Formation Micro-Image Rock Typing Based on Petrography Data: A Case Study in Shallow Marine Carbonates. *Geosciences*, 11(6), pp. 235. <https://doi.org/10.3390/geosciences11060235>
- Kingma D.P., Ba J. (2017). Adam: A Method for Stochastic Optimization. <https://doi.org/10.48550/arXiv.1412.6980>
- Kohonen T. (2013). Essentials of the self-organizing map. *Neural Networks*, 37, pp. 52–65. <https://doi.org/10.1016/j.neunet.2012.09.018>
- Köpüklü O., Babaee M., Hörmann S., Rigoll G. (2019). Convolutional Neural Networks with Layer Reuse. <https://doi.org/10.48550/arXiv.1901.09615>
- Li, X., Shen, J., Zhu, Z., Wang, L., Li, Z. (2016). Fracture extraction from FMI based on multiscale mathematical morphology. *SEG International Exposition and Annual Meeting*, SEG-2016. <https://doi.org/10.1190/segam2016-13880859.1>
- McCallum A., Nigam K. (1998). A comparison of event models for naive bayes text classification. *AAAI-98 Workshop on Learning for Text Categorization*. Madison, WI, pp. 41–48.
- Mohammad Faiq Adenan, Fathi E., Carr T., Panetta B. (2023). Machine learning-based workflow for identifying fractures and baffles from Formation Micro Imager (FMI) log: A practical application in Illinois Basin Decatur Project (IBDP). *SEG/AAPG International Meeting for Applied Geoscience & Energy*. <https://doi.org/10.1190/image2023-3916031.1>
- Otsu N. (1975). A threshold selection method from gray-level histograms. *Automatica*, 11, pp. 23–27.
- Ponziani M., Slob E., Luthi, S., Bloemenkamp R., Le Nir, I. (2013). Fracture characterization from Formation MicroImager data. *75th EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2013*, European Association of Geoscientists & Engineers. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20130805>
- Qifeng Sun, Naiyuan Su, Faming Gong, Qizhen Du. (2023). Blank Strip Filling for Logging Electrical Imaging Based on Multiscale Generative Adversarial Network. *Processes*, 11(6), 1709. <https://doi.org/10.3390/pr11061709>
- Rahman M.A., Wang Y. (2016). Optimizing intersection-over-union in deep neural networks for image segmentation. *The International symposium on visual computing*. Springer, pp. 234–244. https://doi.org/10.1007/978-3-319-50835-1_22
- Rennie J.D., Shih L., Teevan J., Karger D.R. (2003). Tackling the poor assumptions of naive bayes text classifiers. *Proceedings of the 20th International Conference on Machine Learning (ICML-03)*, pp. 616–623.
- Rigatti, S.J. (2017). Random forest. *Journal of Insurance Medicine*, 47, pp. 31–39. <https://doi.org/10.17849/insm-47-01-31-39.1>
- Ronneberger O., Fischer P., Brox T. (2015). U-Net: Convolutional Networks for Biomedical Image Segmentation. Navab, N., Hornegger, J., Wells, W.M., Frangi, A.F. (Eds.). *Medical Image Computing and Computer-Assisted Intervention – MICCAI 2015, Lecture Notes in Computer Science*. Springer International Publishing, Cham, pp. 234–241. https://doi.org/10.1007/978-3-319-24574-4_28
- Rosenblatt F. (1958). The perceptron: a probabilistic model for information storage and organization in the brain. *Psychological review*, 65, 386. <https://doi.org/10.1037/h0042519>
- Sara U., Akter M., Uddin M.S. (2019). Image quality assessment through FSIM, SSIM, MSE and PSNR—a comparative study. *Journal of Computer and Communications*, 7, pp. 8–18. <https://doi.org/10.4236/jcc.2019.73002>

Shafiabadi M., Kamkar-Rouhani A., Riabi S.R.G., Kahoo A.R., Tokhmechi B. (2021). Identification of reservoir fractures on FMI image logs using Canny and Sobel edge detection algorithms. *Oil & Gas Science and Technology—Revue d'IFP Energies nouvelles*, 76, 10. <https://doi.org/10.2516/ogst/2020086>

Tahmasebi P. (2018). Multiple point statistics: a review. *Handbook of mathematical geosciences: Fifty years of IAMG*, pp. 613–643. https://doi.org/10.1007/978-3-319-78999-6_30

Tibshirani R. (1996). Regression shrinkage and selection via the lasso. *Journal of the Royal Statistical Society Series B: Statistical Methodology*, 58, pp. 267–288. <https://doi.org/10.1111/j.2517-6161.1996.tb02080.x>

Walker, S.H., Duncan, D.B. (1967). Estimation of the probability of an event as a function of several independent variables. *Biometrika*, 54, pp. 167–179. <https://doi.org/10.1093/biomet/54.1-2.167>

Ye S.-J., Rabiller P. (2000). A new tool for electro-facies analysis: multi-resolution graph-based clustering. *The SPWLA Annual Logging Symposium, SPWLA*, SPWLA-2000.

Yu L., Li Z., Xu M., Gao Y., Luo J., Zhang J. (2022). Distribution-Aware Margin Calibration for Semantic Segmentation in Images. *Int J Comput Vis*, 130, pp. 95–110. <https://doi.org/10.1007/s11263-021-01533-0>

Zou H., Hastie T. (2005). Regularization and variable selection via the elastic net. *Journal of the Royal Statistical Society Series B: Statistical Methodology*, 67, pp. 301–320. <https://doi.org/10.1111/j.1467-9868.2005.00503.x>

About the Authors

Georgy A. Kossov – Researcher, STISS LLC

Build. 3, 16a, Leningradskoe shosse, Moscow, 125171, Russian Federation

e-mail: gkossov@slb.ru

Vladimir V. Abashkin – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Project Manager, STISS LLC

Build. 3, 16a, Leningradskoe shosse, Moscow, 125171, Russian Federation

e-mail: vabashkin@slb.ru

Sergey S. Egorov – Technical Team Leader of GWL data interpretation group, STISS LLC

Build. 3, 16a, Leningradskoe shosse, Moscow, 125171, Russian Federation

e-mail: segorov3@slb.ru

Daria O. Makienko – Researcher, STISS LLC

Build. 3, 16a, Leningradskoe shosse, Moscow, 125171, Russian Federation

e-mail: dmakienko@slb.ru

Valeria A. Gaeva – Student intern, STISS LLC

Build. 3, 16a, Leningradskoe shosse, Moscow, 125171, Russian Federation

Manuscript received 18 December 2024;

Accepted 29 April 2025; Published 20 September 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Исследование взаимосвязей между фильтрационными и емкостными характеристиками карбонатных коллекторов со сложным строением пустотного пространства

И.Н. Пономарева¹, В.А. Новиков¹, Д.А. Мартюшев^{1*}, А.В. Разницын²

¹Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

²ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Пермь, Россия

Настоящая статья посвящена изучению геологических особенностей карбонатных продуктивных пластов нефтяных месторождений и выявлению взаимосвязей между фильтрационными и емкостными свойствами коллекторов со сложным строением пустотного пространства. Зависимость проницаемости коллектора от его пористости, называемая петрофизической, используется при решении широкого спектра задач, в том числе при геолого-гидродинамическом моделировании. Сложное строение пустотного пространства карбонатных коллекторов обуславливает неоднозначный вид петрофизической зависимости и, как следствие, недостаточную достоверность основанных на ее применении расчетов. Так, применительно к рассматриваемой в статье залежи, уравнение, связывающее проницаемость и пористость, получено дифференцированно для порового и трещинного типа пустотности коллектора и характеризуется значениями коэффициента детерминации $R^2 = 0,81$ и $R^2 = 0,16$ соответственно. Проведение расширенного комплекса лабораторных исследований карбонатных образцов керна одного из месторождений Пермского края, в том числе включающего методы ядерно-магнитного резонанса, сканирующей электронной микроскопии и рентгеновской компьютерной томографии, позволило разработать новые, справедливые для всех типов пустотности зависимости, более тесно связывающие фильтрационную и емкостную характеристики коллектора (коэффициент детерминации R^2 превышает 0,92). Целесообразность использования разработанных уравнений подтверждена посредством проведения вычислительного эксперимента: применение полученного уравнения позволило улучшить прогностические способности геолого-гидродинамической модели залежи как по дифференциальным, так и интегральным показателям разработки (годовая и накопленная добыча нефти соответственно). Результаты исследования и примененные подходы могут быть использованы при решении задач проектирования и моделирования разработки карбонатных коллекторов для повышения качества адаптации исторических данных в геолого-гидродинамических моделях, а также увеличения степени достоверности выполняемых расчетов за счет более детального учета особенностей строения пустотного пространства горной породы.

Ключевые слова: проницаемость, пористость, петрофизическая зависимость, сканирующая электронная микроскопия, ядерно-магнитный резонанс, геолого-гидродинамическая модель

Для цитирования: Пономарева И.Н., Новиков В.А., Мартюшев Д.А., Разницын А.В. (2025). Исследование взаимосвязей между фильтрационными и емкостными характеристиками карбонатных коллекторов со сложным строением пустотного пространства. *Георесурсы*, 27(3), с. 221–232. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.16>

1. Введение

Карбонатные коллектора характеризуются сложной структурой пустотного пространства, в том числе неоднородной геометрией и сложным распределением пор по размерам, что объясняется их разнообразным диагенезом и постседиментационной диагенетической модификацией

исходной породы (Catinat et al., 2023). В работах (Белов и др., 2021; Martyushev et al., 2023; Martyushev et al., 2025) показано, что в объеме горной породы одного продуктивного пласта присутствуют как первичные, так и вторичные пустоты, которые, в свою очередь, представлены порами, кавернами и трещинами с различной степенью взаимной связи. Соответственно, общую емкостную характеристику горной породы (пористость) формируют как первичные, так и вторичные поры в различном соотношении. Считается, что все перечисленные виды пустотности обладают проводящими свойствами, обеспечивающими фильтрацию флюида (проницаемостью). Проблема

* Ответственный автор: Дмитрий Александрович Мартюшев
e-mail: martyushevd@inbox.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

установления взаимной связи между проницаемостью и пористостью, которая сводится к построению и аппроксимации так называемой петрофизической зависимости (ПЗ), является актуальной при решении различных задач теории и практики нефтяной геологии. Например, на использовании данной зависимости основан переход от геологической модели залежи к гидродинамической, которая является основой современных подходов к проектированию разработки месторождений углеводородов. В работе (Мухаметшин и др., 2021) авторы предлагают использовать петрофизическую зависимость для оценки продуктивности карбонатных объектов еще на стадии проведения геологоразведочных работ.

Петрофизическая зависимость, построенная для терригенных коллекторов, как правило, устойчиво аппроксимируется и позволяет уверенно прогнозировать проницаемость по известному значению пористости. Пустотное пространство терригенных коллекторов представлено, в основном, межзерновыми порами, что и обуславливает хорошую связь между фильтрационной и емкостной характеристиками. При этом даже в терригенных коллекторах нередко наблюдается неравномерный характер распределения емкостных свойств в объеме горной породы, что при прочих равных геологических условиях может быть являться фактором, определяющим как эффективность проводимых геолого-технических мероприятий, так и процесса разработки залежи нефти в целом (Geng et al., 2023; Chernyshov et al., 2024b).

Зависимость проницаемости карбонатного коллектора от его пористости крайне редко имеет однозначный вид: при ее аппроксимации зачастую получают уравнения с низкими коэффициентами корреляции, что отмечается многими специалистами (Гурбанов и др., 2020; Mason et al., 2019; Florez et al., 2024; Alabere et al., 2025). При этом большинство исследователей объясняют данный факт сложным строением пустотного пространства коллекторов и отсутствием информации о том, каким образом каждый из видов пустотности формирует результирующую пропускную способность пор. Развитие методов лабораторных исследований керна высокого разрешения, таких как рентгеновская компьютерная томография (КТ) и сканирующая электронная микроскопия (СЭМ), позволило получить ряд важных выводов об особенностях строения пустот в карбонатных коллекторах (Wang et al., 2024; Alhindi et al., 2025). Так, в работе (Sun and Wang, 2024) отмечено, что при большой емкости пустот в объеме плотных карбонатов их проницаемость может практически отсутствовать по причине плохой связанности пор. В работе (Xie et al., 2022) приводятся сведения, что в плотных горных породах одним из основных факторов, приводящим к низкой проницаемости коллектора, помимо наличия несвязанных или изолированных пустот, является сужение радиусов поровых каналов.

В свою очередь, неоднозначный характер соотношения между проницаемостью и пористостью карбонатных коллекторов обуславливает сложности их дифференциации на коллектор и неколлектор (Zhang et al., 2024). В настоящее время с этой целью, в основном, используется способ, основанный на сравнении коэффициента пористости отдельного участка пласта с постоянным граничным значением, обоснованию которого зачастую

уделяется недостаточно внимания. Так, в работе (Сидоров и Ризванова, 2023) авторы подчеркивают некорректность применения в качестве граничного значения пористости некоторой константы, которая получена без учета данных потокометрических исследований. В результате нередко возникает ситуация, когда пропласток, отнесенный к неколлектору, при перфорации и последующей эксплуатации демонстрирует устойчивый приток флюида (Martyushev et al., 2024). И наоборот, пропласток, отнесенный к коллектору, не обеспечивает притока даже при многократных стимуляциях (Chernyshov et al., 2022; Catinat et al., 2023; Chernyshov et al., 2024b). Причиной данного явления, вероятно, является некорректность подхода к дифференциации коллекторов только на основе анализа коэффициента пористости.

Ряд исследователей предлагает повышать корреляцию между фильтрационной и емкостной характеристиками за счет использования многомерных уравнений, в которые, помимо пористости, включаются дополнительные аргументы. Так, в статье (Репина и др., 2018) авторы добились улучшения сходимости петрофизической зависимости за счет введения объемной плотности, получив в результате многомерное уравнение. Авторы работы (Степанов и др., 2023) приводят вывод о том, что сложная зависимость между проницаемостью и пористостью объясняется, в том числе, неучетом их каверновой составляющей, и предлагают использовать модель Wyllie-Rose для улучшения сходимости между фильтрационными и емкостными параметрами. Важно отметить общую проблему увеличения достоверности петрофизической зависимости за счет использования в том или ином виде адресных корреляций: уточненные таким образом уравнения характеризуются узкой областью практического применения, которая соответствует диапазону исходных данных обучающей выборки.

В свою очередь, использование недостоверной петрофизической зависимости обуславливает ряд сложностей при создании гидродинамической модели залежи. Так, начальная гидродинамическая модель практически никогда не соответствует одному из основных критериев достоверности – незначительной погрешности воспроизведения фактической истории добычи флюидов. В этой связи задачей гидродинамического моделирования является настройка модели (введение дополнительных модификаций), которую специалисты выполняют с применением специальных инструментов, изменяющих фильтрационные параметры, оставляя неизменными емкостные свойства коллектора, что обусловлено необходимостью соблюдения требований к постоянству значений запасов углеводородов (Пономарев и др., 2021; Martyushev, 2020). Необходимые модификации, в том числе для улучшения качества воспроизведения фактических исторических данных разработки залежи, могут выполняться с привлечением различных технических средств автоматизации и инструментов искусственного интеллекта (Katterbauer et al., 2015; Shams et al., 2020; Ali et al., 2024; Zhao et al., 2024). Однако действуя в жестких рамках требований, предъявляемых к геолого-гидродинамическим моделям, специалисты зачастую применяют нефизичные подходы к ее адаптации, что, безусловно, сказывается на точности

последующих прогнозных оценок уровней добычи углеводородного сырья.

В рамках настоящего исследования поставлена цель изучить геологические особенности карбонатных продуктивных пластов и выявить взаимосвязи между фильтрационными и емкостными свойствами коллекторов со сложным строением пустотного пространства. В свою очередь, полученные результаты должны повысить достоверность геолого-гидродинамического моделирования за счет совершенствования процесса адаптации исторических данных и, как следствие, улучшить качество проектирования разработки нефтяных месторождений.

2. Материалы и методы

В настоящей работе используется комплексный подход, который сводится к детальному изучению строения и свойств пустотного пространства коллекторов по данным лабораторных исследований керна и интеграции полученных результатов в геолого-гидродинамическую модель залежи. Конечным результатом исследования является получение уточненной петрофизической зависимости (или группы зависимостей), позволяющей повысить точность воспроизведения гидродинамической моделью залежи нефти фактических исторических данных.

На первом этапе исследования выбран объект – турнейско-фаменская залежь одного из представительных с точки зрения объемов добычи месторождений севера Пермского края, представленная сложнопостроенным карбонатным коллектором. Для выбранного объекта характерно наличие образцов керна, которые исследованы с применением современных лабораторных методов, в том числе компьютерной томографии, сканирующей электронной микроскопии и ядерно-магнитного резонанса (ЯМР). Предполагается, что такое расширение комплекса лабораторных методов изучения позволит получить ряд новых выводов и закономерностей. Например, углубленное изучение минерального состава карбонатных коллекторов позволило авторам работы (Гасанов и др., 2022) объяснить сложный характер изменения их пористости по разрезу продуктивных отложений.

Для рассматриваемого объекта разработки построена стандартная петрофизическая зависимость «проницаемость ($k_{пр}$) – пористость ($K_{пор}$)», которая впоследствии

использована при геолого-гидродинамическом моделировании и имеет вид:

$$k_{пр} = 0,02 \cdot e^{0,5549 \cdot K_{пор}} \quad (1)$$

Зависимость (1) характеризуется высоким значением коэффициента детерминации $R^2 = 0,81$. Несмотря на наблюдаемое высокое значение коэффициента R^2 , следует отметить, что уравнение (1) получено для порового (каверново-порового) типа коллектора. Зависимость для более сложного типа пустотности (с наличием трещин) характеризуется низким значением коэффициента детерминации: $R^2 = 0,16$. Таким образом, можно констатировать отсутствие петрофизической зависимости, справедливой для условий сложнопостроенного карбонатного коллектора рассматриваемого нефтяного месторождения.

В связи с этим, настоящее исследование основывается на детальном изучении семи представительных образцов горной породы рассматриваемого месторождения, характеризующих продуктивную часть геологического разреза, обеспечивающую основную долю притока нефти. Выбор коллекции образцов стандартного керна (30×30 мм) выполнен с учетом фактических емкостных свойств коллектора на рассматриваемом месторождении: средне-взвешенная по эффективной нефтенасыщенной толщине пористость по данным геолого-физических исследований (ГИС) в фактически пробуренных скважинах изменяется в диапазоне от 4,3 до 18,2% (среднее значение – 10,6%), а используемые в ходе экспериментов образцы горной породы (пористость – 5,4–18,0%) равномерно охватывают и характеризуют этот диапазон, что можно видеть на изображениях, представленных на рисунке 1.

Исследования методом компьютерной томографии выполнены с применением рентгеновского микротомографа XT H 225+180 LC (Nikon Metrology Europe NV, UK): получены трехмерные изображения стандартных образцов керна (разрешение снимков – 46 мкм), оценено количество пустот разного размера.

Для исследования строения пустотного пространства использован сканирующий электронный микроскоп JSM 6390LV (фирма Jeol, Япония), который позволил детально изучить строения горной породы на микроуровне, оценить характер пустотности и ее морфологию.

Метод ядерно-магнитного резонанса является неразрушающим высокоточным методом исследования горных пород: современные ЯМР-релаксометры позволяют

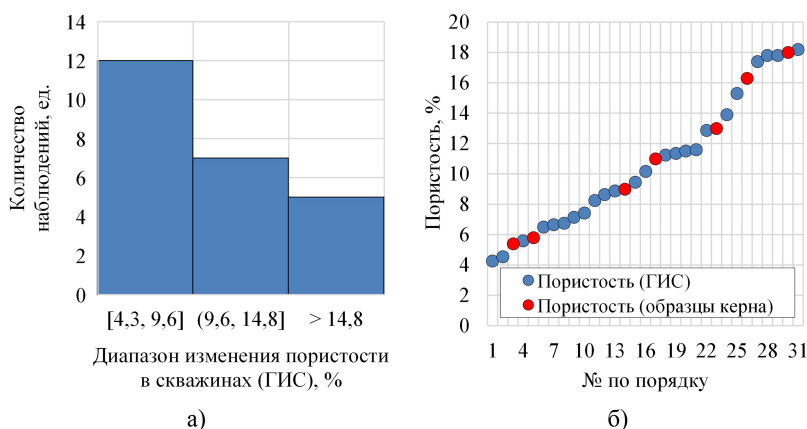


Рис. 1. Обоснование выбора образцов керна для проведения экспериментальных исследований: а) распределение пористости на пробуренных скважинах (ГИС); б) сопоставление пористости по ГИС (синий цвет) и используемых образцов горной породы (красный цвет)

регистрировать релаксацию флюидов в порах размером до 1 нм, что предоставляет детальную информацию о строении пустотного пространства. Метод ЯМР основан на изучении резонансного поглощения электромагнитной энергии ядрами атомов водорода. Считается, что метод позволяет в значительной степени повысить детальность изучения образцов и, в некоторых случаях, даже получить уникальную информацию (Разницын, 2022; Mondal, Singh, 2024). Авторы (Дзюбло, Бороздин, 2021) демонстрируют, что метод ЯМР позволяет с высокой степенью детализации изучать строение карбонатных коллекторов при решении такой задачи как обоснование оптимальных технологических параметров бурения скважин.

Последовательность проведения экспериментов методом ЯМР подробно представлена в работе (Разницын, Попов, 2020). При выполнении соответствующих исследований получают распределение ЯМР пористости по времени поперечной релаксации T_2 . Для перехода от времени релаксации к размеру пор данные ЯМР комплексуются с результатами прямых измерений (например, с помощью метода КТ), используя уравнение (2).

$$\frac{1}{T_2} = \rho \frac{S}{V}, \quad (2)$$

где T_2 – время релаксации флюида в конкретной поре, мс; ρ – релаксационная активность породы, мкм/мс, S – площадь поры, мкм²; V – объем поры, мкм³.

При допущении сферической формы пор с радиусом R справедливо уравнение (3):

$$\frac{1}{T_2} = \rho \frac{3}{R}. \quad (3)$$

Соответственно, переход от времени поперечной релаксации к радиусу поры заключается в определении величины релаксационной активности.

В настоящей работе значение релаксационной активности вычислялось путем комплексирования данных ЯМР с результатами рентгеновской компьютерной томографии: модальное значение распределения пор по размерам, полученное по данным КТ, сопоставлялось с модальным значением времени поперечной релаксации, далее по вышеуказанной формуле определялось значение релаксационной активности, после чего, в свою очередь, вычислялся размер пор.

Для дальнейшего изучения использованы такие результаты метода ЯМР как средневзвешенный диаметр пор и четыре выделенные составляющие общей пустотности: 1) объем пор, занятый глинисто-связанной водой и микропористость; 2) капиллярно-связанная вода; 3) эффективная пористость; 4) каверновая пористость.

Кроме того, в ходе исследования образцов керн определены абсолютная и фазовая (по нефти) проницаемости. Образцы горной породы предварительно экстрагировались, очищались от солей и высушивались согласно ГОСТ 26450.0-85. Коэффициент абсолютной газопроницаемости определялся методом стационарной фильтрации согласно ГОСТ 264050.2-85. Коэффициент фазовой проницаемости по нефти определен методом стационарной фильтрации на образцах керн с начальной нефтенасыщенностью и остаточной (связанной) водонасыщенностью в термобарических условиях, моделирующих пластовые (пластовое давление – 21,5 МПа, пластовая

температура – 28,9 °С). При проведении экспериментов использовалась нефть рассматриваемой залежи плотностью 801 кг/м³ и динамической вязкостью 2,5 мПа·с.

Комплексирование результатов лабораторного изучения керн выполнено посредством сопоставления различных параметров, построения и анализа графиков зависимости фильтрационных и емкостных характеристик, а также их составляющих.

Построенные графики, связывающие фильтрационную и емкостную характеристики образцов горных пород, интегрированы в геолого-гидродинамическую модель залежи – объекта исследования.

Геологическая модель залежи построена в программном комплексе IRAP RMS (Emerson, США), при этом выбрана сетка с равным числом слоев для отражения геологического строения залежи. Инкремент по латерали составляет 50×50 м. Количество слоев в модели – 190 ед., количество ячеек – 7 671 440 ед., размер ячейки по толщине – 0,28–0,40 м. Для литологического моделирования использован метод детерминистской технологии с применением трехмерной стратиграфической интерполяции. В качестве основной информации при литологическом моделировании приняты результаты лабораторных исследований керн и интерпретации геофизических исследований скважин. Для моделирования коэффициента нефтенасыщенности пластов также использовались результаты исследований керн и интерпретации ГИС. При построении геологической модели поставлена цель максимального учета сложного строения и неоднородности залежи, в связи с чем ремасштабирование (upscaling) не выполнялось. Гидродинамическая модель залежи построена в симуляторе Tempest (Emerson, США). Общий вид гидродинамической модели залежи на начальный момент времени на примере куба нефтенасыщенности представлен на рисунке 2.

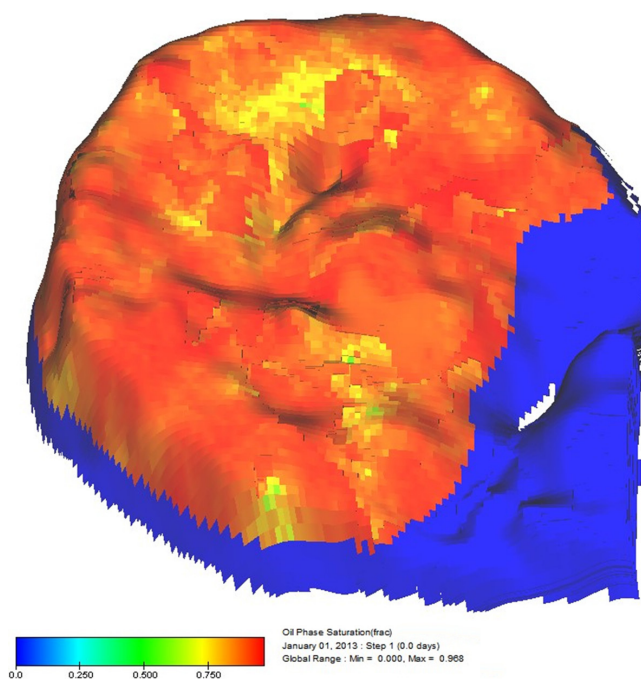


Рис. 2. Общий вид гидродинамической модели залежи на начало разработки на примере куба нефтенасыщенности

3. Результаты

Результаты оценки фильтрационных (абсолютная $k_{\text{пр абс}}$ и фазовая проницаемость по нефти $k_{\text{прн}}$) и емкостных (коэффициент пористости по методу жидкостенасыщения $K_{\text{пор ж}}$) представлены в таблице 1.

Необходимо отметить, что при практически одинаковой пористости для образцов керн №4 и №5 характерны принципиально отличающиеся значения фазовой проницаемости по нефти, что обусловило необходимость более детального изучения особенностей строения пустотного пространства. Результаты сканирующей электронной микроскопии и КТ образцов керн №4 и №5 приведены на рисунках 3 и 4 (необходимо отметить, что изображения характеризуются десятикратным отличием масштаба).

По результатам СЭМ для образца №4 характерными элементами пустотного пространства являются поры и микрокаверны, многие из них сообщающиеся, редкими – микротрещины (обычно короткие, до 1 мм). Отмечается неравномерность распределения пор в образце, их размеры обычно менее 0,2 мм, форма округлая, удлинённая, ромбовидная, неправильная и т.д. Часто наблюдается формирование групп сообщающихся пор.

Для образца №5 основная часть пустотного пространства породы представлена порами и микрокавернами (размер не превышает 1 мм). Значительная часть микрокаверн заполнена в той или иной мере новообразованными кристаллами кальцита. Поры составляют значительную часть микропустотного пространства, имеют разную форму (округлые, удлинённые, звездчатые и т.д.), их размер не превышает 0,1 мм и чаще всего они относятся к несообщающимся.

№ образца	$K_{\text{пор ж}}$, %	$k_{\text{пр абс}}$, мД	$k_{\text{прн}}$, мД
1	11,0	80,8	14,7
2	16,3	94,1	45,7
3	18,0	380,4	108,4
4	5,8	73,2	27,8
5	5,4	2,9	0,2
6	13,0	350,0	100,0
7	9,0	180,0	70,0

Табл. 1. Фильтрационно-емкостная характеристика образцов керн

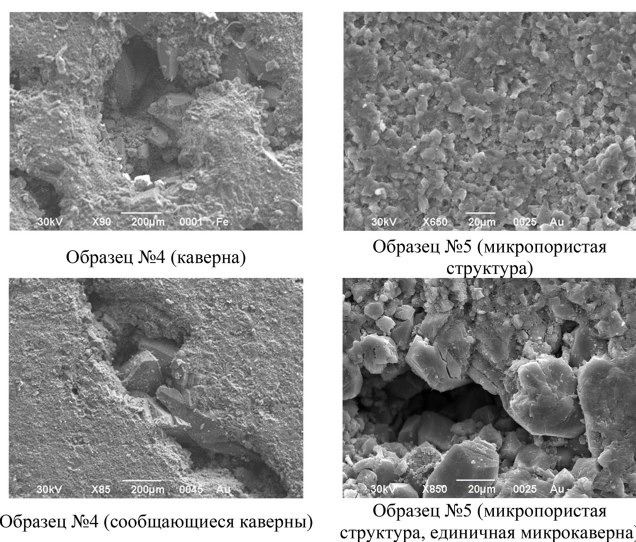


Рис. 3. Результаты исследований образцов керн методом СЭМ

При сопоставлении представленных на рисунках 3 и 4 данных можно сделать вывод, что при практически равной емкостной характеристике образцов, строение выделенных в их объеме пустот различно, что, вероятно, объясняет отличие в фильтрационных свойствах. Например, межкаверновая сообщаемость образца №4 обеспечивает более высокую его проницаемость по нефти. С помощью методов КТ и ЯМР оценен средневзвешенный диаметр пустот для каждого из образцов керн, результаты представлены в таблице 2.

Сопоставления результатов методов ЯМР и КТ представлены на рисунках 5 и 6, которые иллюстрируют распределение пустот по размерам для образцов керн №4 и №5. Из их анализа следует, что методы КТ и ЯМР демонстрируют существенные различия при оценке размеров пустот и частоты их распределения в объеме образцов. Данное явление преимущественно обусловлено наличием значительного количества микропор и наполненных капиллярно-связанной водой пор, размер которых ниже разрешения современных томографов при изучении стандартного керн. Полученные результаты подтверждают необходимость применения метода ЯМР при изучении пустотного пространства карбонатных коллекторов для учета существующих пор незначительного размера и, как следствие, повышения качества технологических решений, принимаемых на основе фильтрационно-емкостной характеристики горной породы (например, при прогнозировании показателей разработки).

Зависимость фазовой проницаемости всех исследуемых образцов по нефти от среднего диаметра пустот,

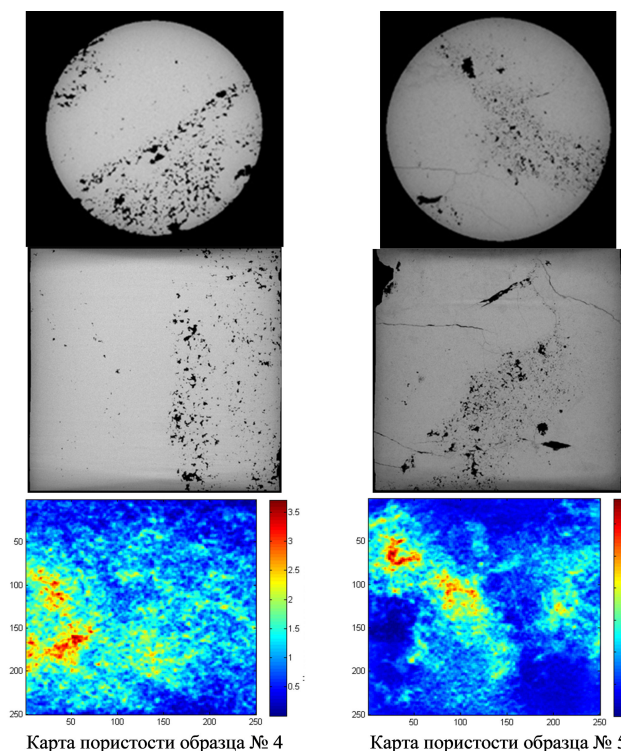


Рис. 4. Результаты исследований образцов керн методом КТ (срезы и 2D-модели, разрешение томографической съемки – 46 мкм). Цветом показана накопленная раскрытость пор (мм) в соответствии со шкалой справа на глубину образца: бурые и желтые тона – высокие значения, синие и фиолетовые – низкие.

№ образца	Диаметр пустот (КТ), мкм	Диаметр пустот (ЯМР), мкм	Составляющие общей пористости (ЯМР), %			
			Глинисто-связанная вода и микропористость	Капиллярно-связанная вода	Эффект. пористость	Каверновая пористость
1	253	142	0,07	15,06	43,09	41,78
2	246	166	1,31	9,63	28,94	60,12
3	159	175	0,00	9,05	32,24	58,71
4	261	157	0,67	13,41	17,40	68,52
5	341	107	1,88	32,30	26,11	39,71
6	300	175	0,72	8,01	33,16	58,11
7	340	168	0,16	9,00	27,18	63,66

Табл. 2. Результаты исследования образцов керн методами КТ и ЯМР

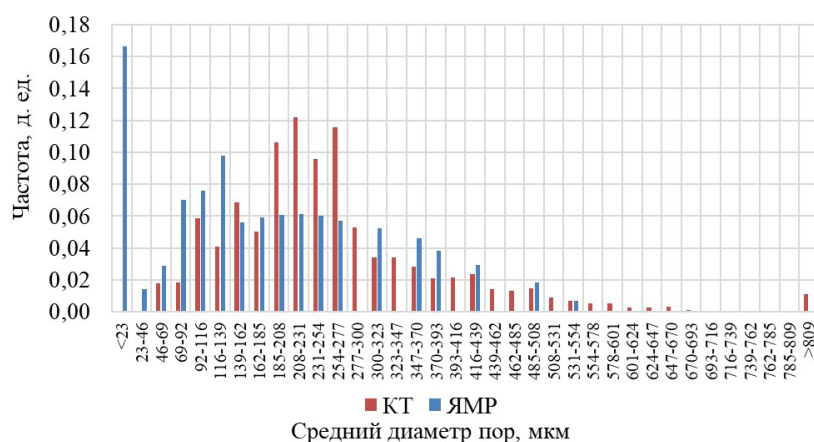


Рис. 5. Сравнение частот распределения пор по размерам (образец №4)

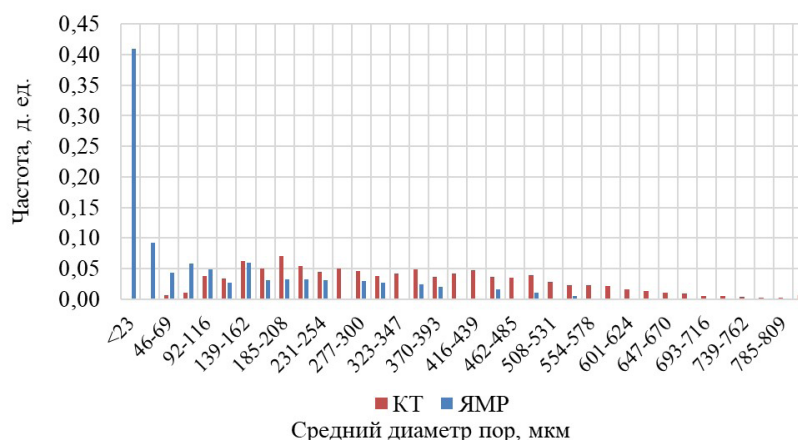


Рис. 6. Сравнение частот распределения пор по размерам (образец №5)

определенного методами КТ и ЯМР, представлена на рисунке 7: наблюдается факт тесной экспоненциальной зависимости фазовой проницаемости по нефти от среднего диаметра пор, определенного методом ЯМР ($R^2 = 0,98$), и отсутствие явной связи между параметрами на аналогичном графике, построенном для метода КТ.

Применение метода ЯМР позволило оценить вклад каждого из видов пустотности в общую (полную) пористость образцов керн и, как следствие, выполнить более детальное графическое сопоставление их фильтрационных и емкостных свойств. На рисунке 8 представлен график зависимости фазовой проницаемости по нефти от доли пористости, обусловленной наличием в пустотах капиллярно-связанной воды: между параметрами наблюдается тесная обратная связь по экспоненциальной зависимости ($R^2 = 0,86$).

Зависимость фазовой проницаемости по нефти от суммарной доли эффективной и каверновой составляющих пористости, приведена на рисунке 9.

Как следует из представленного графика, фазовая проницаемость по нефти тесно коррелируется с суммой двух составляющих коэффициента пористости – эффективной и каверновой ($R^2 = 0,92$). Однако необходимо отметить, что оценка проницаемости в гидродинамической модели осуществляется на основании коэффициента полной пористости, которая задана для каждой ячейки модели, а зависимость на рисунке 9 построена при использовании двух составляющих этого коэффициента. В этой связи для адаптации зависимости, представленной на рисунке 9, предлагается использовать уравнение, аппроксимирующее зависимость суммы каверновой и эффективной составляющих, пересчитанные через соответствующие доли, от полной пористости образцов (рис. 10).

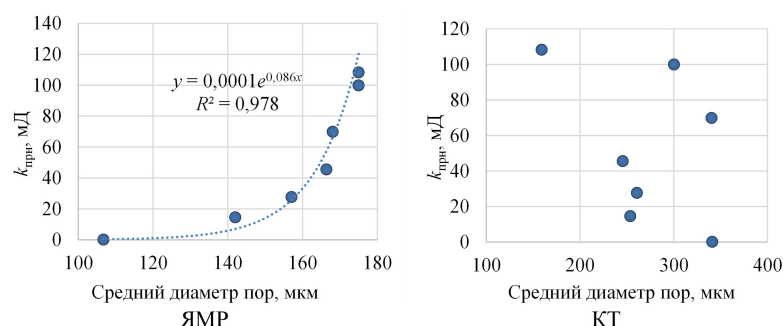


Рис. 7. Зависимость фазовой проницаемости по нефти от среднего диаметра пустот

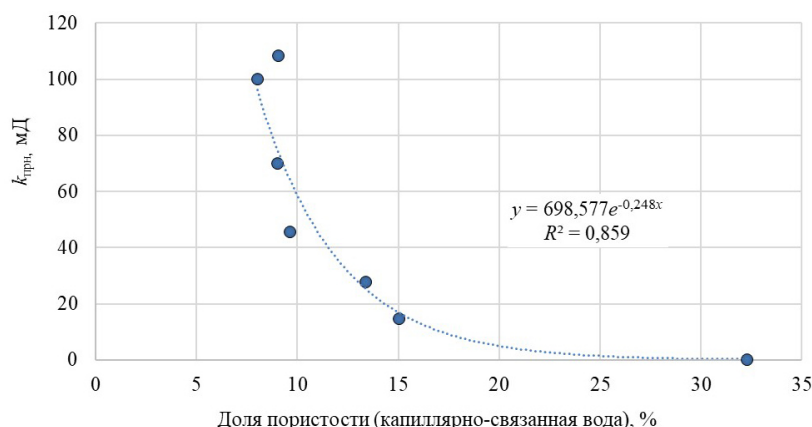


Рис. 8. Зависимость фазовой проницаемости по нефти от доли пор, занятых капиллярно-связанной водой

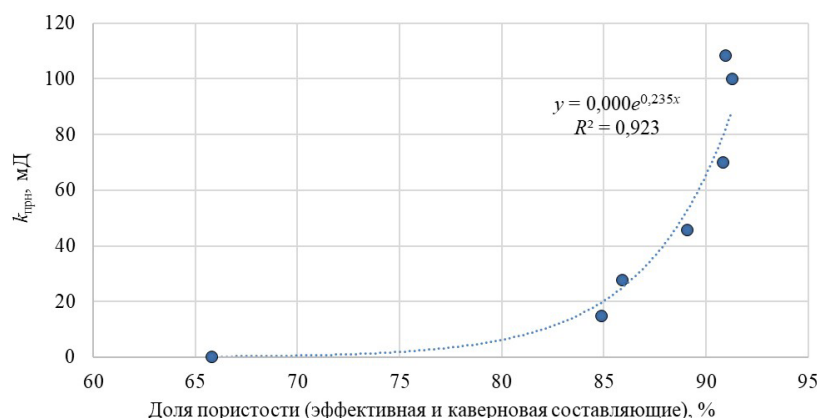


Рис. 9. Зависимость фазовой проницаемости по нефти от эффективной и каверновой составляющих пористости

Стоит отметить, что зависимости на рисунках 7–10 получены на основании результатов исследований только семи образцов керна и не могут с абсолютной степенью достоверности характеризовать все межскважинное пространство залежи рассматриваемого месторождения. Однако используемые образцы карбонатной горной породы равномерно охватывают фактический диапазон изменения пористости, определенной на скважинах по ГИС (рис. 1), что, в свою очередь, позволяет подтвердить обоснованность полученных результатов и предоставляет возможность их использования при решении научных и производственных задач. По мере появления новой геологической информации (например, при отборе нового керна при эксплуатационном бурении) рекомендуется уточнить разработанные зависимости.

Заключительный этап исследования заключался в уточнении гидродинамической модели залежи за счет

использования вместо стандартной петрофизической зависимости (СПЗ) уравнений, аппроксимирующих графики на рисунках 9 и 10.

При адаптации геолого-гидродинамических моделей важно обеспечить сходимость модельных показателей по добыче нефти с фактическими как в разрезе краткосрочных (дифференцированных) периодов (например, в пределах одного календарного года), так и интегрально за весь период разработки залежи (Shams et al., 2020; Zhao et al., 2024).

С учетом этого с применением существующей и скорректированной гидродинамической модели в соответствии с разработанными уравнениями воспроизведена история добычи нефти, которая отражена на рисунке 11. Анализ рисунка 11 позволяет сделать вывод, что гидродинамическая модель, учитывающая зависимости на рисунках 9 и 10, воспроизводит историю добычи с большей

достоверностью как за дифференцированные периоды (по годам), так и в интегральном отношении.

По годовым показателям добычи нефти относительные отклонения от факта при адаптации модели с привлечением стандартной петрофизической зависимости, представленной в уравнении (1), изменяются от $-1,7$ до $12,5\%$ при среднем значении $4,6\%$; по скорректированной модели в соответствии с аппроксимирующими зависимостями на рисунках 9 и 10 – от $-6,5$ до $-0,9\%$ при среднем значении $-3,7\%$. По накопленной добыче нефти отклонения по стандартной и скорректированной модели составляют $5,1$ и $-3,6\%$ соответственно, что также подтверждает целесообразность применения разработанных зависимостей ввиду меньшей погрешности полученных результатов от факта.

4. Обсуждение

Выполненный комплекс лабораторных исследований керна позволил расширить представления о геологическом строении и взаимосвязях фильтрационных и емкостных свойств карбонатной горной породы рассматриваемого месторождения.

Методы КТ и СЭМ подтвердили факт сложного строения пустотного пространства и позволили объяснить, почему при примерно одинаковой пористости коллектора характеризуются весьма различающейся проницаемостью, что проиллюстрировано в работе на примере образцов №4 и №5. В объеме образца №5 имеется значительное количество пустот, но их размер крайне мал. В пределах

образца №4 выделено меньшее количество пустот, однако их размер больше, что, в совокупности с наличием межкаверновой сообщаемости, обеспечивает результирующую проводимость. Данный вывод не является новым (Ji et al., 2024; Martyshev et al., 2024), однако он очередной раз доказывает некорректность подхода по дифференциации карбонатов на коллектор и неколлектор только на основании анализа коэффициента пористости.

Применение метода ЯМР позволило дифференцировать общую пористость образцов керна и количественно оценить четыре составляющие, которые учитывают наличие в их пределах пустоты, занятые глинисто-связанной водой и микропоры; поры, занятые капиллярно-связанной водой; каверны и так называемые «эффективные» поры (обеспечивающие фильтрацию). Очевидно, что пустоты первых двух типов не участвуют в фильтрации, что подтверждается установленной в ходе работы тесной обратной зависимостью между фазовой проницаемостью по нефти и долей пустот, занятых капиллярно-связанной водой (рис. 8).

В низкопроницаемых карбонатных образцах горной породы значительная часть объема пустот представлена микропорами и заполненными капиллярно-связанной водой порами, при этом их размер зачастую ниже разрешения современных томографов (при исследовании образцов стандартных размеров). Применительно к рассматриваемым в работе образцам метод КТ позволяет выделять пустоты с размером более 46 мкм (Galkin et al., 2015). Однако по данным ЯМР доля пустот меньшего

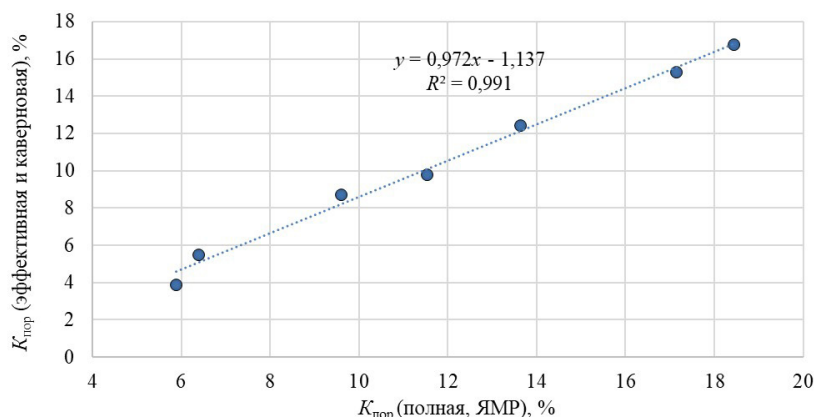


Рис. 10. Зависимость суммы эффективной и каверновой пористости от полной пористости образцов

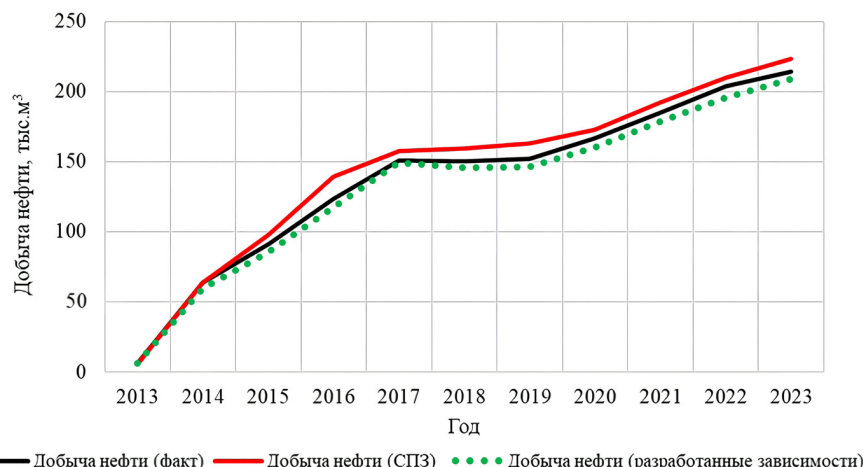


Рис. 11. Сравнение модельных и фактической динамики добычи нефти

размера достаточно высока, чтобы ей пренебречь. В то же время дальнейшее уменьшение размеров образцов керн для повышения разрешающей способности метода компьютерной томографии в рамках настоящей работы нецелесообразно ввиду снижения степени анизотропии распределения пустот различного размера в объеме образцов и, как следствие, вероятности формирования ошибочных выводов о взаимосвязях между фильтрационными и емкостными свойствами карбонатной горной породы.

Таким образом, при оценке пустотного пространства сложнопостроенных низкопроницаемых коллекторов в комплекс лабораторных исследований керн целесообразно включать не только метод КТ, но и метод ЯМР. Включение метода ЯМР также позволит получить обоснованные зависимости между фильтрационными и емкостными характеристиками коллектора, если в качестве последней принимать сумму каверновой и эффективной пористости (с учетом соответствующей корреляции их абсолютных значений относительно полной пористости). В частности, в ходе выполненного исследования получена экспоненциальная зависимость фазовой проницаемости по нефти от указанной суммы с весьма высоким коэффициентом детерминации, которая впоследствии использована в качестве альтернативы стандартной петрофизической зависимости при геолого-гидродинамическом моделировании процесса разработки залежи. Полученная уточненная гидродинамическая модель демонстрирует более высокую достоверность воспроизведения истории добычи, что в практике моделирования является одним из главных критериев оценки качества самой модели. В рамках дальнейших работ по повышению достоверности оценки фильтрационных и емкостных свойств горной породы в карбонатных коллекторах рекомендуется уточнение разработанных зависимостей, представленных на рисунках 7–10, по мере появления новой геологической информации, например по результатам эксплуатационного бурения.

5. Заключение

В ходе выполненных исследований получены следующие основные выводы:

1. Зависимость между фильтрационной и емкостной характеристиками карбонатных коллекторов является сложной и неоднозначной, что затрудняет последующее ее использование для решения научных и производственных задач, например, при гидродинамическом моделировании процессов разработки.

2. Подход к дифференциации карбонатов на коллектор/неколлектор на основе сравнения только значения общей пористости с неким граничным параметром не всегда обеспечивает достоверные результаты, что обусловлено сложным геологическим строением пластов и требует более детального обоснования, например, посредством проведения дополнительных специальных исследований.

3. Включение метода ЯМР в общий лабораторный комплекс позволило дифференцировать общую пустотность на четыре составляющие. Установленная тесная зависимость между фазовой проницаемостью по нефти и суммой каверновой и эффективной составляющих пористости позволяет рекомендовать ее как альтернативу стандартной петрофизической зависимости. Целесообразность

использования данного подхода подтверждена выполненным вычислительным экспериментом на гидродинамической модели рассматриваемого в работе объекта разработки. Полученные результаты характеризуются меньшими относительными погрешностями при воспроизведении как годовой, так и накопленной добычи нефти.

4. Результаты исследования и примененные подходы могут быть использованы при решении задач проектирования и моделирования разработки карбонатных коллекторов для повышения качества адаптации исторических данных в геолого-гидродинамических моделях, а также увеличения точности выполняемых расчетов за счет более детального учета особенностей строения пустотного пространства горной породы.

Финансирование

Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2024-0005).

Благодарность

Исследования образцов керн проводились в Центре коллективного пользования уникальным научным оборудованием Пермского государственного национального исследовательского университета и Центре исследований керн и пластовых флюидов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».

Литература

- Белов А.Ю., Белова А.А., Страхов П.Н. (2021). Геологические проблемы освоения залежей углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами. *Нефтяное хозяйство*, (3), с. 50–53. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-3-50-53>
- Гасанов А.Б., Гурбанов В.Ш., Аббасова Г.Г. (2022). Вариации коллекторских свойств продуктивных горизонтов морских месторождений Азербайджана. *Горный журнал*, (12), с. 10–15. <https://doi.org/10.17580/gzh.2022.12.02>
- Гурбанов В.Ш., Султанов Л.А., Гулуева Н.И. (2020). Анализ петрофизических исследований глубокозалегающих нефтегазовых коллекторов сухопутных и морских месторождений Азербайджана. *Недропользование*, 20(3), с. 204–213. <https://doi.org/10.15593/2712-8008/2020.3.1>
- Дзюбко А.Д., Бороздин С.О. (2021). Новые данные комплексного исследования геомеханических и петрофизических свойств пород-коллекторов Долгинского месторождения Печорского моря. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 332(10), с. 105–115. <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/10/3398>
- Мухаметшин В.Ш., Кулешова Л.С., Сафиуллина А.Р. (2021). Группирование и выделение залежей нефти в карбонатных коллекторах по продуктивности на стадии проведения геолого-разведочных работ. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 332(12), с. 43–51. <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/12/2982>
- Пономарев А.И., Меркулов А.В., Сопнев Т.В., Мурзалимов З.У., Куш И.И., Кожухарь Р.Л. (2021). Оценка точности определения коэффициента пористости при выполнении трехмерных геологических построений. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 332(4), с. 97–106. <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/4/3152>
- Разницын А.В. (2022). Интерпретация данных исследований методом ядерного магнитного резонанса в комплексе лабораторных работ по изучению керн (на примере терригенных отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции). *Недропользование*, 22(3), с. 109–115. <https://doi.org/10.15593/2712-8008/2022.3.2>
- Разницын А.В., Попов Н.А. (2020). Комплексное определение петрофизических свойств продуктивных отложений методом ЯМР. *Вестник Пермского университета. Геология*, 19(2), с. 132–139. <https://doi.org/10.17072/psu.geol.19.2.132>
- Репина В.А., Галкин В.И., Галкин С.В. (2018). Применение комплексного учета петрофизических характеристик при адаптации геолого-гидродинамических моделей (на примере визейской залежи

Гондыревского месторождения нефти). *Записки Горного института*, (231), с. 268–274. <https://doi.org/10.25515/PMI.2018.3.268>

Сидоров С.В., Ризванова З.М. (2023). Обоснование граничных значений открытой пористости и газопроницаемости с использованием данных потоковых исследований для карбонатных коллекторов порового типа. *Георесурсы*, 25(4), с. 115–120. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.8>

Степанов А.Н., Габдрахманова А.Р., Галиахметов И.Ф., Самохвалов Н.И., Анисимович О.С., Куреленков С.Х. (2023). Повышение прогнозной способности фильтрационной модели карбонатного коллектора с использованием методов учета кавернозной пористости. *Нефтяное хозяйство*, (2), с. 20–23. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-2-20-23>

Alabere A.O., Jouini M.S., Alsuwaidi M., et al. (2025). Pore to core plug scale characterization of porosity and permeability heterogeneities in a Cretaceous carbonate reservoir using laboratory measurements and digital rock physics, Abu Dhabi, United Arab Emirates. *Marine and Petroleum Geology*, 172, 107214. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2024.107214>

Alhindi H.S., Salisu A.M., Hussaini S.R., et al. (2025). Novel insights to unconventional carbonate mudstone reservoir with quantitative nanoporosity characterization and modeling of Tuwaiq Mountain Formation. *Geoenergy Science and Engineering*, 244, 213394. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.213394>

Ali N., Fu X., Chen J., Hussain J., Hussain W., Rahman N., Iqbal S.M., Altalbe A. (2024). Advancing Reservoir Evaluation: Machine Learning Approaches for Predicting Porosity Curves. *Energies*, 17, 3768. <https://doi.org/10.3390/en17153768>

Catinat M., Brigaud B., Fleury M., Thomas H., Antics M., Ungemach P. (2023). Characterizing facies and porosity-permeability heterogeneity in a geothermal carbonate reservoir with the use of NMR-wireline logging data. *Geothermics*, (115), 102821. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2023.102821>

Chernyshov S., Popov S., Wang X., Derendyaev V., Yang Y., Liu H. (2024). Analysis of Changes in the Stress–Strain State and Permeability of a Terrigenous Reservoir Based on a Numerical Model of the Near-Well Zone with Casing and Perforation Channels. *Applied Sciences*, 14, 9993. <https://doi.org/10.3390/app14219993>

Chernyshov S.E., Ashikhmin S.G., Kashnikov Y.A., Ren S., Derendyaev V.V. (2024). Well perforation optimization using an abrasive jet technique to create oriented slotted channels in terrigenous reservoirs. *Heliyon*, 10(5), e27311. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e27311>

Chernyshov S.E., Popov S.N., Varushkin S.V., Melekhin A.A., Krivoshechekov S.N., Ren S. (2022). Scientific justification of the perforation methods for Famennian deposits in the southeast of the Perm Region based on geomechanical modelling. *Journal of Mining Institute*, 257, p. 732–743. <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.51>

Florez J.J.A., Ulsen C., Ferrari J.V. (2024). Investigation of petrophysical properties of synthetic carbonate plugs: Adding a novel 3D printing approach to control pore networks. *Petroleum Research*, 9(4), pp. 514–540. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2024.06.006>

Galkin S.V., Efimov A.A., Krivoshechekov S.N., Savitskiy Y.V., Cherepanov S.S. (2015). X-ray tomography in petrophysical studies of core samples from oil and gas fields. *Russian Geology and Geophysics*, 56(5), pp. 782–792. <https://doi.org/10.15372/GiG20150509>

Geng W., Wang J., Zhang X., Huang G., Li L., Guo Sh. (2023). Experimental study of pore structure and rock mechanical properties of tight sandstone after acid treatment. *Acta Geotech*, 18, pp. 6559–6571. <https://doi.org/10.1007/s11440-023-02094-x>

Ji C., Dong S., Dong S., Zeng L., Liu Y., Hao H., Yang Z. (2024). Fracture identification of carbonate reservoirs by deep forest model: An example from the D oilfield in Zagros Basin. *Energy Geoscience*, 5(3), 100300. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2024.100300>

Katterbauer K., Arango S. Sun Sh., Hoteit I. (2015). Multi-data reservoir history matching for enhanced reservoir forecasting and uncertainty quantification. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 128, pp. 160–176. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.02.016>

Martyushev D.A. (2020). Improving the geological and hydrodynamic model a carbonate oil object by taking into account the permeability anisotropy parameter. *Journal of Mining Institute*, 243, pp. 313–318. <https://doi.org/10.31897/PMI.2020.3.313>

Martyushev D.A., Davoodi S., Kadkhodaie A., Riazi M., Kazemzadeh Y., Ma T. (2024). Multiscale and diverse spatial heterogeneity analysis of void structures in reef carbonate reservoirs. *Geoenergy Science and Engineering*, (233), 212569. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212569>

Martyushev D.A., Ponomareva I.N., Chukhlov A.S., Davoodi S., Osovetsky B.M., Kazymov K.P., Yang Y. (2023). Study of void space structure and its influence on carbonate reservoir properties: X-ray microtomography,

electron microscopy, and well testing. *Marine and Petroleum Geology*, (151), 106192. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2023.106192>

Martyushev D.A., Ponomareva I.N., Davoodi S., Kazemzadeh Y., Kadkhodaie A., Tao Z. (2025). Deformation of the void space of pores and fractures of carbonates: comprehensive analysis of core and field data. *Energy Geoscience*, 6(1), 100364. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2024.100364>

Mason H.E., Smith M.M., Carroll, S.A. (2019). Calibration of NMR porosity to estimate permeability in carbonate reservoirs. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, (87), pp. 19–26. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.05.008>

Mondal, I., Singh, K.H. (2024). Petrophysical insights into pore structure in complex carbonate reservoirs using NMR data. *Petroleum Research*, 2024, 9(3), pp. 439–450. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2024.03.004>

Shams M., El-Banbi A., Sayyous H. (2020). Harmony search optimization applied to reservoir engineering assisted history matching. *Petroleum Exploration and Development*, 47 (1), pp. 154–160. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(20\)60014-3](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(20)60014-3)

Sun Z., Wang J. (2024). Analysis of reservoir damage and microscopic seepage simulation in low permeability oil and gas reservoirs based on pore topology structure. *Journal of Engineering Research*, 13(3), pp. 2730–2738. <https://doi.org/10.1016/j.jer.2024.05.032>

Wang H., Zhou Q., Sheng J., Luo Y., Liu J., Liu X. (2023). Effect of long-term infiltration on porosity-permeability evolution in carbonate rocks: An online NMR coupling penetration test. *Journal of Hydrology*, 617, 129029. <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2022.129029>

Xie L., You Q., Wang E., Li T., Song Ya. (2022). Quantitative characterization of pore size and structural features in ultra-low permeability reservoirs based on X-ray computed tomography. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, 109733. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109733>

Zhang R., Lu G., Peng X., Li L., Hu Y., Zhao Y., Zhang L. (2024). Study on the mechanism of gas-water two-phase flow in carbonate reservoirs at pore scale. *Petroleum*, 10(4), pp. 631–645. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2023.09.008>

Zhao Yu., Luo R., Li L., Zhang R., Zhang D., Zhang T., Xie Z., Luo Sh., Zhang L. (2024). A review on optimization algorithms and surrogate models for reservoir automatic history matching. *Geoenergy Science and Engineering*, 233, 212554. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212554>

Сведения об авторах

Инна Николаевна Пономарева – доктор тех. наук, доцент, профессор кафедры Нефтегазовые технологии, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614990, Пермь, пр-т Комсомольский, д. 29
e-mail: pin79@yandex.ru

Владимир Андреевич Новиков – кандидат тех. наук, старший научный сотрудник кафедры Нефтегазовые технологии, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614990, Пермь, пр-т Комсомольский, д. 29
e-mail: novikov.vladimir.andr@gmail.com

Дмитрий Александрович Мартюшев – доктор тех. наук, доцент, профессор кафедры Нефтегазовые технологии, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614990, Пермь, пр-т Комсомольский, д. 29
e-mail: martyushevda@inbox.ru

Александр Вячеславович Разницын – кандидат тех. наук, ведущий инженер Отдела петрофизических исследований Центра исследования ядра и пластовых флюидов, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Россия, 614990, Пермь, ул. Академика Королева, д. 21
e-mail: Aleksandr.Raznitsyn@pnn.lukoil.com

Статья поступила в редакцию 15.07.2024;

Принята к публикации 11.02.2025; Опубликовано 20.09.2025

Study of correlations between filtration and capacitance characteristics of carbonate reservoirs with complex void structure

I.N. Ponomareva¹, V.A. Novikov¹, D.A. Martyushev^{1*}, A.V. Raznitsyn²

¹Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

²LUKOIL-Engineering LLC, Perm, Russian Federation

*Corresponding author: Dmitriy A. Martyushev, e-mail: martyushevdi@inbox.ru

Abstract. The present paper is devoted to the study of geological peculiarities of carbonate productive formations of oil fields and identification of correlations between filtration and capacitive properties of reservoirs with complex structure of void space. The dependence of reservoir permeability on its porosity, called petrophysical, is used in solving a wide range of problems, including geological and hydrodynamic modeling. Carbonate reservoirs have a complex void structure, which causes ambiguous petrophysical dependence and, consequently, insufficient reliability of calculations based on their application. Thus, with respect to the reservoir considered in this article, the standard petrophysical dependence is constructed differentially for pore and fracture type of reservoir voidness and is characterized by the values of the determination coefficient $R^2=0,81$ and $R^2=0,16$, respectively. An extended set of laboratory studies of carbonate core samples from one of the fields of the Perm region, including nuclear magnetic resonance, scanning electron microscopy, and X-ray computed tomography, allowed us to develop new dependencies that are valid for all types of voids and more closely link the filtration and capacitive characteristics of the reservoir (the coefficient of determination R^2 exceeds 0,92). The feasibility of using the developed equations was confirmed by conducting a computational experiment using a geological and hydrodynamic model of the considered reservoir. Replacement of the standard petrophysical dependence with the dependences obtained in the article allowed to improve the prognostic ability of the model for both differential and integral development indicators (annual and cumulative oil production, respectively). The results of the study and the applied approaches can be used in solving the problems of designing and modeling the development of carbonate reservoirs to improve the quality of adaptation of historical data in geologic-hydrodynamic models, as well as increasing the degree of reliability of the performed calculations due to a more detailed consideration of the features of the structure of the void space of the rock relative to traditional methods.

Keywords: permeability, porosity, petrophysical dependence, scanning electron microscopy, nuclear magnetic resonance, geological and hydrodynamic model

Recommended citation: Ponomareva I.N., Novikov V.A., Martyushev D.A., Raznitsyn A.V. (2025). Study of correlations between filtration and capacitance characteristics of carbonate reservoirs with complex void structure. *Georesursy = Georesources*, 27(3), pp. 221–232. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.16>

References

- Alabere A.O., Jouini M.S., Alsuwaidi M., et al. (2025). Pore to core plug scale characterization of porosity and permeability heterogeneities in a Cretaceous carbonate reservoir using laboratory measurements and digital rock physics, Abu Dhabi, United Arab Emirates. *Marine and Petroleum Geology*, 172, 107214. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2024.107214>
- Alhindi H.S., Salisu A.M., Hussaini S.R., et al. (2025). Novel insights to unconventional carbonate mudstone reservoir with quantitative nanoporosity characterization and modeling of Tuwaiq Mountain Formation. *Geoenergy Science and Engineering*, 244, 213394. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.213394>
- Ali N., Fu X., Chen J., Hussain J., Hussain W., Rahman N., Iqbal S.M., Altalbe A. (2024). Advancing Reservoir Evaluation: Machine Learning Approaches for Predicting Porosity Curves. *Energies*, 17, 3768. <https://doi.org/10.3390/en17153768>
- Belov A.Yu., Belova A.A., Strakhov P.N. (2021). Geological aspects of the development of hydrocarbon deposits with hard-to-recover reserves. *Neftyanoe Khozaystvo = Oil industry*, 3, pp. 50–53. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-3-50-53>
- Catinat M., Brigaud B., Fleury M., Thomas H., Antics M., Ungemach P. (2023). Characterizing facies and porosity-permeability heterogeneity in a geothermal carbonate reservoir with the use of NMR-wireline logging data. *Geothermics*, (115), 102821. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2023.102821>
- Chernyshov S., Popov S., Wang X., Derendyaev V., Yang Y., Liu H. (2024). Analysis of Changes in the Stress–Strain State and Permeability of a Terrigenous Reservoir Based on a Numerical Model of the Near-Well Zone with Casing and Perforation Channels. *Applied Sciences*, 14, 9993. <https://doi.org/10.3390/app14219993>
- Chernyshov S.E., Ashikhmin S.G., Kashnikov Y.A., Ren S., Derendyaev V.V. (2024). Well perforation optimization using an abrasive jet technique to create oriented slotted channels in terrigenous reservoirs. *Heliyon*, 10(5), e27311. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e27311>
- Chernyshov S.E., Popov S.N., Varushkin S.V., Melekhin A.A., Krivoshchekov S.N., Ren S. (2022). Scientific justification of the perforation methods for Famennian deposits in the southeast of the Perm Region based on geomechanical modelling. *Journal of Mining Institute*, 257, p. 732–743. <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.51>
- Dzublo A.D., Borozdin S.O. (2021). New data of a comprehensive geomechanical and petrophysical study of the Dolginskoe field reservoir properties. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 332 (10), pp. 105–115. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/10/3398>
- Florez J.J.A., Ulsen C., Ferrari J.V. (2024). Investigation of petrophysical properties of synthetic carbonate plugs: Adding a novel 3D printing approach to control pore networks. *Petroleum Research*, 9(4), pp. 514–540. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2024.06.006>
- Galkin S.V., Efimov A.A., Krivoshchekov S.N., Savitskiy Y.V., Cherepanov S.S. (2015). X-ray tomography in petrophysical studies of core samples from oil and gas fields. *Russian Geology and Geophysics*, 56(5), pp. 782–792. <https://doi.org/10.15372/GiG20150509>
- Gasanov A.B., Gurbanov V.Sh., Abbasova G.G. (2022). Variation in reservoir properties of productive strata in offshore fields of Azerbaijan. *Gornyi Zhurnal*, 12, pp. 10–15. (In Russ.). <https://doi.org/10.17580/gzh.2022.12.02>
- Geng W., Wang J., Zhang X., Huang G., Li L., Guo Sh. (2023). Experimental study of pore structure and rock mechanical properties of tight sandstone after acid treatment. *Acta Geotech*, 18, pp. 6559–6571. <https://doi.org/10.1007/s11440-023-02094-x>

Gurbanov V.Sh., Sultanov L.A., Gulueva N.I. (2020). Analysis of petrophysical studies of deep-lying oil and gas reservoirs onshore and offshore fields in Azerbaijan. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 20 (3), pp. 204–213. (In Russ.). <https://doi.org/10.15593/2712-8008/2020.3.1>

Ji C., Dong S., Dong S., Zeng L., Liu Y., Hao H., Yang Z. (2024). Fracture identification of carbonate reservoirs by deep forest model: An example from the D oilfield in Zagros Basin. *Energy Geoscience*, 5(3), 100300. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2024.100300>

Katterbauer K., Arango S. Sun Sh., Hoteit I. (2015). Multi-data reservoir history matching for enhanced reservoir forecasting and uncertainty quantification. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 128, pp. 160–176. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.02.016>

Martyushev D.A. (2020). Improving the geological and hydrodynamic model a carbonate oil object by taking into account the permeability anisotropy parameter. *Journal of Mining Institute*, 243, pp. 313–318. <https://doi.org/10.31897/PMI.2020.3.313>

Martyushev D.A., Davoodi S., Kadkhodaie A., Riaz M., Kazemzadeh Y., Ma T. (2024). Multiscale and diverse spatial heterogeneity analysis of void structures in reef carbonate reservoirs. *Geoenergy Science and Engineering*, (233), 212569. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212569>

Martyushev D.A., Ponomareva I.N., Chukhlov A.S., Davoodi S., Osovetsky B.M., Kazymov K.P., Yang Y. (2023). Study of void space structure and its influence on carbonate reservoir properties: X-ray microtomography, electron microscopy, and well testing. *Marine and Petroleum Geology*, (151), 106192. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2023.106192>

Martyushev D.A., Ponomareva I.N., Davoodi S., Kazemzadeh Y., Kadkhodaie A., Tao Z. (2025). Deformation of the void space of pores and fractures of carbonates: comprehensive analysis of core and field data. *Energy Geoscience*, 6(1), 100364. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2024.100364>

Mason H.E., Smith M.M., Carroll, S.A. (2019). Calibration of NMR porosity to estimate permeability in carbonate reservoirs. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, (87), pp. 19–26. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.05.008>

Mondal, I., Singh, K.H. (2024). Petrophysical insights into pore structure in complex carbonate reservoirs using NMR data. *Petroleum Research*, 2024, 9(3), pp. 439–450. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2024.03.004>

Mukhametshin V.Sh., Kulesova L.S., Safiullina A.R. (2021). Grouping and determining oil reservoirs in carbonate reservoirs by their productivity at the stage of geological exploration. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 332 (12), pp. 43–51. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/12/2982>

Ponomarev A.I., Merkulov A.V., Sopnev T.V., Murzalimov Z.U., Kushch I.I., Kozhukhar R.L. (2021). Accuracy of porosity, when performing three-dimensional geological images. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 332 (4), pp. 97–106. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/4/3152>

Raznitsyn A.V., Popov N.A. (2020). Comprehensive determination of petrophysical properties of the productive deposits using the NMR method. *Bulletin of Perm University. Geology*, 19 (2), pp. 132–139. (In Russ.). <https://doi.org/10.17072/psu.geol.19.2.132>

Raznitsyn A.V. (2022). Interpretation of NMR data in the complex of laboratory work on the study of core (on the example of terrigenous deposits of the Timano-Pechora oil and gas province). *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 22 (3), pp. 109–115. (In Russ.). <https://doi.org/10.15593/2712-8008/2022.3.2>

Repina V.A., Galkin V.I., Galkin S.V. (2018). Complex petrophysical correction in the adaptation of geological hydrodynamic models (on the example of Visean pool of Gondyrev oil field). *Journal of Mining Institute*, 231, pp. 268–274. (In Russ.). <https://doi.org/10.25515/PMI.2018.3.268>

Shams M., El-Banbi A., Sayyoub H. (2020). Harmony search optimization applied to reservoir engineering assisted history matching. *Petroleum Exploration and Development*, 47 (1), pp. 154–160. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(20\)60014-3](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(20)60014-3)

Sidorov S.V., Rizvanova Z.M. (2023). Justification of the boundary values of open porosity and gas permeability using data from flow studies for porous carbonate reservoirs. *Georesursy = Georesources*, 25 (4), pp. 115–120. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.8>

Stepanov A.N., Gabdrahmanova A.R., Galiahmetov I.F., Samohvalov N.I., Anisimovich O.S., Kurelenkov C.Kh. (2023). Vug porosity consider methods to increase forecast ability of carbonate reservoir simulation model. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil industry*, 2, pp. 20–23. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-2-20-23>

Sun Z., Wang J. (2024). Analysis of reservoir damage and microscopic seepage simulation in low permeability oil and gas reservoirs based on pore topology structure. *Journal of Engineering Research*, 13(3), pp. 2730–2738. <https://doi.org/10.1016/j.jer.2024.05.032>

Wang H., Zhou Q., Sheng J., Luo Y., Liu J., Liu X. (2023). Effect of long-term infiltration on porosity-permeability evolution in carbonate rocks: An online NMR coupling penetration test. *Journal of Hydrology*, 617, 129029. <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2022.129029>

Xie L., You Q., Wang E., Li T., Song Ya. (2022). Quantitative characterization of pore size and structural features in ultra-low permeability reservoirs based on X-ray computed tomography. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, 109733. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109733>

Zhang R., Lu G., Peng X., Li L., Hu Y., Zhao Y., Zhang L. (2024). Study on the mechanism of gas-water two-phase flow in carbonate reservoirs at pore scale. *Petroleum*, 10(4), pp. 631–645. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2023.09.008>

Zhao Yu., Luo R., Li L., Zhang R., Zhang D., Zhang T., Xie Z., Luo Sh., Zhang L. (2024). A review on optimization algorithms and surrogate models for reservoir automatic history matching. *Geoenergy Science and Engineering*, 233, 212554. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212554>

About the Authors

Inna N. Ponomareva – Dr. Sci. (Engineering), Professor, Department of Oil and Gas Technologies, Perm National Research Polytechnic University
29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation
e-mail: pin79@yandex.ru

Vladimir A. Novikov – Cand. Sci. (Engineering), Senior Researcher, Department of Oil and Gas Technologies, Perm National Research Polytechnic University
29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation
e-mail: novikov.vladimir.andr@gmail.com

Dmitriy A. Martyushev – Dr. Sci. (Engineering), Professor, Department of Oil and Gas Technologies, Perm National Research Polytechnic University
29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation
e-mail: martyushevd@inbox.ru

Alexandr V. Raznitsyn – Cand. Sci. (Engineering), Lead Engineer of the Petrophysical Research Department of the Core and Formation Fluids Research Center, LUKOIL-Engineering LLC
21 Akademika Koroleva str., Perm, 614990, Russian Federation
e-mail: Aleksandr.Raznitsyn@pnn.lukoil.com

Manuscript received 15 July 2024;
Accepted 11 February 2025; Published 20 September 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Влияние капиллярного числа на изменение остаточного нефтенасыщения при химическом заводнении

Мо Цзяли¹, Н.Н. Михайлов^{1,2*}

¹Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

²Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Представлены экспериментальные результаты изучения кривых капиллярного вытеснения при химических методах повышения нефтеотдачи. Проведён анализ теории капиллярного числа и изменений этого параметра при химических методах повышения нефтеотдачи. Проанализированы результаты исследований кривых капиллярного вытеснения и выявлены общие закономерности и особенности поведения этих кривых в различных экспериментальных условиях. Анализ показал, что при изменении смачиваемости пласта, пористости, проницаемости и поровой структуры кривые капиллярного вытеснения изменяются. В изменяющихся пластовых условиях классические кривые капиллярного вытеснения, ранее полученные в ходе базовых экспериментов, не позволяют осуществлять прогноз остаточной нефтенасыщенности, и кроме того, максимальная нефтеотдача не соответствует максимальным значениям капиллярных чисел. В практике разработки нефтяных месторождений, как правило, нет необходимости в использовании высоких концентраций поверхностно-активных веществ для снижения поверхностного натяжения до сверхнизкого уровня. Добавление полимера и щелочи (в соответствующей концентрации) обеспечивает высокое нефтеизвлечение за счёт взаимодействия поверхностно-активных веществ, полимера и щелочи. В настоящее время в Китае технологии ASP заводнения (alkaline-surfactant-polymer flooding – щёлочное заводнение и совместное применение щелочи, ПАВ и полимера) является наиболее эффективным методом повышения нефтеотдачи на заводнённых нефтяных месторождениях и даёт хорошие результаты. Поэтому необходимо исследовать микромеханизмы подвижности и фильтрации остаточной нефти. Исследования кривой капиллярного вытеснения, с учётом структуры коллектора и его базовых фильтрационных характеристик, имеют определяющее значение при разработке нефтяных месторождений Китая, также эти кривые могут быть использованы в мировой практике в качестве основы для повышения нефтеотдачи с помощью третичных методов.

Ключевые слова: кривая капиллярного вытеснения, МУН, капиллярное число, сверхнизкое межфазное натяжение

Для цитирования: Цзяли Мо, Михайлов Н.Н. (2025). Влияние капиллярного числа на изменение остаточного нефтенасыщения при химическом заводнении. *Георесурсы*, 27(3), с. 233–242. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.20>

Введение

Широкомасштабное использование нефтяных ресурсов привело к увеличению дефицита извлекаемых запасов, и повышение нефтеотдачи становится приоритетным направлением нефтепромысловых исследований.

Большинство нефтяных месторождений в Китае находятся на стадии химического заводнения. Добавление химических реагентов значительно повышает коэффициент извлечения нефти, особенно при применении полимеров, ПАВ и щелочей. Химическое заводнение существенно

увеличивает нефтеотдачу по сравнению с обычным заводнением и может служить эффективным способом доизвлечения остаточной нефти

С момента введения понятия капиллярного числа учёными было проведено множество исследований для изучения механизмов образования остаточной нефти и её фильтрации при разных значениях капиллярных чисел (Михайлов, 1992). Исходя из концепции капиллярного числа и используя кривую капиллярного вытеснения (зависимость остаточной нефтенасыщенности от капиллярного числа), установлены разные корреляции между этими параметрами, которые могут служить основой для цифрового моделирования химического заводнения. Кроме того, экспериментально была доказана связь между капиллярным числом и относительной проницаемостью фаз, что позволило ввести капиллярное число в классическую теорию двухфазной фильтрации (Guo et al., 2022).

* Ответственный автор: Николай Нилович Михайлов
e-mail: folko200@mail.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

В соответствии с основополагающей теорией капиллярных чисел установлено, что основной причиной удержания остаточной нефти в порах являются капиллярные силы. Хорошо известен механизм вытеснения нефти: для данной пористой системы жидкость-порода эффективность вытеснения нефти определяется отношением градиента движущего давления к капиллярной удерживающей силе. Градиент движущего давления пропорционален вязкости вытесняющей жидкости и скорости её течения. Удерживающая сила остаточной нефти в основном пропорциональна межфазному натяжению между жидкостями. На основе вышеизложенной различными авторами было предложено и применено безразмерное капиллярное число (Chatzis, Kuntamukkula, 1988; Михайлов, 2011).

$$N_c = \frac{\mu v}{\sigma} \quad (1)$$

где N_c – капиллярное число, μ – вязкость вытесняющей жидкости [мПа·с], v – скорость течения вытесняющей жидкости [м/с], σ – межфазное натяжение между жидкостями [мН/м].

Рассмотрим закономерности вытеснения нефти при вариации капиллярного числа.

Вытеснение нефти водой

Коэффициент вытеснения нефти водой в лабораторных условиях определяется по следующему уравнению:

$$K_{\text{выт}} = 1 - \frac{K_{\text{ност}}}{K_{\text{нач}}} \quad (2)$$

Значение коэффициента вытеснения определяется исходя из начальной нефтенасыщенности $K_{\text{нач}}$ и остаточной нефтенасыщенности $K_{\text{ност}}$, которые традиционно считаются петрофизическими характеристиками пласта. Именно такой подход обычно используется при проектировании и анализе разработки нефтяных месторождений (Михайлов, 1983).

Проф. Михайлов Н.Н. обосновал другую концепцию: остаточная нефтенасыщенность не является петрофизической характеристикой пласта, а коэффициент вытеснения нефти водой не контролируется только фильтрационно-ёмкостными свойствами коллектора (Михайлов, 1983, 1982). В публикациях Михайлова Н.Н. отмечается, что величина коэффициента вытеснения нефти зависит не только от свойств пласта, но и от условий вытеснения нефти: скорости вытеснения, соотношения вязкости нефти и воды, поверхностного натяжения на границе раздела фаз и т. д. (Михайлов, 2011, 2021, 1992; Мелехин, 2015). (рис. 1).

Исследовались образцы керна сложного карбонатного коллектора Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Все выбранные керны были гидрофобными, эксперименты проведены при пластовых термобарических условиях. В результате проведенных экспериментов были получены зависимости коэффициента вытеснения от капиллярного числа в двойном логарифмическом масштабе. Эти зависимости отличаются от классических капиллярных кривых дифференциацией по режимам образования остаточной нефтенасыщенности. Как следует из рисунка 1, выделяются три режима формирования коэффициента вытеснения: капиллярный, капиллярно-напорный и автомодельный, которые разделяются

критическими значениями чисел капиллярности (порог мобилизации остаточной нефти N_{c1} и порог вытеснения остаточной нефти N_{c2}). При капиллярном режиме (малые скорости вытеснения, близкие к скорости капиллярной пропитки) гидродинамическим перепадом можно пренебречь. В этом режиме формируются низкие значения коэффициента вытеснения. По мере увеличения скорости вытеснения до первого критического значения коэффициенты вытеснения остаются практически неизменными. Это критическое значение числа капиллярности (N_{c1}) автором названо порогом мобилизации остаточной нефти. При капиллярно-напорном режиме дальнейший рост скорости вытеснения от первой критической до второй критической вызывает увеличение коэффициента вытеснения за счёт вовлечения в процесс движения условно подвижной части остаточной нефти. При этом режиме существует капиллярно-напорное равновесие. Второе критическое значение капиллярного числа (N_{c2}) является порогом вытеснения капиллярно-защемлённой нефти. При дальнейшем повышении скорости вытеснения происходит переход к автомодельному режиму и к максимальным значениям коэффициента вытеснения, а оставшаяся нефть является прочно связанной (Михайлов, 1992).

Результаты экспериментов по мобилизации остаточной нефти при заводнении показывают, что порог мобилизации меняется при изменении фильтрационно-ёмкостных и поверхностных свойств пласта, а также меняется чувствительность остаточной нефтенасыщенности к условиям вытеснения.

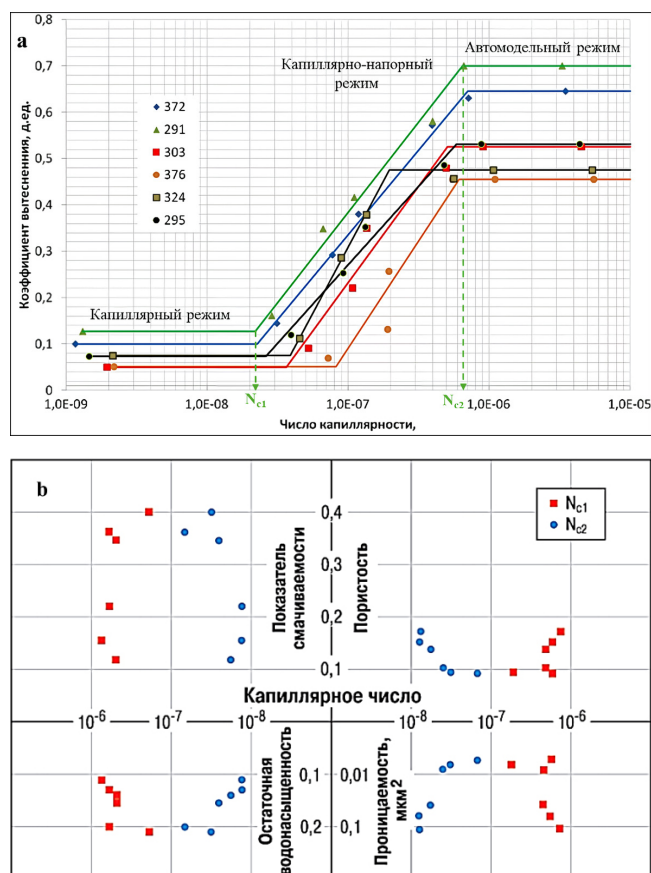


Рис. 1. а – Зависимости коэффициента вытеснения от капиллярного числа; б – Зависимость критических значений капиллярных чисел от параметров керна.

Формулы (1) и (2) представляют количественную меру технологического эффекта вытеснения нефти водой, а не при ASP-заводнении или при других модификациях закачки в пласт жидких растворов химреагентов. Для этих целей разработаны универсальные формулы, оценивающие изменения коэффициента вытеснения и её прироста, представленного в исследованиях, указанных ниже (Шахвердиев, Мандрик, 2007; Шахвердиев, 2014).

Химическое заводнение

Химические методы увеличения нефтеотдачи являются наиболее важными компонентами всей системы повышения нефтеотдачи и широко используются на многих нефтяных месторождениях мира. Они играют важную роль в доизвлечении остаточной нефти после заводнения (как третичные методы повышения нефтеотдачи). Поэтому особенно важно анализировать зависимость остаточной нефтенасыщенности от капиллярного числа (кривую вытеснения) при химическом заводнении (Мо Цзяли и др., 2024).

Исходя из общепринятых формул для капиллярного числа (1) при использовании химического заводнения увеличение значений N_c достигается путём уменьшения межфазного натяжения или увеличением вязкости вытесняющей жидкости. Из-за различий в пластовых условиях (свойств нефти, воды и породы) эффективность используемых методов увеличения нефтеотдачи сильно различается. Химическое заводнение включает следующие технологии: заводнение полимером, заводнение ПАВ, заводнение щелочью и заводнение бинарными соединениями (заводнение щелочь/полимер, полимер/ПАВ, щелочь/ПАВ) и ASP заводнение (щелочь/ПАВ/полимер) и т. д.

Среди вышеперечисленных методов добычи нефти полимерное заводнение является эффективным способом увеличения нефтеотдачи. Кроме того, полимерное заводнение хорошо подходит для всех геолого-промысловых условий большинства нефтяных месторождений. Благодаря простоте и экономичности технология широко применяется в Китае. Хотя многие блоки большинства месторождений уже находятся на стадии высокой обводнённости, но остаточная нефтенасыщенность всё ещё составляет порядка 65% (Михайлов, 1982). Для доизвлечения

остаточной нефти необходимо обоснование технологий третичных методов повышения нефтеотдачи, адекватных структуре остаточной нефти. Полимерное заводнение позволяет доизвлекать остаточную нефть и увеличивать коэффициент нефтеотдачи после заводнения более, чем на 10% (рис. 2).

Заводнение ПАВ

Принято считать, что основной функцией поверхностно-активных веществ (ПАВ) является снижение межфазного натяжения на границе раздела нефть-вода до сверхнизкого уровня ($\leq 10^{-3}$ мН/м) (Liu et al., 2017) и изменение смачиваемости пласта за счёт адсорбции молекул на границах раздела нефть-вода-порода. Таким образом, увеличиваются значения числа капиллярности и обеспечивается рост коэффициента извлечения. Считается, что при обычном заводнении величина капиллярного числа составляет около 10^{-7} (Михайлов, 1985). Для снижения остаточной нефтенасыщенности с 65% до 30% (и менее) необходимо увеличить капиллярное число на 3–4 порядка (Chatzis, Morrow, 1984; Foster, 1973). В реальных промысловых условиях очень трудно увеличить вязкость и скорость вытеснения, поэтому обычно снижают межфазное натяжение на 3–4 порядка.

Имеющийся промысловый опыт повышения нефтеотдачи в Китае показал, что заводнение ПАВ может значительно повысить нефтеотдачу даже без достижения сверхнизкого межфазного натяжения. Например, комбинация 0,4% раствора нефтяного сульфоната и раствора полимера использовалась на нефтяном месторождении Шэнли в Китае, при этом межфазное натяжение не достигало сверхнизкого уровня, но коэффициент извлечения, тем не менее, увеличился примерно на 18%. Лабораторные эксперименты показали аналогичный результат.

С использованием нафтенового арилсульфоната (NAS) и солеустойчивого полиакриламида (КУРАМ) для формирования композитной системы заводнения полимер-ПАВ были проведены лабораторные эксперименты по заводнению керна (Gong et al., 2020; Zhan et al., 2021). На рисунке 3(а) путем удлинения линии при низкой и высокой концентрации парафиновой нефти получена точка пересечения, представляющая собой максимальную способность солюбилизации. Не достигая максимальной

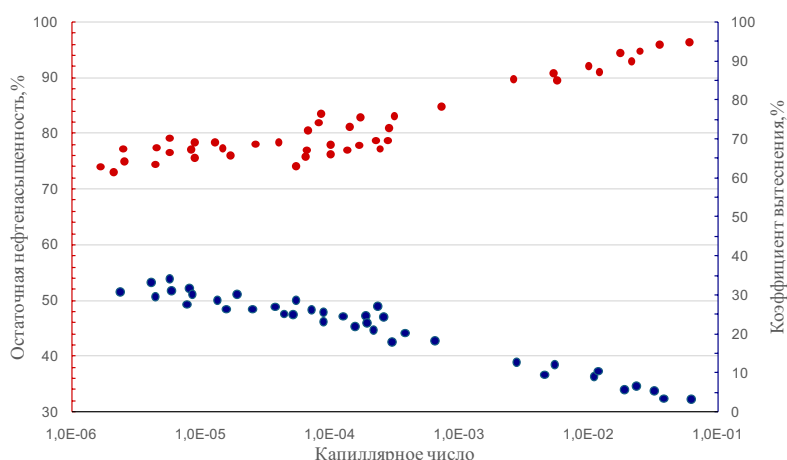


Рис. 2. Зависимость между капиллярным числом, остаточной нефтенасыщенностью и коэффициентом вытеснения (керна месторождения Дацин, Китай)

степени солубилизации, мицеллы NAS могут еще больше солубилизовать некоторое количество парафиновой нефти, и такие мицеллы называются «набухающими мицеллами» (Tehrani-Bagha et al., 2012). Способность набухания мицелл необходимо учитывать при химическом заводнении, особенно в экспериментах с достаточно низкими концентрациями ПАВ. Как показано на рисунке 3(с), при соответствующей концентрации поверхностно-активного вещества межфазное натяжение не достигает сверхнизкого значения, но из рисунков 3(д) и 3(е) видно, что все коэффициенты извлечения превышают значение в 24%. Следует отметить, что при увеличении концентрации ПАВ от 0,1% до 1,0% межфазное натяжение сначала уменьшается, а затем увеличивается (рис. 3(ф)), тем не менее коэффициент вытеснения линейно увеличивается с увеличением концентрации ПАВ. Результаты вышеприведенных лабораторных экспериментов показывают, что сверхнизкое межфазное натяжение не является необходимым условием повышения нефтеотдачи. Следовательно, при практическом использовании, даже если не достигнуто сверхнизкое межфазное натяжение, дополнительное количество нефти может быть получено. Для повышения коэффициента извлечения возможно повышение степени солубилизации путём увеличения

концентрации поверхностно-активного вещества в заданном диапазоне.

В процессе химического заводнения смачиваемость коллектора также может быть изменена путем добавления поверхностно-активных.

Среди коллекторов с различной смачиваемостью слабогидрофильный коллектор имеет самый высокий коэффициент извлечения нефти (КИН).

В лабораторных экспериментах по вытеснению нефти из керна системой 0,06% DTAB (додецилтриметиламмония бромид) исходная гидрофильная смачиваемость поверхности керна изменилась на нейтральную, диапазон двухфазной зоны на кривых относительной фазовой проницаемости увеличился, а соответствующая подвижность нефти при той же водонасыщенности возросла. По мере увеличения гидрофильности адгезионное взаимодействие между каплями нефти и поверхностью породы постепенно снижается, и нефть легче вытесняется, так как в гидрофильном керна капиллярные силы способствуют интенсификации фильтрации нефти (рис. 4) (Deng et al., 2022).

Наоборот, при постоянном увеличении гидрофобности внутриводной поверхности керна нефть будет более прочно адсорбироваться на внутренней поверхности

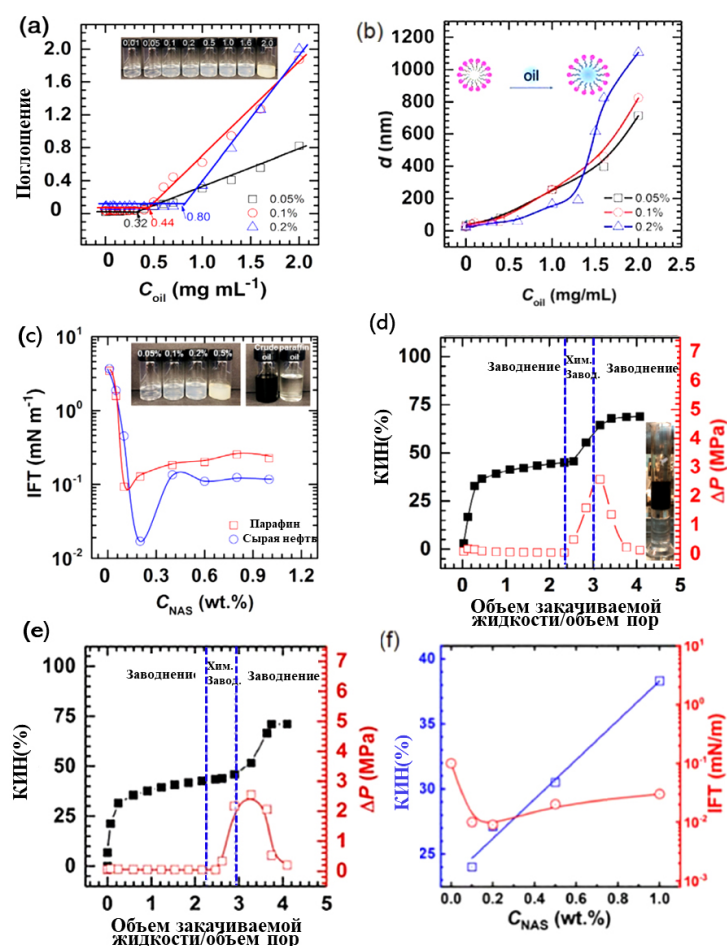


Рис. 3. а – Изменение абсорбции и б – размера NAS в 0,05%, 0,1% и 0,2% растворах NAS в зависимости от содержания парафинов в модельной парафиновой (белой) нефти; с – динамическое межфазное натяжение раствора NAS/белая нефть и NAS/природная (сырая) нефть при различных концентрациях NAS; коэффициент извлечения и давление вытеснения соответственно 0,1% (д) и 1,0% (е), раствор NAS в 0,24% растворе полимера; ф – взаимосвязь коэффициента извлечения и межфазного натяжения в зависимости от концентрации NAS. Модель воды представляет собой раствор NaCl с концентрацией 14000 мг/л, температура всех экспериментов составляет 40°.

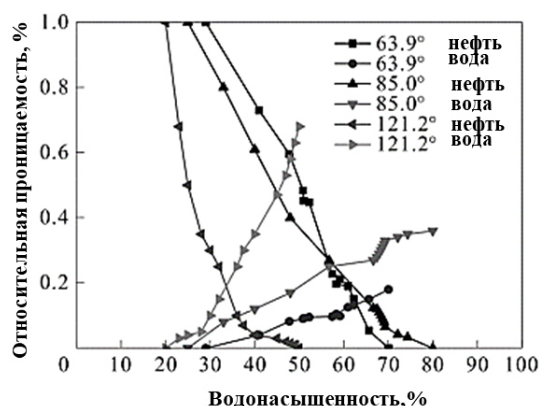


Рис. 4. Кривые относительной фазовой проницаемости при заводнении ПАВ для различных краевых углов смачивания

пор, а относительная проницаемость для нефтяной фазы продолжит снижаться. В гидрофобных породах вода распределяется в центре пор породы в виде капель. Сложнопостроенная структура пор негативно влияет на вытеснение остаточной нефти, поскольку диаметр капель остаточной нефти будет превышать диаметр пор (Rücker et al., 2020).

Полимерное заводнение

Поскольку на большинстве нефтяных месторождений невозможно значительно увеличить градиент давления в межскважинной области, то принято считать, что в межскважинном пространстве градиент давления остается практически постоянным. Увеличение градиента давления возможно лишь в небольших по размеру околоскважинных зонах, что повышает эффективность локального вытеснения нефти из этих зон, но практически не влияет на эффективность вытеснения в масштабах всего пласта. Соответственно, рост градиента давления нельзя использовать в качестве механизма повышения нефтеотдачи для пласта в целом (Михайлов, 1985).

Увеличение эффективности вытеснения нефти при полимерном заводнении возможно только за счёт микроскопических сил. В пласте действует множество микроскопических сил, но из них только те микроскопические силы, которые не увеличивают макро-градиент давления, могут объяснить механизм действия вязкоупругой жидкости на повышение нефтеотдачи пластов.

Линии тока и микроскопические силы, создаваемые различными жидкостями, могут изменяться лишь при условии, что макросилы остаются в пласте неизменными. При полимерном заводнении, даже при неизменном градиенте давления, будут изменяться направление и величина этих микроскопических сил. Это обстоятельство принципиально отличает действия микроскопических сил при обычном заводнении. Изменение (как правило, увеличение) микроскопических сил, действующих на скопления нефти, приводит к деформации этих скоплений, изменению их формы и к последующей миграции остаточной нефти (Михайлов, 1992).

Свойства вязкости и эластичности жидкости влияют на линии тока и микроскопические силы, контролируемые их геометрию. Экспериментально доказано, что эластичность раствора полимера оказывает большее влияние

на микроскопические линии тока, чем его вязкость (месторождение Дацин, Китай). Поэтому в большинстве случаев рассматривается только влияние эластичности полимерной вытесняющей жидкости на эффективность вытеснения нефти (Yan et al., 2022; Song et al., 2022).

Результаты керновых экспериментов показали, что раствор вязкоупругого полимера может улучшить эффективность вытеснения нефти и снизить остаточную нефтенасыщенность за счет эффектов вязкоупругой жидкости, а именно эффекта Вайсенберга, вызванного растягиванием цепи молекул, и расширения струи вязкоупругого полимера в поровом пространстве из-за первой разности нормальных напряжений (Wang et al., 2001).

Влияние эластичности раствора полиакриламида (ПАА) с относительной молекулярной массой $1,8 \times 10^7$ и величины капиллярного числа на эффективность вытеснения нефти в слабо-олеофильно однородных искусственных кернах (индекс смачиваемости нефтью 0,64, индекс смачиваемости водой 0,4) показано на рисунке 5 (Wu, Wang, 2011).

Все три эксперимента (рис.5 а, b, c) показывают, что эластичность полимерного раствора может повышать эффективность вытеснения нефти и снижать остаточную нефтенасыщенность в широком диапазоне значений капиллярного числа.

ПАВ-полимерное заводнение

ПАВ-полимерное заводнение является одним из базовых методов химического заводнения на крупных нефтяных месторождениях. Общая схема реализации заключается в закачке смеси полимера и поверхностно-активного вещества в пласт с определенной скоростью. При химическом заводнении полимеры используются для увеличения коэффициента охвата, а ПАВ — для увеличения эффективности вытеснения нефти и повышения нефтеотдачи. В процессе приготовления ПАВ-полимерной смеси её компоненты неизбежно взаимодействуют и формируют новые свойства.

При вытеснении нефти из неоднородных коллекторов коэффициент извлечения нефти растёт с увеличением вязкости раствора полимера. При увеличении вязкости раствора до определенного значения темп роста коэффициента извлечения нефти остается постоянным, т. е. существует критическая вязкость. Для достижения оптимального вытеснения после заводнения межфазное натяжение должно быть снижено до 10^{-3} мН/м (Chatzis, Morrow, 1984; Foster, 1973). В большинстве пластов межфазное натяжение физически не может достичь этого значения (или достижение этого значения нерентабельно). В системе ПАВ-полимерного заводнения, благодаря синергетическому эффекту полимера и ПАВ, оптимальное извлечение нефти может быть достигнуто и без снижения межфазного натяжения до сверхнизких значений (An et al., 2022).

Влияние капиллярного числа на коэффициент нефтеизвлечения при использовании системы ПАВ-полимерного заводнения в неоднородных коллекторах было изучено с помощью лабораторных экспериментов. В качестве полимера выбран ПАА, в качестве ПАВ комплексная система, состоящая из персульфата калия (KPS) и анионно-неионогенного ПАВ YG210-10 (Li et al., 2014) (рис. 6).

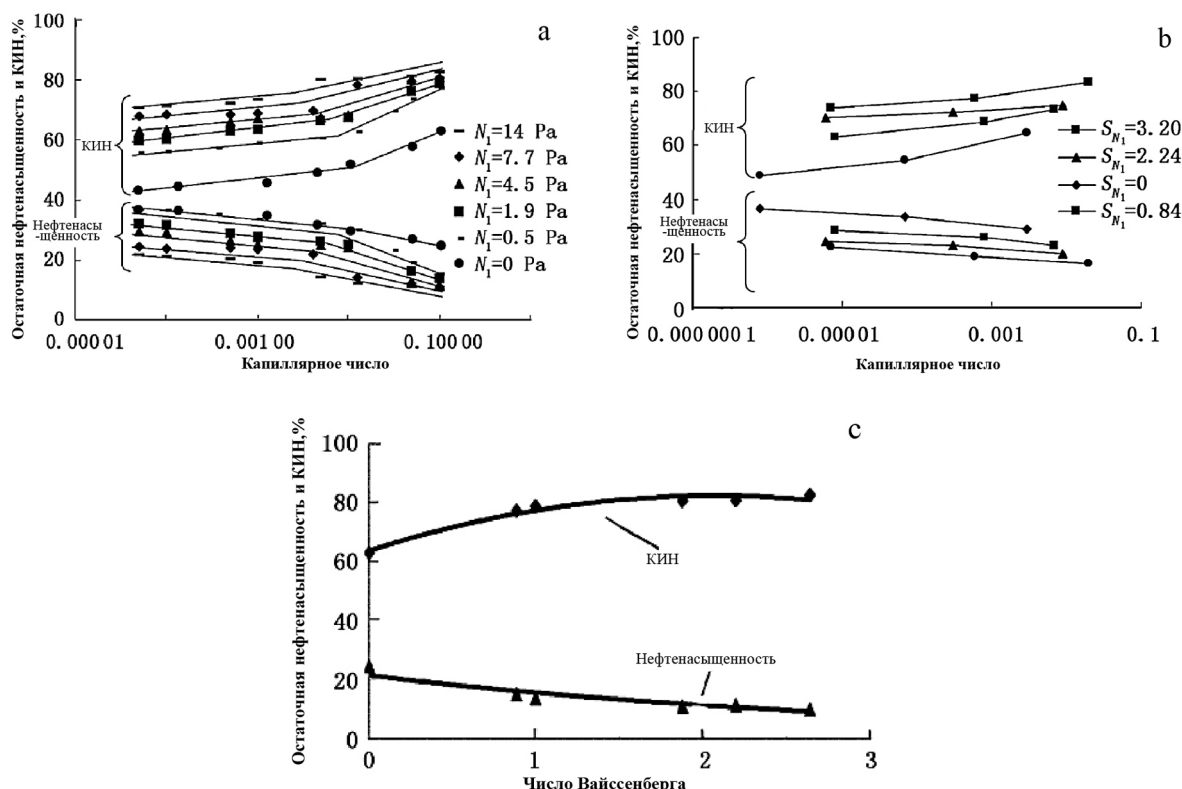


Рис. 5. Влияние эластичности полиакриламида (ПАА) и величины капиллярного числа (или числа Вайссенберга) на коэффициент вытеснения (КИН) и остаточную нефтенасыщенность: эластичность раствора характеризуется: а – первой разностью нормальных напряжений (N_1); б – наклоном отношения между первым нормальным напряжением и скоростью сдвига S_{N_1} ; с – числом Вайссенберга.

Схема на рисунке 6 показывает, что для неоднородных коллекторов на карте коэффициента извлечения имеются две характерные области. Согласно классической теории капиллярного числа (уравнение 1), чем выше вязкость вытесняющей фазы или ниже межфазное натяжение (то есть чем больше капиллярное число), тем больше коэффициент вытеснения. Но капиллярное число, соответствующее области II, как правило, больше, чем в области I, в то же время полученное приращение коэффициента извлечения в области II несколько меньше, чем в области I. Из этого следует, что максимальные значения капиллярного числа в неоднородном коллекторе не дают максимального

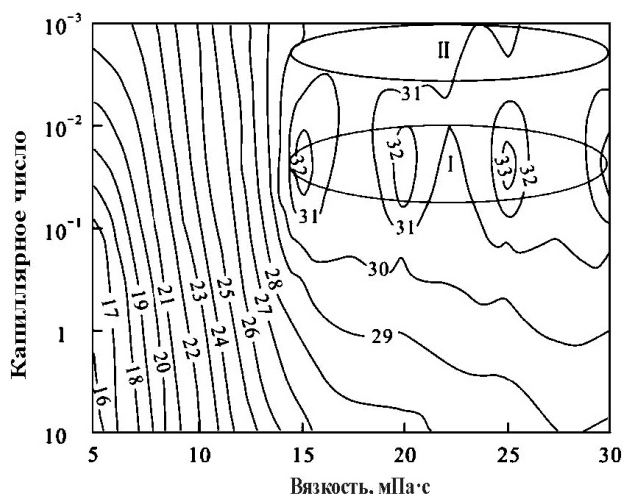


Рис. 6. Карта приращения КИН в системе ПАВ-полимерного заводнения

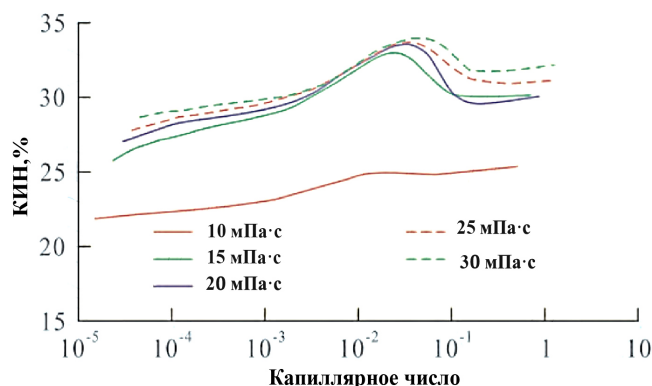


Рис. 7. Зависимость между капиллярным числом и приращением КИН в системе ПАВ-полимерного заводнения

коэффициента извлечения остаточной нефти и соответственно, добавленной стоимости.

Из рисунка 7 видно, что при увеличении капиллярного числа до 10^{-2} достигнуто максимальное приращение коэффициента извлечения нефти (КИН). При капиллярном числе 10^{-2} и значениях вязкости 15, 20, 25 и 30 мПа·с приращение значения КИН мало отличается. При капиллярном числе порядка 10^{-2} , вязкости 15, 20, 25 и 30 мПа·с прирост коэффициента извлечения нефти незначителен. Учитывая стоимость композиции, при вязкости 15 мПа·с, межфазном натяжении $1,865 \times 10^{-2}$ мН/м и соответствующем капиллярном числе $1,975 \times 10^{-2}$ эффект вытеснения нефти наилучший, и это значение капиллярного числа можно считать оптимальным.

ASP заводнение

Технология ASP-заводнения (alkaline-surfactant-polymer flooding) представляет собой разновидность технологии добычи нефти, в которой для повышения нефтеотдачи используется комплексная система химического заводнения, состоящая из щелочи, поверхностно-активного вещества и полимера. Эффект достигается за счет увеличения вязкости вытесняющей жидкости, увеличения вытесняемого объема и снижения межфазного натяжения между нефтью и водой. Суть технологии заключается в замене ПАВ более дешёвой щелочью, что снижает необходимое количество и потери ПАВ и полимера. Кроме того, щелочь реагирует с органической кислотой в природной нефти с образованием мыла нефтяной кислоты. Это увеличивает содержание поверхностно-активных веществ и дополнительно улучшает эффективность вытеснения нефти (Ху, 2019; Ji, 2012).

Катионы щелочного раствора полимера снижают вязкость полимера за счёт экранирования электрического заряда на границе раздела фаз. Кроме того, щёлочь способствует гидролизу амидной группы в полимерной цепи, это увеличивает отрицательный заряд в молекулярной цепи и увеличивает электростатическое отталкивание между и внутри молекул. Таким образом, молекулярная цепь полимера изменяется с более закрученного состояния к растянутому состоянию, вязкость раствора полимера при этом увеличивается. Считается, что эффект экранирования заряда играет доминирующую роль в вышеуказанных процессах (Li et al., 2012).

На рисунке 8 дано сравнение остаточной нефтенасыщенности в зависимости от капиллярного числа для трёх различных систем ASP (8a) и показана зависимость нефтеотдачи от капиллярного числа (8b). По реологии система

глицерина относится к вязкой системе, а система НРАМ и ксантановой камеди – к вязкоупругой системе. Из кривых на рисунке 8 видно, что коэффициент вытеснения для системы щелочь-ПАВ-НРАМ является самым высоким из рассмотренных трёх систем. Разница коэффициентов вытеснения двух различных вязкоупругих систем невелика, а коэффициент вытеснения глицериновой системы выше. Это указывает на то, что для полимерных систем, помимо вязкости, значительный вклад в увеличение нефтеотдачи и снижение остаточной нефтенасыщенности вносит также эластичность этих систем. При сравнении положения точек перегиба на трёх кривых (рис. 8b) видно, что капиллярное число в точке перегиба системы щелочь-ПАВ-НРАМ является минимальным. Это показывает, что система щелочь-ПАВ-НРАМ имеет более высокую вязкоупругость, соответственно, коэффициент извлечения выше (Jiang, 2004).

Заключение

1. В процессе обычного заводнения выделены три различных режима формирования остаточной нефтенасыщенности: капиллярный, капиллярно-напорный и авто-модельный, и выявлены два критических значения числа капиллярности (порог мобилизации и порог вытеснения), разделяющие эти режимы, которые варьируются при изменении фильтрационно-ёмкостных и поверхностных свойств пласта.

2. При химическом заводнении снижение остаточной нефтенасыщенности и увеличение коэффициента вытеснения происходят за счёт роста значений капиллярного числа.

3. Кривые капиллярного вытеснения для различных технологий химического заводнения различны, каждая имеет свою особую точку перегиба, характеризующую минимальную остаточную нефтенасыщенность, без достижения максимального значения капиллярного числа.

4. Дополнительное количество остаточной нефти может быть извлечено в определённом диапазоне капиллярных чисел даже при условии, если не будут достигнуты сверхнизкие значения межфазного натяжения, за счет увеличения концентрации поверхностно-активного вещества.

5. Выявлены факторы повышения эффективности довытеснения остаточной нефти из пласта при полимерном заводнении: эффект Вайсенберга и расширение объёма полимера из-за первой разности нормальных напряжений. 6. Высокое нефтеизвлечение при полимерном ПАВ-заводнении может быть достигнуто без достижения сверхнизкого межфазного натяжения благодаря синергетическому эффекту взаимодействия полимера и ПАВ. При этом существует оптимальное капиллярное число.

7. Максимальный технологический эффект при ASP-заводнении достигается в результате синергетического эффекта увеличения вязкости вытесняющей жидкости, снижения межфазного натяжения между фазами и, как следствие, увеличения вытесняемого объёма нефти, а её количественная оценка производится формулами, представленными в исследованиях (Шахвердиев, Мандрик, 2007; Шахвердиев, 2014; Azizaga, Shakhverdiev, 2024).

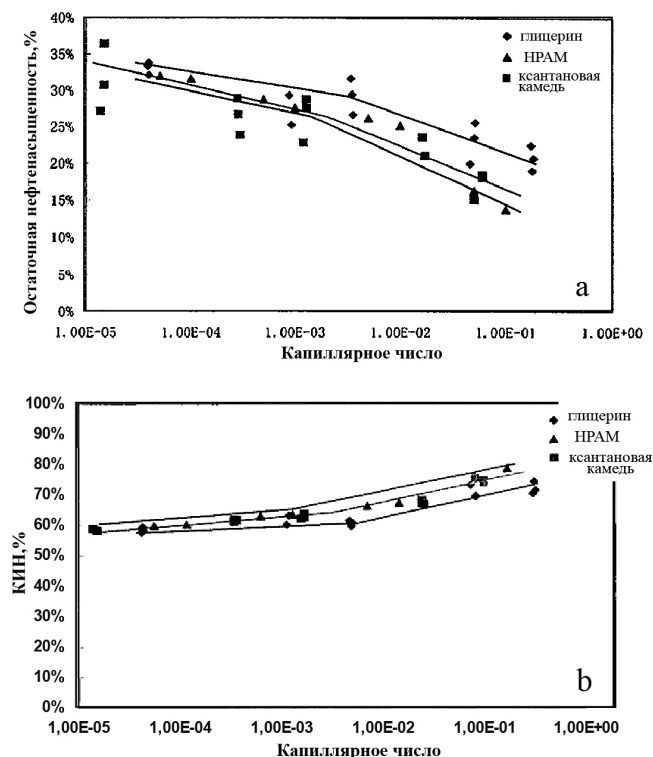


Рис. 8. Кривая капиллярного вытеснения для различных систем ASP (щелочь-NaOH, ПАВ-ORS41, полимеры: глицерин/НРАМ/ксантановая камедь)

Финансирование

Работа выполнена в соответствии с Госзаданием Минобрнауки Рег. № FMME-2025-0010 Рег. № НИОКТР (РОСРИД) 125020501404-4.

Литература

Мелехин С.В., Михайлов Н.Н. (2015). Экспериментальное исследование мобилизации остаточной нефти при заводнении карбонатных коллекторов. *Нефтяное хозяйство*, 8, с. 72–76.

Михайлов Н.Н. (1985). К методике оценки прироста нефтеотдачи за счет воздействия на призабойную зону и на пласт в целом. *Сб.: Геолого-геофизические исследования при физико-химических и термических методах повышения нефтеотдачи. Тр.МИНГ*, вып. 191.

Михайлов Н.Н. (1992). Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. М.: Недра, 240 с.

Михайлов Н.Н. (2011). Петрофизическое обеспечение новых технологий доизвлечения остаточной нефти из техногенно измененных залежей. *Каротажник*, 7(205), с. 126–137.

Михайлов Н.Н., Высоковская Е.С. (1982). Прогноз остаточного нефтенасыщения по данным изучения динамики проникновения фильтра глинистого раствора в пласт. *Сб.: Усовершенствование методов изучения месторождений с целью увеличения нефтеотдачи пластов*. М.: Недра, с. 85–101.

Михайлов Н.Н., Глазова В.И., Высоковская Е.С. (1983). Прогноз остаточного нефтенасыщения при проектировании методов воздействия на пласт и призабойную зону. Научно-технич. обзор. М.: ВНИИОЭНГ, серия: Нефтепромысловое дело, вып. 22(71), 71 с.

Михайлов Н.Н., Мелехин С.В. (2021). Коэффициент вытеснения нефти водой при переменных значениях капиллярного числа. *Нефтяное хозяйство*, 4, с. 62–66. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-4-62-66

Мо Цзяли, Михайлов Н.Н., Хэнян Ван (2024). Влияние микроструктуры коллектора на состояние остаточной нефти по данным релаксометрии ядерно-магнитного резонанса. *Георесурсы*, 26(1), с. 100–108. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.1.8>

Шахвердиев А.Х. (2014). Ещё раз о нефтеотдаче. *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 44–48.

Шахвердиев А.Х., Мандрик И.Э. (2007). Влияние технологических особенностей добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на коэффициент извлечения нефти. *Нефтяное хозяйство*, 6, с. 76–79.

An Y, Yao X, Zhong J, Pang S, Xie H. (2022). Enhancement of oil recovery by surfactant-polymer synergy flooding: A review. *Polymers and Polymer Composites*, 30. DOI: 10.1177/09673911221145834

Chatzis I., Morrow N.R. (1984). Correlation of Capillary Number Relationships for Sandstone. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 24(05), pp. 555–562. DOI: 10.2118/10114-pa

Chatzis I., Kuntamukkula M.S., and N.R. Morrow (1988). Effect of Capillary Number on the Microstructure of Residual Oil in Strongly Water-Wet Sandstones. *SPE Res Eng*, 3, pp. 902–912. <https://doi.org/10.2118/13213-PA>

Deng Chao, Hou Baofeng, Yang Xiwu, etc. (2022). The Mechanism of Surfactants Changing Reservoir Wettability and Enhancing Recovery. *Contemporary Chemical Industry*, 51(04), pp. 757–761+765. (In Chinese) DOI: 10.13840/j.cnki.cn21-1457/tq.2022.04.025

Foster W.R. (1973). A Low-Tension Waterflooding Process. *J Pet Technol*, 25, pp. 205–210. <https://doi.org/10.2118/3803-PA>

Gong L., Liao G., Luan H., Chen Q., Nie X., Liu D., & Feng Y. (2020). Oil solubilization in sodium dodecylbenzenesulfonate micelles: New insights into

surfactant enhanced oil recovery. *Journal of Colloid and Interface Science*, 569, pp. 219–228. doi: 10.1016/j.jcis.2020.02.083

Guo, H., Song, K., & Hilfer, R. (2022). A brief review of capillary number and its use in capillary desaturation curves. *Transport in Porous Media*, 144(1), pp. 3–31. <https://doi.org/10.1007/s11242-021-01743-7>

Jiang Haifeng (2004). Experimental research on the influence of capillary number on the displacement effect of ASP flooding under different conditions. Daqing Petroleum Institute. (In Chinese)

Li Kanyun, Li Cuiping, Zhao Guang et al. (2014). Experiment on reasonable capillary number for binary compound flooding in heterogeneous reservoir. *PGRE*, 21(1), pp. 87–91. (In Chinese) DOI: 10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2014.01.022

Li Mingyan, Lu Xiangguo, Sun Gang et al. (2012). Study on Viscosity and Interfacial Tension of Compound Surfactant Ternary Compound System. *Oilfield Chemistry*, 29(03), pp. 326–330. (In Chinese) DOI: 10.19346/j.cnki.1000-4092.2012.03.017

Rücker, M., Bartels, W. B., Garfi, G., Shams, M., Bultreys, T., Boone, M., ... & Luckham, P. F. (2020). Relationship between wetting and capillary pressure in a crude oil/brine/rock system: From nano-scale to core-scale. *Journal of colloid and interface science*, 562, pp. 159–169. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2019.11.086>

Tehrani-Bagha A.R., Singh R.G., & Holmberg K. (2012). Solubilization of two organic dyes by cationic ester-containing gemini surfactants. *Journal of Colloid and Interface Science*, 376(1), pp. 112–118. DOI: 10.1016/j.jcis.2012.02.016

Wu Wenxiang, Wang Demin (2011). Research on polymer viscoelasticity to improve oil displacement efficiency. *Journal of China University of Petroleum (Natural Science Edition)*, 35(05), pp. 134–138. (In Chinese)

Zhan F., Gong L., Luan H., Chen Q., Liao G., & Feng Y. (2021). Enhancing Oil Recovery by Low Concentration of Alkylaryl Sulfonate Surfactant without Ultralow Interfacial Tension. *Journal of Surfactants and Detergents*, 24(4), pp. 669–681. DOI: 10.1002/jsde.12488

Сведения об авторах

Мо Цзяли – аспирант, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, пр. Ленинский, д. 65

e-mail: mojiali111@gmail.com

Николай Нилович Михайлов – доктор тех. наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, гл. научн. сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, Москва, 119333, ул. Губкина, д. 3

e-mail: folko200@mail.ru

Статья поступила в редакцию 14.09.2024;

Принята к публикации 28.02.2025;

Опубликована 20.09.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Effect of capillary number on the residual oil saturation during chemical flooding

Mo Jiali¹, N.N. Mikhailov^{1,2*}

¹National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russian Federation

²Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Nikolai N. Mikhailov, e-mail: folko200@mail.ru

Abstract. The paper presents experimental results of studying capillary displacement curves in chemical methods of enhancing oil recovery. The analysis of the theory of capillary number and changes in this parameter in chemical methods of enhancing oil recovery is carried out. The results of studies of capillary displacement curves are analyzed, and general patterns and features of the behavior of these curves in various experimental conditions are revealed. The analysis showed that with a change in formation wettability, porosity, permeability, and pore structure, the capillary displacement curves change. Under changing formation conditions, classical capillary displacement curves previously obtained in the course of basic experiments do not allow predicting residual oil saturation, and in addition, the maximum oil recovery does not correspond to the maximum values of capillary numbers. In the practice of oil field development, there is no need to use high concentrations of surfactants to reduce the surface tension to an ultra-low level. Addition of polymer, and alkali (in appropriate concentration) provides high oil recovery due to interaction of surfactants, polymer and alkali. Currently, in China, ASP flooding technology (alkaline-surfactant-polymer flooding – alkaline flooding and combined use of alkali, surfactant, and polymer) is the most effective method of enhancing oil recovery in flooded oil fields and gives good results. Therefore, it is necessary to study the micromechanisms of residual oil mobility and filtration. Studies of the capillary displacement curve, considering the structure of the reservoir and its basic filtration characteristics, are of decisive importance in the development of oil fields in China, and these curves can also be used in world practice as a basis for enhancing oil recovery.

Keywords: the curves of capillary displacement, EOR, capillary number, ultra-low interfacial tension types

Recommended citation: Mo J., Mikhailov N.N. (2025). Effect of capillary number on the residual oil saturation during chemical flooding. *Georesursy = Georesources*, 27(3), pp. 233–242. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.20>

Acknowledgements

The work was carried out in accordance with the State Assignment of the Ministry of Education and Science of the Russian Federation No. FMME-2025-0010 R&D Reg. No. (ROSRID) 125020501404-4.

References

- An Y., Yao X., Zhong J., Pang S., Xie H. (2022). Enhancement of oil recovery by surfactant-polymer synergy flooding: A review. *Polymers and Polymer Composites*, 30. DOI: 10.1177/09673911221145834
- Chatzis I., Morrow N.R. (1984). Correlation of Capillary Number Relationships for Sandstone. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 24(05), pp. 555–562. DOI: 10.2118/10114-pa
- Chatzis I., Kuntamukkula M.S., and N.R. Morrow (1988). Effect of Capillary Number on the Microstructure of Residual Oil in Strongly Water-Wet Sandstones. *SPE Res Eng*, 3, pp. 902–912. <https://doi.org/10.2118/13213-PA>
- Deng Chao, Hou Baofeng, Yang Xiwu, etc. (2022). The Mechanism of Surfactants Changing Reservoir Wettability and Enhancing Recovery. *Contemporary Chemical Industry*, 51(04), pp. 757–761+765. (In Chinese) DOI: 10.13840/j.cnki.cn21-1457/tq.2022.04.025
- Foster W.R. (1973). A Low-Tension Waterflooding Process. *J Pet Technol*, 25, pp. 205–210. <https://doi.org/10.2118/3803-PA>
- Gong L., Liao G., Luan H., Chen Q., Nie X., Liu D., & Feng Y. (2020). Oil solubilization in sodium dodecylbenzenesulfonate micelles: New insights into surfactant enhanced oil recovery. *Journal of Colloid and Interface Science*, 569, pp. 219–228. doi: 10.1016/j.jcis.2020.02.083
- Guo, H., Song, K., & Hilfer, R. (2022). A brief review of capillary number and its use in capillary desaturation curves. *Transport in Porous Media*, 144(1), pp. 3–31. <https://doi.org/10.1007/s11242-021-01743-7>
- Jiang Haifeng (2004). Experimental research on the influence of capillary number on the displacement effect of ASP flooding under different conditions. Daqing Petroleum Institute. (In Chinese)
- Li Kanyun, Li Cuiping, Zhao Guang et al. (2014). Experiment on reasonable capillary number for binary compound flooding in heterogeneous reservoir. *PGRE*, 21(1), pp. 87–91. (In Chinese) DOI: 10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2014.01.022
- Li Mingyan, Lu Xiangguo, Sun Gang et al. (2012). Study on Viscosity and Interfacial Tension of Compound Surfactant Ternary Compound System. *Oilfield Chemistry*, 29(03), pp. 326–330. (In Chinese) DOI: 10.19346/j.cnki.1000-4092.2012.03.017
- Melekhin S.V., Mikhailov N.N. (2015). Experimental study of residual oil mobilization during waterflooding of carbonate reservoirs. *Neftyanoe khozyaystvo*, 8, pp. 72–76. (In Russ.)
- Mikhailov N.N. (1985). On the methodology for assessing oil recovery by influencing the bottomhole zone and the reservoir as a whole. *Coll. papers: Geological and geophysical studies with physicochemical and thermal methods of enhancing oil recovery. Tr.MING*, vol. 191. (In Russ.)
- Mikhailov N.N. (1992). Residual oil saturation of developed formations. Moscow: Nedra, 240 p. (In Russ.)
- Mikhailov N.N. (2011). Petrophysical support for new technologies for additional recovery of residual oil from technogenically altered deposits. *Karotazhnik*, 7(205), pp. 126–137. (In Russ.)
- Mikhailov N.N., Vysokovskaya E.S. (1982). Forecasting Residual Oil Saturation Based on a Study of the Dynamics of Clay Mud Filtrate Penetration into the Reservoir. *Coll. papers: Improving Field Study Methods to Enhance Oil Recovery*. Moscow: Nedra, pp. 85–101. (In Russ.)
- Mikhailov N.N., Glazova V.I., Vysokovskaya E.S. (1983). Forecasting Residual Oil Saturation in Designing Reservoir and Borehole Zone Stimulation Methods. Scientific and Technical Review. Moscow: VNIIOENG, ser.: Neftepromyslovoe delo, vol. 22(71), 71 p. (In Russ.)
- Mikhailov N.N., Melekhin S.V. (2021). The coefficient of oil displacement by water at variable values of capillary number. *Neftyanoe khozyaystvo*, 4, pp. 62–66. (In Russ.) DOI: 10.24887/0028-2448-2021-4-62-66
- Mo J., Mikhailov N.N., Wang H. (2024). Influence of Reservoir Microstructure on the State of Residual Oil According to Nuclear Magnetic Resonance (NMR) Spectroscopy. *Georesursy = Georesources*, 26(1), pp. 100–108. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.1.8>
- Rücker, M., Bartels, W. B., Garfi, G., Shams, M., Bultreys, T., Boone, M., ... & Luckham, P. F. (2020). Relationship between wetting and capillary pressure in a crude oil/brine/rock system: From nano-scale to core-scale. *Journal of colloid and interface science*, 562, pp. 159–169. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2019.11.086>
- Shakhverdiev A.Kh. (2014). Once again about oil recovery. *Neftyanoe khozyaystvo*, 1, pp. 44–48. (In Russ.)
- Shakhverdiev A.Kh., Mandrik I.E. (2007). The influence of technological features of hard-to-recover hydrocarbon reserves production on the oil recovery factor. *Neftyanoe khozyaystvo*, 6, pp. 76–79. (In Russ.)
- Tehrani-Bagha A.R., Singh R.G., & Holmberg K. (2012). Solubilization of two organic dyes by cationic ester-containing gemini surfactants. *Journal of Colloid and Interface Science*, 376(1), pp. 112–118. DOI: 10.1016/j.jcis.2012.02.016
- Wu Wenxiang, Wang Demin (2011). Research on polymer viscoelasticity to improve oil displacement efficiency. *Journal of China University of Petroleum (Natural Science Edition)*, 35(05), pp. 134–138. (In Chinese)
- Zhan F., Gong L., Luan H., Chen Q., Liao G., & Feng Y. (2021). Enhancing Oil Recovery by Low Concentration of Alkylaryl Sulfonate Surfactant without Ultralow Interfacial Tension. *Journal of Surfactants and Detergents*, 24(4), pp. 669–681. DOI: 10.1002/jsde.12488

About the Authors

Jiali Mo – Graduate Student, National University of Oil and Gas “Gubkin University”

Build. 1, 65, Leninsky ave., Moscow, 119991, Russian Federation

e-mail: mojiali111@gmail.com

Nikolai N. Mikhailov – Dr. Sci. (Technical Sciences),
Professor, National University of Oil and Gas “Gubkin
University”; Chief Researcher, Institute of Oil and Gas
Problems of the Russian Academy of Sciences Build. 1, 65,
Leninsky ave., Moscow, 119991, Russian Federation
e-mail: folko200@mail.ru

*Manuscript received 14 September 2024;
Accepted 28 February 2025;
Published 20 September 2025*

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the
terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License
(<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Экспериментальные исследования фильтрации нефти при давлении ниже давления насыщения

И.И. Ибрагимов^{1*}, И.М. Индрупский², И.Р. Камалов¹, М.В. Янайкин¹

¹Альметьевский государственный технологический университет “Высшая школа нефти”, Альметьевск, Россия

²Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

В статье рассмотрены особенности исследования фильтрации газированной нефти при давлении ниже давления насыщения и методика выполнения специальных керновых исследований. Особое внимание уделено техническим и методологическим аспектам экспериментальных работ: требованиям к лабораторному оборудованию, дизайну экспериментов, подготовке рекомбинированных проб достаточного объема, интерпретации и анализу результатов исследований. Эксперименты проводились для двух литотипов пород-коллекторов на удлинённых керновых моделях (84 см) с использованием рекомбинированной модели пластовой нефти газосодержанием $\approx 50 \text{ м}^3/\text{м}^3$ и давлением насыщения ≈ 80 бар. По результатам исследований получены индикаторные кривые керновых моделей в диапазоне давлений отбора от 30 до 70 бар. Оценено снижение коэффициента продуктивности вследствие возникновения и развития двухфазной фильтрации нефти и газа. Результаты экспериментальных исследований проанализированы с учётом теоретических представлений об исследуемых процессах.

Ключевые слова: фильтрация, многофазная фильтрация, фильтрация нефти и газа, лабораторный эксперимент, газированная нефть, рекомбинированная проба, разгазирование, давление насыщения, разработка нефтяных месторождений

Для цитирования: Ибрагимов И.И., Индрупский И.М., Камалов И.Р., Янайкин М.В. (2025). Экспериментальные исследования фильтрации нефти при давлении ниже давления насыщения. *Георесурсы*, 27(3), с. 243–251. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.27>

Введение

Для всех нефтяных месторождений, независимо от технологий их эксплуатации на естественных режимах или с помощью искусственного поддержания пластового давления, характерны стадии снижения объёмов добычи нефти и роста обводнённости продукции добывающих скважин. На стадии падающей добычи и поздней стадии эксплуатации после обводнения добываемой продукции компании-операторы часто прибегают к снижению забойных давлений эксплуатируемых скважин ниже давления насыщения с целью поддержания дебита нефти за счет увеличения депрессии на пласт. Вопросы обоснования оптимальных забойных давлений при эксплуатации скважин с выделением растворенного газа рассматривались многими авторами и остаются актуальными в связи с разработкой объектов различного типа. Для их решения используют обобщение промысловых данных, специализированные гидродинамические исследования и численное моделирование (Муслимов и др., 1984; Иктисанов

и др., 2023; Иктисанов и др., 2019; Дьячков и др., 2023; Кордик и др., 2023).

Применение форсированных режимов эксплуатации скважин закономерно ведет к развитию трехфазной фильтрации в обводнившихся пропластках. При этом, ввиду слоистой неоднородности разрезов пластов для большинства объектов разработки, помимо трехфазной фильтрации обычно развивается и двухфазная фильтрация нефти и газа в необводнившихся интервалах. Целью данной работы является экспериментальное исследование форсированной двухфазной фильтрации нефти и газа при давлении ниже давления насыщения в условиях, характерных для призабойных зон скважин.

Фильтрация нефти при давлении ниже давления насыщения имеет важную особенность: газовая фаза появляется и увеличивает свою долю в потоке нефти по мере снижения порового давления. Следовательно, в рассматриваемой ситуации двухфазная фильтрация протекает при низких значениях газонасыщенности. Очевидно, что при эффективной системе поддержания пластового давления (ППД) двухфазная фильтрация нефти и газа протекает только в призабойных зонах скважин. Развитие газового режима вглубь пласта возможно только в случае неполной компенсации отборов системой ППД.

Снижение нефтенасыщенности коллектора в призабойной зоне скважины вследствие дегазации нефти ведет

* Ответственный автор: Ильдар Ильясович Ибрагимов
e-mail: ibragimovii@agni-rt.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

к снижению её фазовой проницаемости, следовательно, и к снижению коэффициента продуктивности скважины. При этом дебит скважины с увеличением депрессии закономерно возрастает.

Ввиду сказанного, экспериментальное изучение фильтрации нефти при давлении ниже давления насыщения имеет важное значение и требует проведения комплексных исследований, охватывающих не только разнообразие возможных режимов отбора нефти, но и многообразие литотипов пород-коллекторов рассматриваемого объекта. Такие исследования не являются типовыми и практически не представлены в литературе. При этом известно, что характер совместного течения нефти и газа и зависимость их фазовых проницаемостей от газонасыщенности в случае разгазирования существенно отличаются от определяемых в экспериментах по вытеснению или совместной стационарной фильтрации (Розенберг и др., 1969; Бриллиант и др., 2014; Лазеев и др., 2012; Nonapour et al., 1986). При выполнении таких специальных керновых исследований кроме кернового материала, также требуется качественная газированная модель пластовой нефти.

В данной статье рассматриваются методические особенности проведения таких исследований на примере экспериментов, выполненных для девонских пластов Ромашкинского месторождения. Исследования проводились на длинных керновых моделях для двух литотипов (песчаников и алевролитов) в широком диапазоне значений давления отбора ниже давления насыщения с использованием рекомбинированной пробы пластовой нефти.

Описание экспериментальной установки и подготовки фильтрационного эксперимента

Принципиальная схема фильтрационной установки приведена на рис. 1 (для лучшего восприятия на схеме не показана линия отбора флюидов с нижней части сепаратора, которая не использовалась). Нефть поступает в кернодержатель из колбы рекомбинации под действием плунжерного насоса. Двухцилиндровый плунжерный насос позволяет непрерывно поддерживать постоянный расход, либо постоянное давление на входе в кернодержатель. Система противодействия организована специальным образом с помощью визуального сепаратора, разделительных ёмкостей и газовых баллонов с азотом. Нефть из кернодержателя поступает в визуальный сепаратор для контроля объёмов, далее нефть собирается в две разделительные ёмкости-коллекторы объёмами 1000 мл каждая, что достаточно для непрерывной прокачки до 2000 мл флюидов. Объём разделительных ёмкостей должен вмещать объёмы прокачиваемой нефти и выделившегося газа при целевом давлении отбора. Целевое давление отбора в камере визуального сепаратора и двух разделительных ёмкостях-коллекторах создается с помощью одного из двух газовых баллонов.

Первый баллон с давлением выше давления насыщения (100–110 бар) используется для создания противодействия в исследованиях однофазной фильтрации. Второй баллон используется для создания системы противодействия в исследованиях двухфазной фильтрации. Заблаговременно до двухфазного эксперимента путем

стравливания лишнего газа во втором баллоне устанавливается целевое давление отбора (70, 50 или 30 бар).

Использование газовых баллонов, несмотря на определенные недостатки, оправдано и обладает преимуществами относительно управления системой противодействия автоматизированным плунжерным насосом: 1) не требуется дополнительный плунжерный насос; 2) легко поддерживается стабильное давление отбора, чего не всегда возможно достичь при использовании насоса.

Дизайн фильтрационного эксперимента включает следующую последовательность операций.

1. Подготовленные стандартные керновые образцы после оценки фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) насыщаются модельной водой в сатураторе.

2. Керновые образцы загружаются в кернодержатель в порядке убывания проницаемости (ОСТ 39-195-86, 1986). Увеличивается давление обжима с постепенным увеличением порового давления. Система опрессовывается в течение нескольких часов. Все дальнейшие операции проводятся при поддержании в керне пластовой температуры.

3. Оценивается проницаемость по воде при стационарной фильтрации на нескольких режимах (не обязательно).

4. Готовится рекомбинированная проба для насыщения керна нефтью.

5. Прокачивается около 10 поровых объемов нефти при низкой скорости фильтрации (в данной серии экспериментов – с расходом 6–12 мл/час). На этом этапе оценивается начальная нефтенасыщенность и остаточная водонасыщенность за счет контроля объёмов флюидов, вытекающих из керна, с помощью визуального сепаратора.

6. После насыщения керна нефтью проводится исследование однофазной фильтрации на стационарных режимах. В программу следует включать однофазную фильтрацию на высоких скоростях, чтобы извлечь подвижную остаточную воду до этапов исследования форсированных двухфазных режимов фильтрации. Довытеснение части капиллярно-защемленной остаточной воды при форсированных двухфазных режимах может привести к снижению остаточной водонасыщенности и влиять на фазовую проницаемость нефти, соответственно усложняя интерпретацию результатов экспериментов.

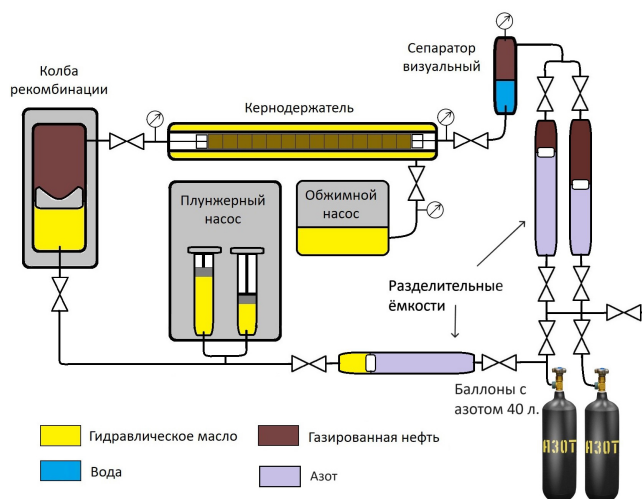


Рис. 1. Схема фильтрационной установки

7. Производится выдержка (старение) керна 24–48 часов.

8. Готовится рекомбинированная проба для исследования первого двухфазного режима.

9. Исследуется фильтрация нефти и газа при давлении нагнетания нефти (90 бар) и первом давлении отбора (70 бар).

10. Готовится рекомбинированная проба для исследования второго двухфазного режима.

11. Исследуется фильтрация нефти и газа при давлении нагнетания нефти (90 бар) и втором давлении отбора (50 бар).

12. Готовится рекомбинированная проба для исследования третьего двухфазного режима.

13. Исследуется фильтрация нефти и газа при давлении нагнетания нефти (90 бар) и третьем давлении отбора (30 бар).

На этапах 4, 8, 10, 12 проводится оценка давления насыщения модели пластовой нефти для контроля качества рекомбинированной пробы. Исследование проводится в колбе рекомбинации с помощью плунжерного насоса без каких-либо потерь объемов нефти. На этапах 9, 11, 13 до и после исследования двухфазного режима проводится исследование однофазной стационарной фильтрации с целью сопоставления результатов. При этом после исследования двухфазной фильтрации выход кернодержателя сначала закрывается, и поровое давление повышается до значений, превышающих давление насыщения на 10–20 бар, с целью снижения газонасыщенности керна до нуля. Далее проводится измерение продуктивности модели при однофазной фильтрации, и оценивается её восстановление после снижения давления отбора ниже давления насыщения. На всех этапах однофазной фильтрации проверяется линейность зависимости расхода от перепада давлений, т.е. справедливость закона А. Дарси.

Исследования в однофазной зоне проводятся стандартным образом: на насосе устанавливается расход жидкости q , далее при стабилизации перепада давления Δp определяются продуктивность керновой модели $q/\Delta p$ и эффективная проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности на основе закона фильтрации А. Дарси.

При исследованиях в двухфазной зоне рекомбинированная проба из колбы рекомбинации подается в кернодержатель при постоянном давлении нагнетания (90 бар) посредством системы управления плунжерным насосом. Показатели работы насоса позволяют оценить динамику изменения расхода в процессе эксперимента. Нефть из кернодержателя отбирается при целевом давлении отбора (70, 50 или 30 бар), в зависимости от этапа исследований. После достижения стабилизации оценивается продуктивность керновой модели на текущем режиме. Подробности реализации двухфазных режимов рассматриваются ниже.

Подготовка рекомбинированных проб

Экспериментальные исследования фильтрации нефти при давлении ниже давления насыщения требуют подготовки качественных рекомбинированных проб – модели пластовой нефти, которая способна воспроизводить корректную газонасыщенность в пористой

среде при снижении давления ниже давления насыщения. Методика приготовления рекомбинированных проб для таких фильтрационных исследований подробно описана в работе (Ибрагимов и др., 2024).

В рассматриваемой серии экспериментов для подготовки рекомбинированных проб использовалась поверочная газовая смесь, состоящая из наиболее слаборастворимых компонентов нефтяного газа (азот, метан, этан, пропан) в относительных концентрациях, соответствующих составу нефтяного газа, полученного при однократном разгазировании глубинной пробы. Такой подход к приготовлению модели пластовой нефти обоснован тем, что при снижении давления ниже давления насыщения в первую очередь выделяются из нефти преимущественно слаборастворимые компоненты. Газосодержание рекомбинированной пробы было подобрано таким образом, чтобы её давление насыщения было близким к давлению насыщения пластовой нефти. Зависимости газосодержания от давления, полученные по результатам дифференциального разгазирования рекомбинированной и глубинной проб, представлены на рис. 2. Как видно из рисунка, свойства рекомбинированной пробы достаточно хорошо воспроизводят свойства пластовой нефти.

При исследовании двухфазной фильтрации в режиме разгазирования предполагается нагнетание в керновую модель газированной нефти при давлении выше давления насыщения, а отбор – при давлении существенно ниже давления насыщения. При этом возникают большой перепад давлений и, соответственно, высокая скорость фильтрации. Поэтому для качественных исследований фильтрации на форсированных режимах требуются рекомбинированные пробы большого объема, достаточного для достижения стационарного течения.

Методика приготовления рекомбинированных проб для серии фильтрационных экспериментов должна обеспечивать выполнение следующих требований: 1) все пробы, используемые в исследованиях, должны быть идентичны по составу и свойствам для обеспечения чистоты экспериментов; 2) объемы проб должны быть достаточными для исследования форсированных режимов фильтрации.

Для получения идентичных проб в серии фильтрационных экспериментов дегазированная нефть отбиралась

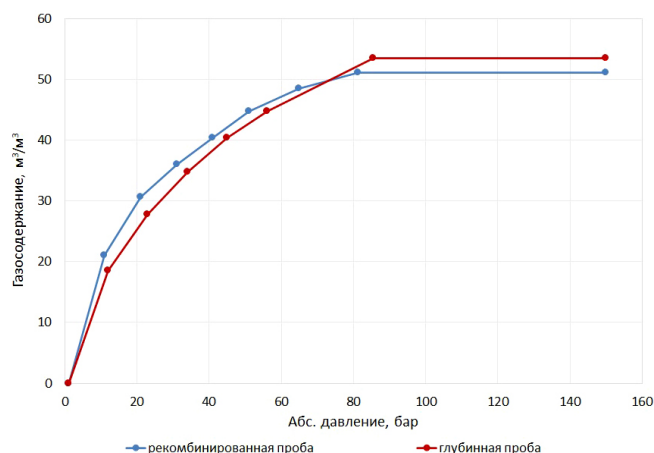


Рис. 2. Зависимости газосодержания от давления при 40 °С (по результатам дифференциального разгазирования, объем газа приведен к стандартным условиям)

и подготавливалась изначально в большом объёме. Далее весь подготовленный объём обезвоженной нефти перемешивался в одной ёмкости и разливался по стеклянным бутылкам. Исследование свойств (плотность, вязкость) выборочно для 3 бутылок из 30 показало идентичность подготовленных проб нефти. Кроме этого, алгоритм приготовления рекомбинированной пробы, включающий стадию отбора газа и подачи дегазированной нефти в колбу рекомбинации, был детально регламентирован. Такой подход позволил с высокой точностью воспроизводить состав смеси, газосодержание, давление насыщения и вязкость газированной нефти в течение серии фильтрационных экспериментов и изучить влияние свойств керна и давления отбора нефти на продуктивность керновых моделей.

Для приготовления и исследования рекомбинированных проб использовались колба рекомбинации (модель AMCORE AMR-T1000.15) объёмом 1,9 л, оснащённая функцией размешивания; двухплунжерный прецизионный насос (модель AMCORE AMR-AMP200) и разделительные ёмкости объёмами 5000 и 1000 мл. Разделительные ёмкости использовались для подачи газовой смеси и нефти в колбу рекомбинации.

Объём рекомбинированной пробы, которую технически можно приготовить, зависит от: 1) целевого газосодержания нефти, 2) объёма колбы рекомбинации, 3) давления конденсации используемой газовой смеси. С учётом этих факторов, в каждом эксперименте для насыщения керновой модели, либо исследования одного из режимов фильтрации было доступно ≈ 1300 мл нефти. Этого было достаточно для достижения стационарного течения и оценки продуктивности керновых моделей. Истинное газосодержание рекомбинированной пробы, полученное по результатам дифференциального разгазирования, составило $51,1 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а избыточное давление насыщения – 80,3 бар (Ибрагимов и др., 2024).

Особенности исследования индикаторной кривой керновой модели

Исследования фильтрации нефти при давлении ниже давления насыщения требуют наличия специального оборудования и выполнения определенных условий проведения экспериментов. Во-первых, необходимо постоянно поддерживать давление в колбе рекомбинации выше давления насыщения и подавать газированную нефть в кернодержатель с требуемой скоростью (при высоких перепадах давлений в высокопроницаемых коллекторах расход жидкости может превосходить максимальный расход насоса). Во-вторых, учитывая большие перепады давлений, необходимо использовать кернодержатель удлиненной конструкции и исследовать фильтрацию на удлинённых керновых моделях.

Программа фильтрационных исследований предполагала исследование однофазной фильтрации нефти при давлении выше давления насыщения (80,3 бар), а также исследование двухфазной фильтрации при давлениях отбора 70, 50 и 30 бар с поддержанием давления нагнетания нефти на всех режимах, равного 90 бар. Целью исследований являлось определение индикаторной кривой керновой модели при однофазной и двухфазной фильтрации для оценки снижения коэффициента продуктивности

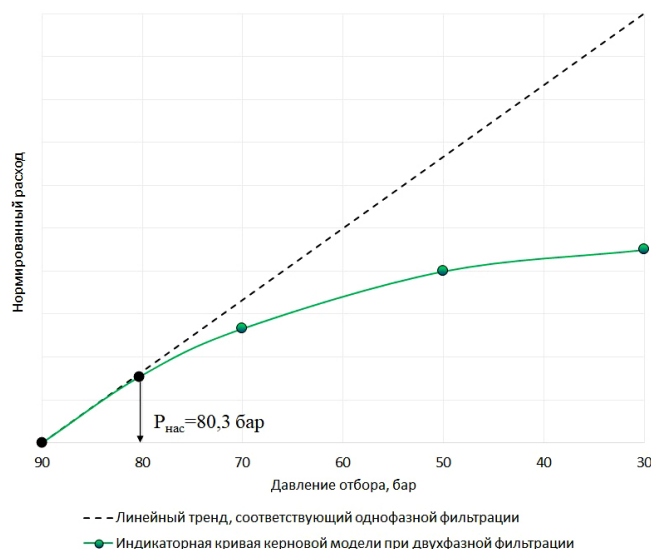


Рис. 3. Гипотетический вид искомым индикаторных зависимостей для керновой модели при однофазной и двухфазной фильтрации (индикаторная кривая двухфазной фильтрации закономерно отклоняется от линейного тренда однофазной фильтрации при давлении отбора ниже давления насыщения $P_{\text{нас}}$, равного 80,3 бар)

в двухфазной области. Схематично программа исследований и искомые характеристики фильтрационного процесса представлены на рис. 3.

Рис. 3 отражает принцип исследований и интерпретации результатов. В качестве примера приведен случай, когда при давлении отбора 70 бар коэффициент продуктивности керновой модели снижается на 20% относительно значения, соответствующего однофазной фильтрации. При давлениях отбора 50 и 30 бар снижение составляет 40 и 55% соответственно.

Следует отметить, что для керновых моделей снижение коэффициента продуктивности существенно выше, чем для реальных скважин, работающих при забойных давлениях ниже давления насыщения, поскольку в керновых исследованиях давление нагнетания (давление на входе в керновую модель) незначительно превышает давление насыщения и может быть существенно ниже пластового давления. Поэтому не следует результаты керновых исследований непосредственно соотносить с промышленными оценками снижения коэффициента продуктивности скважин. Важно учитывать, что геометрия потоков также отличается: в керновых исследованиях она прямолинейно-параллельная, а в скважинах плоскорадиальная. В то же время, результаты керновых исследований предоставляют информацию для настройки параметров многофазных течений в гидродинамических моделях лабораторных экспериментов с последующим их переносом в гидродинамические модели реальных скважин. Соответствующим процедурам будут посвящены дальнейшие публикации авторов.

Результаты исследований для песчаников и алевролитов

В рассматриваемой серии экспериментов однофазная фильтрация нефти при давлении выше давления насыщения и двухфазная фильтрация нефти и газа при давлении

ниже давления насыщения были исследованы применительно к песчаникам и алевролитам с существенно различающимися значениями проницаемости. В обоих экспериментах керновые модели состояли из 21 стандартных образцов длиной по ≈ 40 мм и диаметром ≈ 30 мм. Длина керновых колонок составляла 84 см. Исследования проводились с соблюдением требований описанного выше дизайна.

Поскольку перепад давления между входом и выходом кернодержателя задается в соответствии с текущим исследуемым режимом, градиент давления в эксперименте будет определяться длиной керновой колонки. При стационарном плоскорадиальном притоке градиент давления на стенке совершенной по степени и характеру вскрытия скважины оценивается по формуле:

$$\left. \frac{dp}{dr} \right|_{r=r_{\text{скв.}}} = \frac{1}{r_{\text{скв.}}} \frac{(p_{\text{конт.}} - p_{\text{скв.}})}{\ln \left(\frac{R_{\text{конт.}}}{r_{\text{скв.}}} \right)},$$

где $p_{\text{конт.}}$ – давление на контуре радиусом $R_{\text{конт.}}$; $p_{\text{скв.}}$ – давление на стенке скважины радиусом $r_{\text{скв.}}$.

При депрессии 5–10 МПа, радиусе контура питания 250 м и радиусе скважины 10 см градиент давления на стенке скважины составляет ≈ 6 –12 МПа/м. Учитывая, что геометрия потока в несовершенных по характеру вскрытия скважинах вблизи перфорационных отверстий отклоняется от плоскорадиальной и приобретает форму, схожую с полусферической, с еще большим сгущением линий тока, реальные градиенты давлений вблизи перфорационных отверстий могут в несколько раз превышать значения 6–12 МПа/м даже при однофазном течении. В случае выделения растворенного газа дополнительно возрастает фильтрационное сопротивление в призабойной зоне, что также приводит к более высоким градиентам давления вблизи скважины при той же величине депрессии.

В рассматриваемых фильтрационных экспериментах при длине керновой колонки 84 см на режиме 90–70 средний градиент давления составлял $2/0,84 \approx 2,4$ МПа/м, при режиме 90–50 и 90–30 – соответственно 4,8 и 7,2 МПа/м. Учитывая, что двухфазный режим фильтрации протекает в последних менее проницаемых образцах керновой модели, следует ожидать, что градиент давления в области двухфазной фильтрации может быть в несколько раз выше значений 2,4–7,2 МПа/м.

Итак, оценочные расчеты показывают, что длина керновой модели подобрана корректно: возникающие градиенты давлений в керновой модели близки к градиентам давлений в призабойной зоне скважин, в которых возникает двухфазная фильтрация нефти и газа при снижении забойного давления ниже давления насыщения.

В связи с конфиденциальностью информации, результаты фильтрационных экспериментов приводятся в относительных величинах в ограниченном объеме без уточнения ФЕС исследованных образцов и свойств флюидов.

Запуски двухфазных режимов фильтрации производились следующим образом. В кернодержателе устанавливалось поровое давление 90 бар. Такое же давление устанавливалось в сепараторе и разделительных ёмкостях-коллекторах. При открытом выходе кернодержателя запускался насос в режиме поддержания давления 90 бар. Далее плавно открывался вентиль, соединяющий

разделительные ёмкости-коллекторы и газовый баллон с целевым давлением отбора. Выход на целевое давление занимал во всех случаях от 3 до 6 мин. Таким образом на выходе кернодержателя давление снижалось от начального 90 бар до целевого давления отбора ниже давления насыщения – 70, 50 или 30 бар. При этом длительность выхода на стационарный режим двухфазной фильтрации для керновых моделей песчаников составляла до 2 часов, а для алевролитов – до 15 часов, в зависимости от ФЕС керновой модели и исследуемого режима. Следует отметить, что во всех случаях начальные расходы были достаточно высокими, но с течением времени снижались при формировании равновесного распределения газонасыщенности в керне.

Песчаники

Динамики изменения расхода во времени в относительной шкале для песчаников на режимах с давлением отбора 70, 50 и 40 бар приведены на рис. 4. Расходы в моменты выхода на целевое давление, т.е. приблизительно через 4–7 мин после начала двухфазного эксперимента, являются максимальными и соответствуют на рис. 4 относительному расходу, равному единице. Вследствие высокой продуктивности керновой модели песчаников и ограниченного объема рекомбинированной пробы, с учётом также максимального расхода плунжерного насоса, вместо режима с давлением отбора 30 бар исследован режим с давлением отбора 40 бар.

Параметры и результаты исследованных режимов приведены в табл. 1 (режим №1 рассчитан по результатам исследований однофазной фильтрации, режим №5 – по результатам исследований двухфазной фильтрации с помощью экстраполяции). Поскольку насос не связан напрямую с датчиком давления на входе в кернодержатель, при поддержании давления 90 бар из-за трения поршня колбы рекомбинации и гидравлических потерь в трубках давление на входе в керн устанавливалось несколько ниже 90 бар – от 89,1 до 89,6 бар на разных режимах. Это обстоятельство не критично, т.к. истинное давление на входе кернодержателя непосредственно учитывается при интерпретации результатов.

В табл. 1 для песчаников приведены относительные значения коэффициента продуктивности и величины

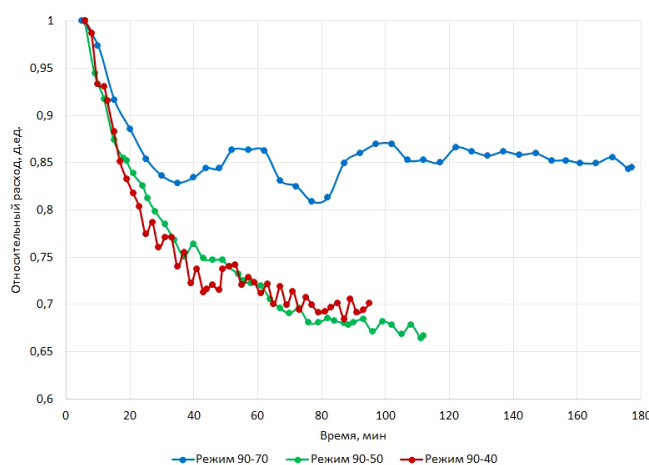


Рис. 4. Динамика стабилизации расхода при режимах двухфазной фильтрации (песчаники)

№ п/п	Давление на входе (изб.), бар	Давление на выходе (изб.), бар	Перепад давлений, бар	Относительный коэффициент продуктивности, %	Снижение коэффициента продуктивности, %
1*	89,5	80,3	9,2	100	0
2	89,3	70	19,3	63,7	36,3
3	89,6	50,3	39,3	53,9	46,1
4	89,1	40	49,1	47,2	52,8
5*	89,5	30	59,5	39,5	60,5
* - расчетные значения (режимы непосредственно не исследовались)					

Табл. 1. Результаты исследования фильтрации нефти и газа при давлении ниже давления насыщения (песчаники)

снижения коэффициента продуктивности по сравнению с однофазным режимом.

Как видно по рис. 4, расход стремительно снижается по мере развития в пористой среде двухфазной фильтрации и в течение 80–100 мин стабилизируется. Это свидетельствует о том, что в первые минуты после запуска режима фильтрации выделяющийся из нефти газ продолжает выноситься потоком нефти, постепенно формируя низкую газонасыщенность и не существенно снижая продуктивность керновой модели. По мере накопления выделяющегося из нефти газа в пористой среде формируется равновесная газонасыщенность, фазовая проницаемость для нефти снижается.

Проанализируем подробнее результаты на примере исследования песчаников при режиме 90–70 с давлением отбора 70 бар. Снижение коэффициента продуктивности относительно однофазного режима фильтрации составило 36,3% (синий график на рис. 4), что свидетельствует об уменьшении продуктивности керновой модели приблизительно в 1,5 раза. Следует отметить, что давление отбора ниже давления насыщения на $80,3 - 70 = 10,3$ бар, а давление нагнетания выше давления насыщения на $89,3 - 80,3 = 9,0$ бар. С учетом результатов исследований, режимных параметров и давления насыщения нефти очевидно, что двухфазная фильтрация в анализируемом режиме возникала лишь в последних образцах. Теоретические профили давлений при режиме 90–70 для однородной керновой модели представлены на рис. 5.

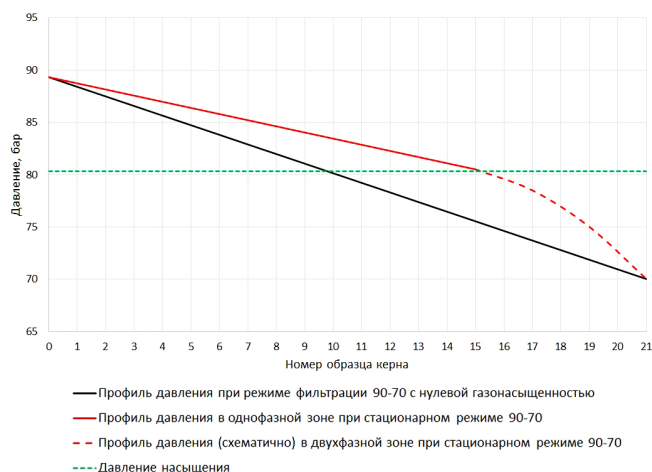


Рис. 5. Теоретические профили давлений при режиме 90–70 (для однородной керновой модели)

На рис. 5 наклон красного графика отличается от наклона черного приблизительно в 1,5 раза – во столько же раз, во сколько отличаются расходы. Теоретические расчеты показывают, что в момент запуска режима 90–70 двухфазная фильтрация в однородной модели должна была возникнуть в образцах 11–21 (11 шт.), но по мере снижения расхода и уменьшения наклона профиля давления в области нагнетания область двухфазной фильтрации сузилась до шести образцов (образцы 16–21). Выделившийся ранее газ в образцах 11–15 теоретически должен был быть вытеснен нефтью либо исчезнуть, постепенно растворившись в нефти. Таким образом, снижение продуктивности керновой модели на стационарном режиме в 1,5 раза происходит за счет возникновения двухфазной фильтрации лишь в последних 6 образцах модели из 21. Т.е. относительное снижение продуктивности по нефти в образцах, в которых возникает и сохраняется двухфазная фильтрация, более существенно, чем наблюдаемое снижение коэффициента продуктивности по керновой модели в целом.

Одной из задач работы являлось исследование восстановления продуктивности пористой среды после фильтрации при давлении ниже давления насыщения. После каждого режима двухфазной фильтрации исследовался однофазный режим после восстановления давления выше давления насыщения. Применительно к песчаникам исследования показали полное восстановление продуктивности пористой среды после всех исследованных режимов.

Подробному анализу и интерпретации результатов с помощью гидродинамического моделирования фильтрационных экспериментов будут посвящены последующие работы авторов.

Алевриты

Нормированные графики расхода для алевритов приведены на рис. 6. Следует отметить, что в алевритах наблюдалось более существенное снижение расхода при давлениях отбора 50 и 30 бар, чем в песчаниках.

В табл. 2 приведены относительные значения коэффициента продуктивности и величины снижения коэффициента продуктивности по сравнению с однофазным режимом для алевритов (режим №1 рассчитан по результатам исследований однофазной фильтрации).

Для сравнительного анализа результаты исследований алевритов (табл. 2) были пересчитаны на идентичное

№ п/п	Давление на входе (изб.), бар	Давление на выходе (изб.), бар	Перепад давлений, бар	Относительный коэффициент продуктивности, %	Снижение коэффициента продуктивности, %
1*	86,6	80,3	6,3	100	0
2	86,7	70,3	16,4	57,2	42,8
3	86,6	50,2	36,4	29,8	70,2
4	86,1	30,1	56	21,3	78,7
* - расчетные значения (режимы непосредственно не исследовались)					

Табл. 2. Результаты исследования фильтрации нефти и газа при давлении ниже давления насыщения (алевролиты)

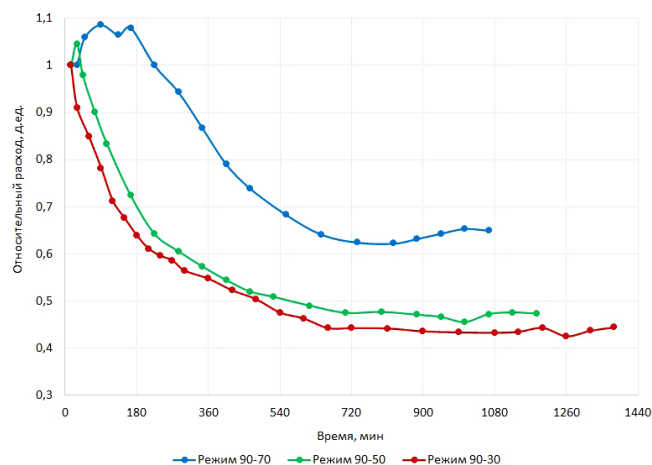


Рис. 6. Динамика стабилизации расхода при режимах двухфазной фильтрации (алевролиты)

первому эксперименту давление нагнетания $\approx 89,5$ бар и соответствующие ему перепады давлений на режимах. При этом снижение коэффициента продуктивности на режиме 90–70 для алевролитов составило не 42,8%, а $\approx 36,3\%$ и совпало с аналогичным показателем для песчаников.

Очевидно, что чем больше давление нагнетания, тем меньше относительное снижение коэффициента продуктивности пористой среды при двухфазной фильтрации.

По полученным результатам были построены нормированные индикаторные кривые двух ядерных моделей песчаников и алевролитов и наложены друг на друга для сравнительного анализа (рис. 7).

Следует отметить, что перегиб индикаторной кривой песчаников в точке, соответствующей режиму 90–70 ($\Delta p \approx 20$ бар), не связан с погрешностями эксперимента, а обусловлен критической газонасыщенностью. Форма теоретической индикаторной кривой, представленной на рис. 2, не учитывает всех особенностей исследуемого процесса. Численное воспроизведение фильтрационного эксперимента с целью идентификации кривых относительной фазовой проницаемости (ОФП) нефти и газа в условиях дегазации потока нефти позволило выявить природу возникновения перегиба индикаторной кривой. Перегиб возникает и усиливается с увеличением критической (неподвижной) газонасыщенности. Данная особенность будет подробно рассмотрена в следующих работах авторов. Газ, являясь несмачивающей фазой, способен в определенном количестве накапливаться в порах в виде несвязанных неподвижных пузырьков,

формируя критическую газонасыщенность (Honarpour et al., 1986). Перегиб индикаторной кривой алевролитов также имеется, но не заметен из-за описываемого далее другого эффекта.

Особое внимание следует обратить на аномальное снижение коэффициента продуктивности алевролитов при давлениях отбора 50 и 30 бар. Из рис. 7 видно, что индикаторная кривая практически выполаживается при увеличении перепада давлений до значений более 20 бар. С учетом серии дополнительных экспериментов, не описываемых из-за ограниченного объема статьи, для обоснования аномального снижения продуктивности в двухфазной области была дана следующая гипотеза. При снижении давления ниже 70 бар в нефти наблюдается образование коллоидных частиц из высокомолекулярных соединений нефти (парафины, смолы, асфальтены). Коалесцируя между собой при дальнейшем снижении давления и дегазации нефти, эти частицы укрупняются, но движутся с потоком нефти и газа по поровым каналам. При фильтрации в низкопроницаемых пористых средах коллоидные частицы способны повлиять на проницаемость из-за сопоставимости их размеров с размерами поровых каналов. Данное явление следует отнести к осложнениям нефтедобычи, связанным с дегазацией нефти. Как будет показано в последующих работах авторов, влиянием формы кривых ОФП не удастся описать наблюдаемые эффекты, и подобный результат возможен

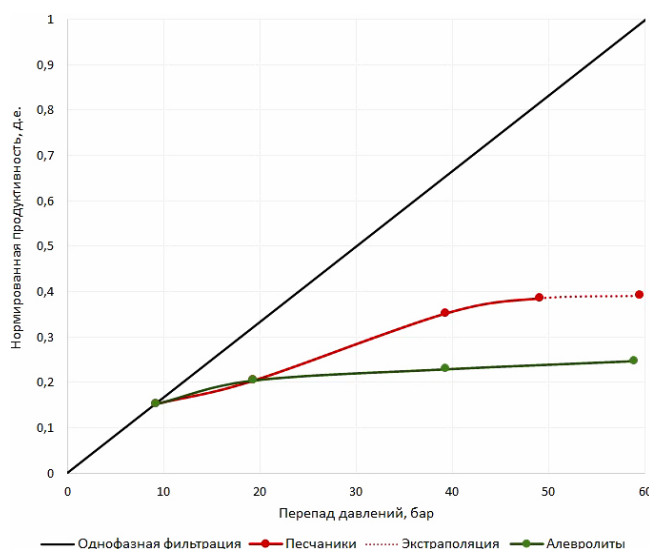


Рис. 7. Индикаторные кривые ядерных моделей при двухфазной фильтрации (нормированные)

только при учете снижения проницаемости вследствие кольматации.

Несмотря на аномальное снижение продуктивности керновой модели, при повторении фильтрации при давлении выше давления насыщения продуктивность алевролитов, как и в случае песчаников, полностью восстанавливалась.

Заключение

В работе представлены результаты двух комплексных фильтрационных экспериментов, оценивающих изменение коэффициента продуктивности керновой модели для газированной нефти при давлении ниже давления насыщения. Исследованы форсированные режимы фильтрации, характерные для призабойных зон скважин, при входном давлении 90 бар и давлениях отбора 30, 50 и 70 бар для модели нефти с давлением насыщения ≈ 80 бар. Проведен сравнительный анализ результатов для песчаников и алевролитов с существенно отличающимися значениями абсолютной проницаемости.

Эксперименты выполнены на оригинальном комплексе фильтрационных исследований с использованием удлиненного кернодержателя и рекомбинированных проб нефти. В работе подробно описан дизайн экспериментов и ключевые требования к их проведению.

По результатам экспериментов получены индикаторные кривые керновых моделей в широком диапазоне давлений отбора, которые могут быть использованы в дальнейшем для идентификации кривых ОФП нефти и газа в условиях фильтрации разгазирующегося потока нефти, т.е. в области низких значений газонасыщенности.

Выполненные эксперименты показали существенное влияние двухфазного режима фильтрации на продуктивность керновой модели, особенно при высоких значениях перепада давлений. Для алевролитов выявлено аномальное снижение коэффициента продуктивности керновой модели при давлениях отбора меньше 70 бар. Выдвинута гипотеза о причинах возникновения данного осложнения.

Анализ результатов и их сопоставление с теоретическими аспектами исследуемого процесса обосновывают необходимость глубокого изучения фильтрации нефти при давлении ниже давления насыщения, применения численных методов интерпретации и моделирования. Развитию данных исследований будут посвящены следующие работы авторов.

Литература

- Бриллиант Л.С., Евдошук П.А., Антипин М.А., Плиткина Ю.А., Закиров С.Н., Индрунский И.М., Лобанова О.А. (2014). Возможность эффективной доразработки нефтяных месторождений за счет растворения in situ выделившегося из нефти газа. *Нефтяное хозяйство*, 4, с. 54–59.
- Дьячков А.А., Галимов Р.Г., Фуфаев С.А. (2023). Влияние снижения забойного давления ниже давления насыщения на коэффициент продуктивности в условиях низкопроницаемых коллекторов тюменской свиты на примере месторождения Шаимского района. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 10(382), с. 42–48. DOI: 10.33285/2413-5011-2023-10(382)-42–48

Ибрагимов И.И., Индрунский И.М., Камалов И.Р., Янайкин М.В., Гибадуллин А.А. (2024). Методика приготовления и исследования рекомбинированной модели пластовой нефти для фильтрационных экспериментов. *Нефтяная провинция*, 4(40). с. 162–185. <https://doi.org/10.25689/NP.2024.4.162-185>

Иктисанов В.А., Мусабинова Н.Х., Байгушев А.В., Шипилова К.Ф. (2019). Уточнение предельно допустимых забойных давлений для карбонатных и терригенных коллекторов месторождений ПАО «Татнефть». *Нефтяное хозяйство*, 7, с. 36–39. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-7-36-39

Иктисанов В.А., Мусабинова Н.Х., Байгушев А.В., Чиркунов А.П., Бреслер Л.Х. (2023). Обобщение для предельных давлений добывающих скважин терригенных коллекторов ПАО «Татнефть». *Нефтепромысловое дело*, 6, с. 17–22. DOI: 10.33285/0207-2351-2023-6(654)-17-22

Кордик К.Е., Мехоношин Р.О., Джумязова Н.А., Абдулин И.К., Самохин С.О., Симонов А.А. (2023). О результатах разработки нового подхода по определению оптимального забойного давления с использованием инструментов интегрированного моделирования. *Нефтепромысловое дело*, 10(658), с. 66–73. DOI: 10.33285/0207-2351-2023-10(658)-66-73

Лазеев А.Н., Гнилицкий Р.А., Николаев М.Н., Самоловов Д.А., Плиткина Ю.А., Бриллиант Л.С. (2012). Изучение факторов, влияющих на разработку залежей нефти Талинской площади Краснотелинского месторождения. *Нефтяное хозяйство*, 9, с. 64–67.

Муслимов Р.Х., Зайнуллин Н.Г., Дияшев Р.Н., Зиннатов И.Х. (1984). Обоснование оптимальных забойных давлений для терригенных коллекторов. *Нефтяное хозяйство*, 9.

Розенберг М.Д., Кундин, С.А., Курбанов А.К. (1969). Фильтрация газированной жидкости и других многокомпонентных смесей в нефтяных пластах. М.: Недра, 456 с.

ОСТ 39-195-86 (1986). Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. М.: Изд-во Миннефтепрома, 19 с.

Honarpour M., Koederitz L., Harvey A.H. (1986). Relative permeability of petroleum reservoirs. CRC Press, 152 p.

Сведения об авторах

Ильдар Ильясович Ибрагимов – канд. тех. наук, заведующий лабораторией, доцент, Альметьевский государственный технологический университет “Высшая школа нефти”

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, д. 186а
e-mail: ibragimovii@agni-rt.ru

Илья Михайлович Индрунский – доктор тех. наук, главный научный сотрудник, заместитель директора по научной работе, Институт проблем нефти и газа РАН
Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3
e-mail: i-ind@ipng.ru

Ильнур Расимович Камалов – магистрант, Альметьевский государственный технологический университет “Высшая школа нефти”

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, д. 186а
e-mail: i.kamalov@agni-rt.ru

Михаил Валерьевич Янайкин – магистрант, Альметьевский государственный технологический университет “Высшая школа нефти”

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, д. 186а
e-mail: m.yanaykin@agni-rt.ru

Статья поступила в редакцию 25.03.2025;

Принята к публикации 09.07.2025; Опубликована 20.09.2025

Experimental investigations of oil flow under pressure below bubble point pressure

I.I. Ibragimov^{1*}, I.M. Indrupskiy², I.R. Kamalov¹, M.V. Yanaykin¹

¹Almetyevsk State Technological University “Petroleum Higher School”, Almetyevsk, Russian Federation

²Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Ildar I. Ibragimov, e-mail: ibragimovii@agni-rt.ru

Abstract. The article considers the features of live oil flow investigation under pressure below bubble point pressure and the methodology for performing special core analysis. Attention is focused on the technical and methodological aspects of the experimental studies: requirements for laboratory equipment, design of experiments, preparation of recombined oil samples, interpretation and analysis of the experimental results. The experiments were carried out for two lithotypes of reservoir rocks on elongated core models (84 cm) using a recombined model of reservoir oil with a GOR $\approx$ 50 m³/m³ and a bubble point pressure $\approx$ 80 bar. Based on the research results, inflow curves of core models were obtained for outlet pressure range from 30 to 70 bar. A decrease in the productivity coefficient due to the two-phase of oil and gas flow occurrence was estimated. The results of the experimental studies were analyzed taking into account theoretical concepts of investigated processes.

Keywords: oil flow, multiphase flow, laboratory experiments, live oil, degassing, bubble point pressure, reservoir engineering

Recommended citation: Ibragimov I.I., Indrupskiy I.M., Kamalov I.R., Yanaykin M.V. (2025). Experimental investigations of oil flow under pressure below bubble point pressure. *Georesursy = Georesources*, 27(3), pp. 243–251. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.27>

References

- Brilliant L.S., Evdoshchuk P.A., Antipin M.A., Plitkina Yu.A., Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Lobanova O.A. (2014). Study of effective brownfield development by the means of oil resaturation with evolved gas in situ. *Neftyanoe khozyaystvo*, 4, pp. 54–59. (In Russ.)
- Dyachkov A.A., Galimov R.G., Fufaev S.A. (2023). The effect of bottomhole pressure reduction below saturation pressure on the productivity coefficient in conditions of low permeable reservoirs of the Tyumetn formation on the example of the Shaimskiy district deposit. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 10(382), pp. 42–48. (In Russ.) DOI: 10.33285/2413-5011-2023-10(382)-42-48
- Honarpour M., Koederitz L., Harvey A.H. (1986). Relative permeability of petroleum reservoirs. CRC Press, 152 p. (In Russ.)
- Ibragimov I.I., Indrupskiy I.M., Kamalov I.R., Yanaykin M.V., Gibadullin A.A. (2024). Approach for preparation and study of recombined model of reservoir oil for core experiments. *Neftyanaya Provintsiya*, 4(40), pp. 162–185. (In Russ.) DOI: 10.25689/NP.2024.4.162-185
- Iktissanov V.A., Musabirova N.Kh., Baigushev A.V., Shipilova K.F. (2019). Updating of limited bottomhole pressures for carbonate and sandstone reservoirs operated by Tatneft PJSC. *Neftyanoe khozyaystvo*, 7, pp. 36–39. (In Russ.) DOI: 10.24887/0028-2448-2019-7-36-39
- Iktissanov V.A., Musabirova N.Kh., Baigushev A.V., Chirkunov A.P., Bresler L.Kh. (2023). Generalizations for limit pressures of production wells of terrigenous reservoirs of Tatneft PJSC. *Neftpromyslovoe delo*, 6, pp. 17–22. (In Russ.) DOI: 10.33285/0207-2351-2023-6(654)-17-22

Kordik K.E., Mekhonoshin R.O., Dzhumyazova N.A., Abdulin I.K., Samokhin S.O., Simonov A.A. (2023). The results of the development of a new approach to determining the optimal bottomhole pressure using integrated modeling tools. *Neftpromyslovoe delo*, 10(658), pp. 66–73. (In Russ.) DOI: 10.33285/0207-2351-2023-10(658)-66-73

Lazeev A.N., Gnilitkiy R.A., Nikolaev M.N., Leskin F.Y., Ermilov E.V., Samolovov D.A., Plitkina Y.A., Brilliant L.S. (2012). Investigation of the factors that affect development of oil deposits Talin area of Krasnoleninskoye field. *Neftyanoe khozyaystvo*, 9, pp. 64–67. (In Russ.)

Muslimov R.Kh., Zainullin N.G., Diyashev R.N., Zinnatov I.Kh. (1984). Justification of optimal bottomhole pressures for terrigenous reservoirs. *Neftyanoe khozyaystvo*, 9, pp. 64–67. (In Russ.)

Rozenberg M.D., Kundin S.A., Kurbanov A.K. (1969). Filtration of gaseous liquids and other multicomponent mixtures in oil reservoirs. Moscow: Nedra, 456 p. (In Russ.)

State Standart 39-195-86 (1986). Oil. Method for Determining the Efficiency of Oil Displacement by Water in a Laboratory Environment. Moscow: Minnefteprom, 19 p. (In Russ.)

About the Authors

Ildar I. Ibragimov – Cand. Sci. (Engineering), Head of Laboratory, Associate Professor, Almetyevsk State Technological University “Petroleum Higher School”

186a Sovetskaya st., Almetyevsk, 423462, Russian Federation
e-mail: ibragimovii@agni-rt.ru

Ilya M. Indrupskiy – Dr. Sci. (Engineering), Chief Researcher, Deputy Director for Science, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences
3 Gubkina st., Moscow, 119333, Russian Federation
e-mail: i-ind@ipng.ru

Ilnur R. Kamalov – Master’s student, Almetyevsk State Technological University “Petroleum Higher School”
186a Sovetskaya st., Almetyevsk, 423462, Russian Federation
e-mail: i.kamalov@agni-rt.ru

Mikhail V. Yanaykin – Master’s student, Almetyevsk State Technological University “Petroleum Higher School”
186a Sovetskaya st., Almetyevsk, 423462, Russian Federation
e-mail: m.yanaykin@agni-rt.ru

Manuscript received 25 March 2025;
Accepted 9 July 2025; Published 20 September 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Особенности применения моделей неравновесного фазового поведения в задачах разработки месторождений углеводородов: критический обзор

О.А. Лобанова*, И.М. Индрупский
Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Для корректного моделирования фазового поведения флюида и точного учета компонентного состава, долей и свойств присутствующих в пласте фаз при разработке месторождений углеводородов в некоторых случаях необходимо использовать модели неравновесного фазового поведения.

Наблюдаемые при разработке месторождений признаки неравновесного фазового поведения флюидов могут быть связаны с различными факторами. Экспериментально показано, что так называемая термодинамическая неравновесность (когда фазовый переход нельзя считать мгновенным по сравнению с характерным темпом изменения параметров состояния системы) проявляется при ограниченной удельной площади поверхности раздела фаз. «Гидродинамическая неравновесность» (отличие фактической пропорции добываемых фаз от ожидаемой) может возникать при высоких скоростях отбора по той причине, что одна из фаз не успевает сегрегировать и переносится в виде взвеси во второй фазе, без формирования отдельной сплошной среды. Правильная идентификация типа наблюдаемой неравновесности является ключевым фактором при выборе корректной модели.

В статье рассмотрены особенности различных моделей учета неравновесного фазового поведения. Проанализированы примеры их практического применения при различных проявлениях неравновесного фазового поведения и причинах его возникновения. Обсуждается проблема моделирования фильтрации, сопровождающейся неравновесными фазовыми переходами.

Ключевые слова: неравновесное фазовое поведение, разработка месторождений углеводородов, релаксационная модель, гистерезис фазового перехода, сегрегация фаз, вынос конденсата

Для цитирования: Лобанова О.А., Индрупский И.М. (2025). Особенности применения моделей неравновесного фазового поведения в задачах разработки месторождений углеводородов: критический обзор. *Георесурсы*, 27(3), с. 252–266. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.17>

Введение

Разработка месторождений нефти и газа сопровождается отбором и закачкой различных углеводородных и неуглеводородных флюидов. Это, в свою очередь, нередко приводит к возникновению интенсивного массообмена между находящимися в пласте жидкой и газовой фазами.

Одним из примеров подобных процессов может служить добыча трудноизвлекаемых углеводородов. Методы повышения нефте- и конденсатоотдачи, применяемые на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами, включают закачку углекислого газа, растворителей, полимерных растворов, воздействие углеводородным газом и др.

Методы разработки, основанные на использовании внутрипластовой энергии, сопровождаются разгазированием в нефтяных залежах и выпадением конденсата

из газоконденсатных пластовых смесей. В результате этого также возникает обмен компонентами между жидкой и газовой углеводородными фазами.

Необходимость выбора наиболее эффективного метода разработки месторождения требует использования моделей, позволяющих выполнять корректное описание фазового поведения флюида и более точный учет компонентного состава, долей и свойств присутствующих в пласте фаз. Нередко возникает необходимость прибегать к моделям неравновесного фазового поведения, когда характерное время фазовых переходов становится сопоставимым с характерными временами изменения гидродинамических параметров в элементарном объеме пласта. В качестве примеров можно привести разработку нефтяных месторождений после разгазирования, сопровождающуюся обратным растворением газа при повышении пластового давления; поздние стадии разработки газоконденсатных месторождений на естественном режиме при давлениях ниже давления максимальной конденсации; сайклинг-процесс; газовые методы повышения нефтеотдачи (Бриллиант и др., 2014; Лобанова и др., 2016).

* Ответственный автор: Ольга Андреевна Лобанова
e-mail: o.lobanova@ipng.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

Несмотря на то, что вопрос моделирования неравновесного фазового поведения рассматривается достаточно длительное время, предложено всего несколько основных моделей для его учета. Это связано, во-первых, с недостатком экспериментальных данных о зависимостях коэффициентов неравновесной модели от различных параметров пористой среды и состава насыщающих ее углеводородных флюидов по причине сложности постановки таких исследований и необходимости учета при этом большого числа переменных факторов.

С другой стороны, наблюдаемые при разработке месторождений признаки неравновесного фазового поведения углеводородов могут быть связаны с различными факторами. Экспериментально показано, что так называемая термодинамическая неравновесность (т.е. не мгновенный фазовый переход) проявляется при ограниченной удельной площади границы раздела фаз (Gorodetskii et al., 2005; Лобанова и др., 2014). «Гидродинамическая неравновесность» (т.е. отличие фактической пропорции добываемых фаз от ожидаемой) наблюдается при высоких скоростях отбора по той причине, что одна из фаз не успевает сегрегироваться и присутствует в виде взвеси во второй фазе, без формирования отдельной сплошной среды (Dorhjie et al., 2024). Вместе с тем причина наблюдаемой неравновесности фазового поведения является ключевым фактором при выборе необходимой модели его учета.

В настоящей работе на основе актуального анализа публикаций рассмотрены существующие модели учета неравновесного фазового поведения, а также возможность их практического использования в коммерческих гидродинамических симуляторах. Критически оценивается применимость моделей неравновесного поведения при различных определяющих его факторах. Приведены примеры использования неравновесных моделей при проектировании разработки реальных месторождений углеводородов. Обсуждается возможность учета фазового поведения на основе релаксационной модели при фильтрации неравновесных фаз.

В рамках данной статьи рассматриваются, в основном, изотермические модели. Но обсуждаемые принципы и особенности переносимы и на случай неизотермических процессов. Также для упрощения записи уравнений вода считается инертной фазой и исключается из рассмотрения, а насыщенности жидкой и газовой (паровой) фаз нормируются по углеводородонасыщенному (эффективному) объему пор.

Традиционная модель многокомпонентной фильтрации с неравновесными фазовыми превращениями

Модель изотермической многокомпонентной фильтрации с учетом неравновесных фазовых превращений, предполагающая удвоение числа используемых уравнений неразрывности, является наиболее теоретически обоснованной и разработанной (Розенберг, Кундин, 1976; Максимов, 1994; Nghiem, Sammon, 1997).

В модели уравнения неразрывности для учета баланса массы (числа молей) каждого компонента смеси записывают отдельно для всех сосуществующих углеводородных фаз. При этом в них вводится дополнительное слагаемое

$\omega_{i,L-V}$, характеризующее интенсивность обмена данным компонентом между фазами:

$$-\operatorname{div}\left(\frac{kk_V\rho_V}{\mu_V}y_i(\nabla p_V-\bar{\rho}_V g\nabla h)\right)+\frac{\partial}{\partial t}(mS_V\rho_V y_i)+q_{i,V}=\omega_{i,L-V}, \quad (1)$$

$$-\operatorname{div}\left(\frac{kk_L\rho_L}{\mu_L}x_i(\nabla p_L-\bar{\rho}_L g\nabla h)\right)+\frac{\partial}{\partial t}(mS_L\rho_L x_i)+q_{i,L}=-\omega_{i,L-V}, \quad (2)$$

где N – число компонентов смеси; $i=1,\dots,N$ – номер компонента; индексы V, L обозначают паровую и жидкую углеводородные фазы; k_V, k_L – относительные фазовые проницаемости; μ – динамическая вязкость; ρ – мольная плотность; $\bar{\rho}$ – массовая плотность; m – эффективная пористость; k – эффективная проницаемость (фазовая проницаемость для нефти при остаточной водонасыщенности); S – насыщенность, нормированная по эффективному поровому объему; y_i, x_i – мольная доля компонента i в паровой и жидкой фазах соответственно; q_i – мольная интенсивность источников (стоков) компонента i ; h – глубинная отметка данной точки, g – ускорение свободного падения, $\omega_{i,L-V}$ – интенсивность межфазного потока i -го компонента (из жидкой фазы в паровую).

В большинстве случаев в качестве замыкающих соотношений для системы (1)–(2) из термодинамических соображений выбирают зависимость потока i -го компонента $\omega_{i,L-V}$ вида (Розенберг, Кундин, 1997):

$$\omega_{i,L-V}=C(\mu_{i,L}-\mu_{i,V}), \quad i=1,\dots,N, \quad (3)$$

где $\mu_{i,V}=RT\ln f_{i,V}+\mu_i^0$, $\mu_{i,L}=RT\ln f_{i,L}+\mu_i^0$ – химические потенциалы i -го компонента фазе, R – универсальная газовая постоянная, μ_i^0 – химический потенциал i -го компонента смеси в идеально газовом состоянии при температуре T и единичном давлении. Причем коэффициент C зависит как от свойств пласта (например, пористости), так и от гидродинамических переменных (например, насыщенностей). Расчет химических потенциалов может выполняться стандартными способами равновесной термодинамики (Брусиловский, 2002).

Кроме соотношений (3) для замыкания системы (1)–(2) задаются зависимости свойств пласта и флюидов от давлений, насыщенностей и составов фаз (долей компонентов в фазах), а также начальные и граничные условия в зависимости от постановки конкретной задачи.

Отметим, что в отличие от равновесной постановки, граничные условия на компонентные составы фаз для (1)–(3) могут быть неравновесными по отношению к составам фаз в примыкающих к границам ячейках. Зачастую граничные условия заменяются дополнительными источниками/стоками.

Основным недостатком подобных моделей является отсутствие экспериментальных данных о значениях коэффициентов межфазного переноса вещества, необходимых для практического применения модели и прогнозирования составов и долей неравновесных углеводородных фаз. Как говорилось выше, трудность их экспериментального получения состоит в том, что они зависят от давления, долей и составов фаз и характеристик пористой среды. Таким образом, необходимо проводить многократные эксперименты по многокомпонентной фильтрации с контролем изменения составов углеводородных фаз и интерпретировать их результаты с применением моделей

неравновесной фильтрации. Кроме того, соответствующие зависимости различны на разных масштабах моделирования, что не позволяет осуществить непосредственный перенос полученных экспериментальных данных в модели разработки реального пласта.

В работе (Nghiem, Sammon, 1997) вместо (3) предложена зависимость межфазного потока компонентов от разности текущей и равновесной концентрации компонента в каждой фазе с учетом коэффициентов диффузии и геометрических характеристик элементарного объема моделирования пористой среды, предопределяющих среднее расположение флюидов в порах относительно межфазной границы:

$$\omega_{ik} = \left[\frac{A}{L} \right] \frac{1}{S_k} \rho_k \frac{D_{ik}}{F} (y_{ik} - y_{ik}^*), k = o, g, \quad (4)$$

где $[A/L]$ – отношение характерной площади межфазной границы в сеточной ячейке численной модели к характерному расстоянию до межфазной границы (геометрическая характеристика элементарного объема моделирования), S_k – насыщенность фазы k , ρ_k – мольная плотность фазы k , D_{ik} – коэффициент диффузии компонента i в фазе k , F – коэффициент удельного сопротивления пласта (влияние пористой среды на диффузию), y_{ik} – мольная доля компонента i в фазе k , y_{ik}^* – равновесная доля компонента i в фазе k на границе, рассчитанная в каждом блоке сетки. Конкретный вид зависимости для $[A/L]$ авторы (Nghiem, Sammon, 1997) предлагают выбирать, исходя из направления вытеснения.

Недостатком такого способа задания межфазного потока компонентов является необходимость вспомогательного расчета равновесных концентраций компонентов в фазах. Также неясное обоснование имеют отождествление геометрических параметров для диффузионного процесса с размерами сеточной ячейки и возможность учета влияния пористой среды через величину F . Неочевидно, какие экспериментальные процедуры требуются для достоверного её определения с учетом неоднородности пласта и влияния масштабного эффекта при переходе от зерна к масштабу залежи при моделировании фильтрации.

Для того чтобы яснее представить взаимосвязь коэффициентов межфазного переноса с различными факторами, можно обратиться к работе (Булейко, Вовчук, 2010). В данной публикации приведена зависимость потоков (J_i) от вызывающих их сил (F_k) в рамках линейной неравновесной термодинамики:

$$J_i = \sum_k L_{ik} F_k. \quad (5)$$

Величины L_{ik} называются феноменологическими коэффициентами и зависят, в общем случае, от переменных состояния.

Диагональные члены в (5) характеризуют прямой эффект, соответствующий основной действующей силе. А именно, J_1 – макроскопический поток массы (основная сила – градиент давления $\text{grad}P$), J_2 – диффузионный поток (основная сила – градиент химического потенциала $\text{grad}\mu_n$ или градиент концентрации $\text{grad}c_n$), J_3 – сорбционно-десорбционный поток (основная сила – градиент сорбционно-десорбционного потенциала $\text{grad}\varphi_{\text{сorb}}$), J_4 – тепловой поток (основная сила – градиент температуры

$\text{grad}T$), J_5 – электрический поток (основная сила – градиент электрического потенциала $\text{grad}U_{\text{эл}}$).

Перекрестные члены (5) описывают влияние налагающих явлений для соответствующего потока.

Вклад каждого слагаемого $L_{ik} F_k$ в поток J_i зависит от свойств системы. Например, для высокопроницаемого песчаного коллектора, насыщенного газом, в макроскопическом потоке массы будет превалировать первое слагаемое $L_{11} F_1$, т.е. выполняться закон Дарси. В плотном низкопроницаемом коллекторе с большой удельной поверхностью вклад других слагаемых будет расти. В частности, вклад сорбции-десорбции ($L_{13} F_3$) увеличивается, вплоть до превышения вклада $L_{11} F_1$.

Таким образом, в сложных коллекторах не удастся выделить одну определяющую силу, контролирующую поток компонентов углеводородной смеси. При проведении экспериментальных исследований по определению коэффициентов массопереноса, необходимых для практического использования системы (1)–(2), должны быть выявлены и учтены все слагаемые $L_{ik} F_k$, вносящие существенный вклад в поток J_i , что значительно усложняет постановку и увеличивает количество соответствующих экспериментов.

В работе (Курбанов и др., 1966) авторы столкнулись с указанной проблемой отсутствия экспериментальных данных о значениях коэффициентов межфазного массопереноса. При моделировании двухфазной фильтрации многокомпонентного углеводородного флюида они вынуждены были принять условные значения коэффициентов массопереноса, ограничившись рассмотрением двухкомпонентной смеси метан-декан и оценкой предельного отклонения характеристик неравновесного процесса от соответствующих равновесных значений. Погрешность применения такого подхода для реальной многокомпонентной смеси не оценивалась.

Для определения скорости межфазного массопереноса авторами (Mohamadi-Baghmolaei et al., 2019) рассмотрено использование числа Шервуда Sh , выполнен ряд экспериментов и проведено моделирование закачки газа в истощенную газоконденсатную систему для извлечения выпавшего конденсата. Число Шервуда представляет собой отношение общей скорости массопереноса (конвективной и диффузионной составляющих) к скорости диффузионного массопереноса. В качестве закачиваемых газов использовались CO_2 , N_2 и CH_4 , в качестве конденсата – C_5H_{12} , C_6H_{14} и C_7H_{16} . Средний размер зерен трех образцов зерна составлял 150–300 мкм. Авторами предложены корреляционные зависимости числа Шервуда от скорости закачки и среднего размера зерен породы:

$$Sh = 572.954 Pe^{-0.15125} Sc^{-1.27466} U^{0.917354} d_n^{1.70051}, \quad (6)$$

где Pe – число Пекле (отношение между скоростями конвективного и диффузионного переноса массы), Sc – число Шмидта (отношение коэффициента кинематической вязкости к коэффициенту диффузии), U – нормализованная скорость, d_n – средний размер зерен (в мкм).

Предложенная корреляция показала хорошее совпадение с фактическими данными для условий, соответствующих выполненным экспериментам. Однако, результаты указанной выше работы (Булейко, Вовчук, 2010) демонстрируют, что силы, приводящие к неравновесному потоку

массы, в различных типах коллекторов и флюидальных систем могут иметь принципиально различную природу. Поэтому использовать данную корреляцию при других промысловых и экспериментальных условиях не представляется возможным.

Надо отметить, что корреляционные зависимости числа Шервуда при различных типах закачиваемого флюида предлагались исследователями-экспериментаторами и ранее. Соответствующие формулы и ссылки на первоисточники также приведены в (Mohamadi-Baghmolaei et al., 2019). К сожалению, они также не носят универсального характера и могут использоваться только для условий, характерных для конкретных экспериментов.

Авторы (Григорьев, Сокотушенко, 2019) также отмечают, что коэффициенты межфазного массопереноса для реальных нефтегазовых и газоконденсатных месторождений зависят от характеристик пористой среды, давления, насыщенности и составов фаз. А для их определения необходимо проводить специальные сложные лабораторные эксперименты.

В отсутствие таких экспериментов авторы предлагают аналитическую формулу для вычисления среднего по компонентам коэффициента межфазного переноса λ :

$$\lambda = \left| \frac{\partial \rho(P, T, X_{iL}^{\text{масс}}, X_{iG}^{\text{масс}})}{\partial \mu \partial t} \right| \quad (7)$$

где для определения плотности смеси ρ и химических потенциалов μ используют аналитические соотношения, указывая при этом, что плотность и химические потенциалы зависят от давления P , температуры T и составов фаз $X_{iG}^{\text{масс}}$, $X_{iL}^{\text{масс}}$ и должны определяться экспериментально. Очевидно, что данный подход для реального месторождения позволяет получить лишь приближенную оценку значений коэффициентов массопереноса.

Остается также открытым вопрос, каким образом выполнять ремасштабирование полученных в ходе эксперимента значений коэффициентов межфазного массопереноса при переходе на масштаб залежи.

Таким образом, можно заключить, что использование традиционной неравновесной модели для практической реализации в современных гидродинамических симуляторах не представляется целесообразным. Во-первых, из-за сложности постановки экспериментов по определению коэффициентов межфазного массопереноса. Во-вторых, из-за необходимости существенного изменения программного кода ядра гидродинамического симулятора и размерности систем уравнений по сравнению с общепринятой реализацией модели равновесной многокомпонентной фильтрации – в связи с переходом от записи уравнения неразрывности для компонента в сумме по фазам к записи отдельного уравнения для компонента в каждой фазе.

Релаксационная модель неравновесных фазовых превращений

Для эффективной практической реализации была предложена принципиально иная модель учета неравновесного фазового поведения (Лобанова, Индрупский, 2012; Indrupskiy et al., 2017).

Как отмечалось выше, роль обобщенной силы при диффузии играет градиент химического потенциала. Диффузионный поток компонента направлен из области

с большим значением химического потенциала в область с его меньшим значением. Поэтому разность химических потенциалов компонента в фазах определяет направление массообмена между ними. Условием термодинамического равновесия многокомпонентной системы является равенство химических потенциалов (летучестей) компонентов в фазах (Брусиловский, 2002).

При моделировании многокомпонентной фильтрации для расчета равновесных составов и долей фаз смеси в каждом элементарном объеме необходимо решать систему уравнений, включающую условия равновесия и условия нормировки концентраций (Брусиловский, 2002; Whitson, Brule, 2000):

$$\begin{cases} \ln f_{i,L} - \ln f_{i,V} = 0, & i = \overline{1, N} \\ x_i L + y_i V - z_i = 0, & i = \overline{1, N} \\ \sum_{i=1}^N y_i - 1 = 0 \\ L + V = 1 \end{cases} \quad (8)$$

где V , L – мольные доли паровой и жидкой фаз, на которые разделяется исходная смесь; $f_{i,L}$ и $f_{i,V}$ – летучесть компонента i в жидкой и паровой фазах соответственно, z_i – заданный текущий суммарный состав (мольная доля компонента i) углеводородной смеси, причем сумма z_i равна единице.

Если в результате какого-либо внешнего воздействия система выведена из состояния равновесия, в ней начинают происходить процессы, направленные на достижение нового состояния равновесия. Этот процесс протекает с некоторым характерным временем. Если оно значительно по сравнению с характерным временем изменения внешних условий и им не удастся пренебречь, то процесс стремления к равновесию может быть описан как релаксационный. Исходя из (3), для нахождения составов и долей фаз вместо равновесной системы (8) необходимо решить неравновесную систему:

$$\begin{cases} \ln f_{i,L} - \ln f_{i,V} = \frac{\omega_{i,L-V}}{CRT}, & i = \overline{1, N} \\ x_i L + y_i V - z_i = 0, & i = \overline{1, N} \\ \sum_{i=1}^N y_i - 1 = 0 \\ L + V = 1 \end{cases} \quad (9)$$

В (Indrupskiy et al., 2017) было предложено правую часть в первом уравнении системы (9) $\bar{\omega}_{i,L-V} = \frac{\omega_{i,L-V}}{CRT}$ выразить через решение уравнения релаксации для разности химических потенциалов на одном шаге по времени:

$$\bar{\omega}_{i,L-V} = [\ln f_{i,L}(\bar{x}^{j-1}, p^j) - \ln f_{i,V}(\bar{y}^{j-1}, p^j)] \exp(-\lambda \Delta t), \quad (10)$$

где λ – параметр, обратный к характерному времени релаксации и уточняемый при настройке модели; Δt – величина шага по времени; а индекс j характеризует номер временного слоя, причем все величины в расчете левой части уравнений (9) принимаются на новом слое j . Таким образом, выражение (10) после подстановки в (9) соответствует релаксации составов фаз и связанной с ними разности химических потенциалов в направлении равновесного состояния в течение времени Δt после изменения давления со значения p^{j-1} на p^j .

Выражения (9)–(10) отражают пропорциональную зависимость между нормированной интенсивностью межфазного потока компонента и нормированной разностью химических потенциалов компонента в двух фазах. Нормированная интенсивность потока компонента $\bar{\omega}_{i,L-V}$ убывает от начального значения к нулю по мере релаксации составов фаз к равновесным. Таким образом, степень отклонения текущего фазового состояния от равновесного зависит от λ (скорости релаксации) и темпа изменения давления (скорости изменения равновесного состояния).

Модель (9)–(10) естественным образом обобщается на случай неизотермических процессов (Aglyamova, Indrupskiy, 2019) и переменного общего состава смеси (Богачев и др., 2019).

Найденные неравновесные составы фаз в каждом элементарном объеме (ячейке модели) участвуют в расчете фильтрационных течений через решение системы уравнений неразрывности в стандартной совместной записи, получаемой суммированием уравнений (1)–(2):

$$-\operatorname{div}\left(\frac{kk_V\rho_V}{\mu_V}y_i(\nabla p_V - \bar{\rho}_V g\nabla h) + \frac{kk_L\rho_L}{\mu_L}x_i(\nabla p_L - \bar{\rho}_L g\nabla h)\right) + \frac{\partial}{\partial t}(mS_V\rho_V y_i + mS_L\rho_L x_i) + q_{i,V} + q_{i,L} = 0, \quad (11)$$

$$I = 1, \dots, N.$$

В такой постановке модель неравновесного фазового поведения в настоящее время реализована в широко распространенном гидродинамическом симуляторе, с минимальными изменениями программного кода вычислительного ядра по сравнению с равновесным случаем (Богачев и др., 2019).

Особенности применения неравновесных моделей

Возвращаясь к вопросу практического применения моделей неравновесного фазового поведения, необходимо еще раз остановиться на некоторых особенностях проявления неравновесности.

Очевидно, что существенно неравновесное фазовое поведение возникает тогда, когда некоторый дополнительный фактор препятствует фазовым переходам во флюидальной системе и приводит к большим временам установления нового равновесного состояния. Математически учет этого фактора может быть выполнен по-разному на разных масштабах моделирования (Лобанова, Индрупский, 2012; Indrupskiy et al., 2017).

Рассматривая поток вещества между жидкой и газовой фазами на масштабе переноса молекул, немгновенный характер фазового перехода можно учесть с помощью решения уравнений диффузии с учетом расстояния до межфазной границы. В этом случае поведение системы будет соответствовать локально равновесному в каждом элементарном объеме (Saboorian-Jooybari et al., 2014). Однако при моделировании процессов в углеводородной залежи межфазные границы содержатся неявно внутри элементарных объемов, и вместо учета диффузии необходимо перейти к моделированию неравновесного фазового поведения на крупном масштабе.

В этом случае причиной, препятствующей равновесному (мгновенному) фазовому переходу, будет выступать маленький размер (площадь) межфазной границы

по сравнению с объемом, содержащим углеводородную смесь. А также другие факторы, препятствующие перемешиванию углеводородных фаз и переходу компонентов через межфазную границу: наличие в порах воды, капиллярные силы, адсорбция и др. Такую неравновесность можно назвать термодинамической (Gorodetskii et al., 2005). Поскольку «движущей силой» для потока компонентов через межфазную границу является разность химических потенциалов, релаксационная модель неравновесных фазовых превращений (9)–(10) (Indrupskiy et al., 2017) хорошо подходит для описания термодинамической неравновесности.

В качестве примера неравновесного фазового поведения углеводородной смеси, обусловленного сегрегацией фаз в локальном объеме, можно привести результаты экспериментов (Лапшин, 2001). Рассматривается обратное испарение ретроградной жидкости, выпавшей из газоконденсатных смесей с различным содержанием компонентов C_{5+} (рис. 1). Эксперимент предполагал снижение давления в однофазной газообразной системе до полного выпадения жидкой фазы. Затем давление поднимали до пластового (выше точки росы) и фиксировали динамику обратного испарения конденсата. Можно заметить, что чем больше содержание конденсата в системе, тем дольше происходит его переход в газообразное состояние. Отметим, что авторская подпись вертикальной оси на рис. 1 не вполне точная: отложена не доля растворенного конденсата, а ее дополнение до 1, т.е. доля выпавшего конденсата, остающегося в жидкой фазе к текущему моменту времени.

В то же время, такая релаксационная модель не позволяет описать неравновесность иного типа, возникающую, например, в экспериментах по дифференциальной конденсации (в ходе процесса истощения) для газоконденсатных систем в ретроградной области (Dorhjie et al., 2025). В этом случае существенные отклонения наблюдаемых долей и составов фаз от равновесных обусловлены высокими скоростями отбора и возникают по той причине, что формирующаяся вторая фаза (капли жидкости) не успевает сегрегироваться и выносятся в виде взвеси с потоком основной фазы (газа). Причина несоответствия

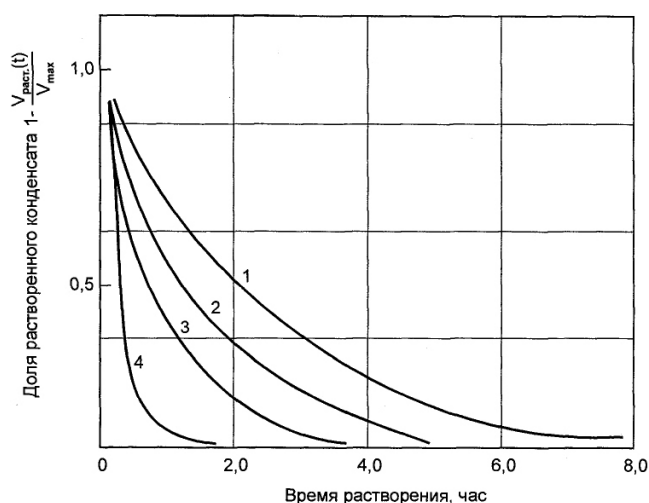


Рис. 1. Динамика испарения жидкой фазы при исследовании газоконденсатных систем с различным содержанием компонентов C_{5+} : 1 – 800 г/м³; 2 – 400 г/м³; 3 – 250 г/м³; 4 – 50 г/м³ (Лапшин, 2001)

показателей процессов расчетным равновесным значениям в этом случае не имеет термодинамической природы, поэтому такая неравновесность не может быть описана моделями на основе разности химических потенциалов компонентов в фазах. Для ее моделирования необходимо учитывать соотношение между скоростью роста (изменения радиуса) капель конденсата, темпом их осаждения и интенсивностью выноса с потоком газа. Подобная модель в упрощенном виде рассмотрена в (Чагеева, 2023).

Авторами (Dorhjie et al., 2024) на микромоделях выполнены эксперименты по истощению для газоконденсатной трехкомпонентной смеси метана, бутана и декана в соотношении 0,8325, 0,1125 и 0,055 мольных долей соответственно. Они показали, что использование равновесного термодинамического симулятора на основе уравнения состояния Пенга-Робинсона не позволяет воспроизвести распределение конденсатонасыщенности по длине модели после падения давления ниже точки росы. Причиной отклонения фактических результатов от модельных авторы считают вынос конденсата в виде аэрозоля с потоком газа. Вместо общепринятой концепции профиля насыщения жидкостью газоконденсатного коллектора (рис. 2), ими предложена модель, предполагающая наличие дополнительной зоны между зонами однофазного потока и неподвижного конденсата (рис. 3).

Для прогнозирования профиля насыщенности жидкой фазой с учетом выноса конденсата в виде аэрозоля авторы

(Dorhjie et al., 2024) предлагают использовать релаксационный параметр τ в модели материального баланса:

$$S_o^{eff} = (S_o^{eos} + S_o^{fog}) - e^{-\frac{1}{\tau}c}, \quad (12)$$

где S_o^{eos} – насыщенность жидкой углеводородной фазой, которая вычисляется с помощью стандартной процедуры расчета фазового равновесия (flash) вместе с газонасыщенностью S_g . Предполагается, что насыщенность жидкой фазой S_o^{eos} включает две составляющих: подвижный конденсат в форме аэрозоля с насыщенностью S_o^{fog} и неподвижный конденсат с насыщенностью S_o^{eff} . Насыщенность неподвижным конденсатом S_o^{eff} на некотором шаге i формируется следующим образом. Сначала к насыщенности жидкой фазой S_o^{eos} , сконденсированной в локальном объеме (ячейке) на этом шаге, добавляется насыщенность аэрозольным конденсатом S_o^{fog} , сформированная на предыдущем шаге $i-1$ в соседнем объеме и привнесенная с потоком газа. Чтобы учесть, что из этого общего количества конденсата некоторая доля успевает осесть за текущий шаг и сформировать S_o^{eff} , авторы (Dorhjie et al., 2024) вводят поправку $e^{-\frac{1}{\tau}c}$. Оставшаяся часть формирует новую величину S_o^{fog} и переносится в соседнюю ячейку.

При моделировании экспериментов, выполненных на микромоделях пласта, авторы (Dorhjie et al., 2024) предполагают постоянную скорость перемещения аэрозольного конденсата с газовой фазой между ячейками и используют безразмерные координату и время, поэтому

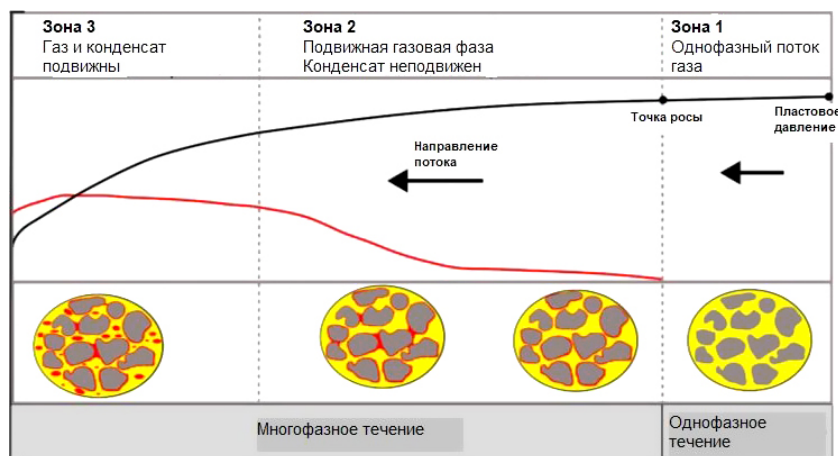


Рис. 2. Общепринятая концепция профиля насыщения жидкостью газоконденсатного коллектора (Dorhjie et al., 2024)

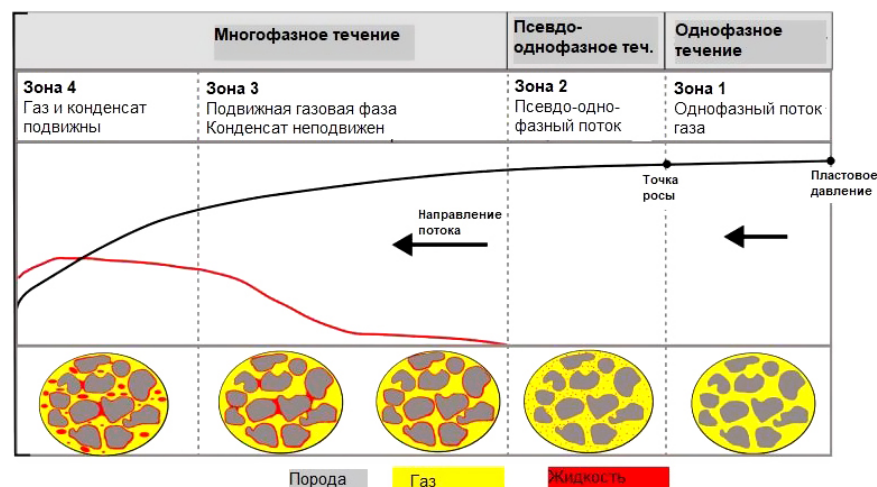


Рис. 3. Концепция профиля насыщения жидкостью газоконденсатных коллекторов с учетом зоны аэрозоля (Dorhjie et al., 2024)

шаг по времени $\Delta t = 1$ в формулу не включен. C – безразмерный коэффициент силы гидравлического сопротивления, действующей на поток, которая авторами (Dorhjie et al., 2024) в расчетах не учитывалась (принималось $C = 1$). Отметим, что ряд моментов в формуле (12) выглядят нефизично, в частности, способ применения релаксационной поправки.

Рассмотренные выше особенности использования равновесных и неравновесных моделей схематично показаны на рис. 4 на примере фазового поведения газоконденсатной смеси. В ретроградной области при повышении давления конденсат переходит в газообразное состояние через ограниченную по площади межфазную границу. Такой фазовый переход является неравновесным, поскольку может протекать значительное время, которым на масштабе пластовых процессов нельзя пренебречь (рис. 4а). На рис. 4б показан обратный процесс выпадения конденсата при снижении давления. Такой фазовый переход протекает во всем объеме газовой фазы практически мгновенно по сравнению с темпом снижения давления, поэтому его можно считать равновесным.

Изменение давления в описанных процессах при разработке залежи обусловлено наличием гидродинамических потоков, учет которых не приводит к изменению природы фазового перехода. В частности, фазовый переход, протекающий при повышении давления в ходе реализации сайклинг процесса (рис. 4а с учетом потока), остается неравновесным. А истощение газоконденсатной залежи с учетом течения к скважинам (рис. 4б с учетом потока) – термодинамически равновесным процессом с возможным выносом капель конденсата в потоке газовой фазы.

Примером ошибочного использования модели (Indrupskiy et al., 2017) является ее применение в работе (Yang et al., 2020) для математического описания

экспериментов по истощению газоконденсатной смеси в полноразмерных кернах. На рис. 5 и 6 показаны результаты эксперимента, равновесного и неравновесного моделирования процесса истощения при быстром и медленном снижении давления. Изменение темпа снижения давления, которое авторы трактуют как меру неравновесности фазового поведения, приводит в действительности к изменению интенсивности выноса формирующихся капель конденсата. Авторы же интерпретируют этот процесс как термодинамически неравновесный и ожидаемо приходят к выводу, что применение релаксационной модели не дает значительного улучшения прогнозов по количеству добытого конденсата по сравнению с использованием равновесной модели фазового поведения. Отметим, что помимо выбора несоответствующей модели влияние на такой вывод оказывает и невысокое содержание конденсата в исследуемой смеси.

В (Динариев, Евсеев, 2023) также было проведено моделирование процесса истощения газоконденсатной смеси с учетом неравновесных эффектов для описания течения вблизи вертикальной скважины. Известно, что при этом в околоскважинном пространстве образуется область накопления жидкой фазы – «конденсатная банка». Причем насыщенность пористой среды конденсатом зависит от скорости фильтрации (дебита скважины). Авторы считают, что данное явление обусловлено термодинамически неравновесным выпадением конденсата из газа и может быть описано модификацией традиционной модели (1)–(2). Поскольку матрица кинетических коэффициентов L_{ij} , необходимая для определения интенсивности массопереноса компонентов, может быть получена только экспериментально, авторами предложена методика ее качественной оценки. Для этого элементы матрицы представляются в виде суммы конвективного и диффузионного потоков

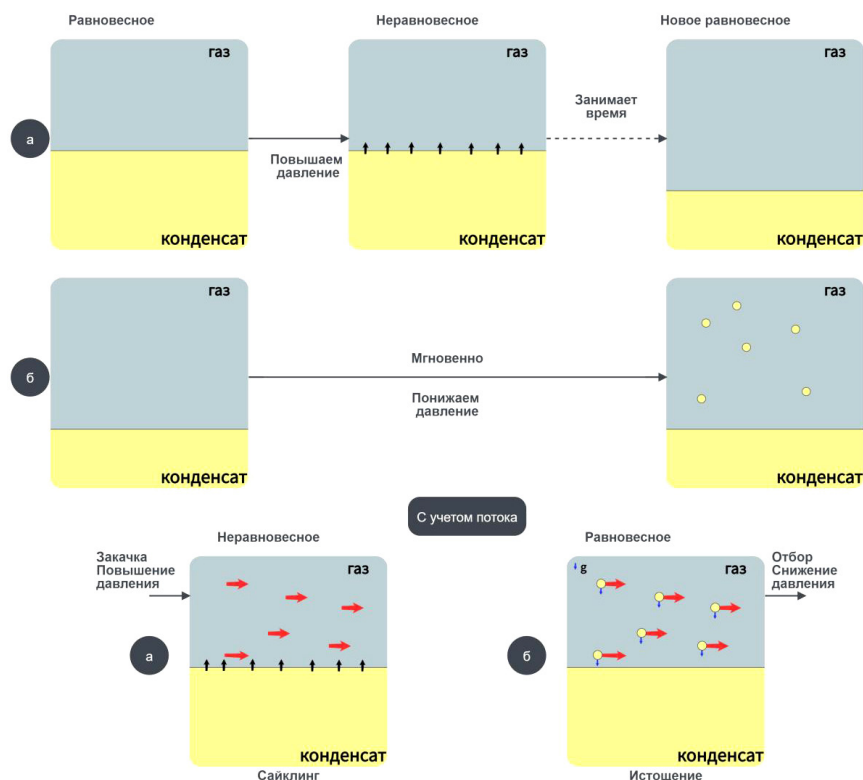


Рис. 4. Иллюстрация причин возникновения неравновесного (а) и равновесного (б) фазового поведения без учета и с учетом гидродинамических потоков на примере газоконденсатной смеси

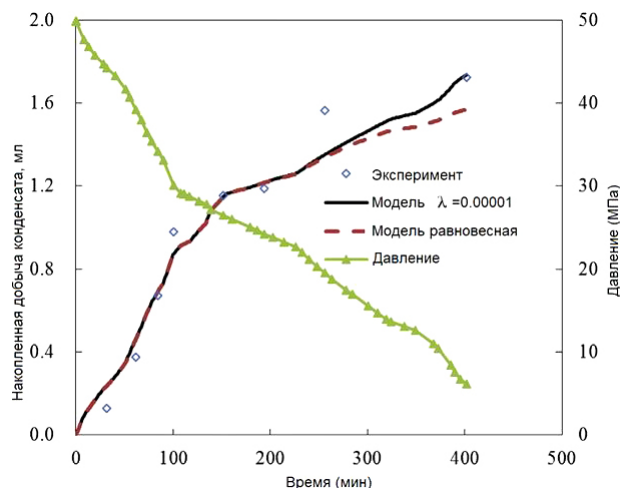


Рис. 5. Добыча конденсата при быстром истощении по результатам эксперимента, равновесного и неравновесного моделирования (Yang et al., 2020)

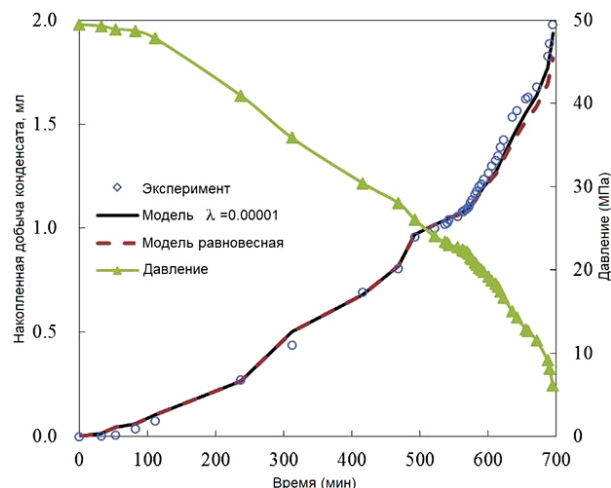


Рис. 6. Добыча конденсата при медленном истощении по результатам эксперимента, равновесного и неравновесного моделирования (Yang et al., 2020)

с некоторым коэффициентом α . Он определяется исходя из геометрии порового пространства и рассматривается как мера проявления неравновесного фазового поведения.

Чтобы оценить правомерность такого подхода, необходимо еще раз остановиться на процессе перехода многокомпонентной системы из однофазного в двухфазное состояние. Ретроградная конденсация при снижении давления ниже точки росы является примером такого процесса. Данный процесс протекает во всем объеме исходной фазы, поэтому он является термодинамически равновесным, что подтверждено лабораторными экспериментами (Gorodetskii et al., 2005).

Пример различного характера прямого и обратного фазовых переходов между однофазным и двухфазным состояниями показан на рис. 7. Приведена P-T диаграмма, полученная в ходе эксперимента по изохорному охлаждению и последующему нагреву трехкомпонентной смеси состава: 50% (мольных) метана, 35% пропана и 15% пентана. Начальная температура 365K, минимальная температура 300K. Процесс охлаждения со скоростью 2K/час показан синей изохорой. Процесс протекает равновесно, излом при температуре 340,6K соответствует равновесному переходу из однофазного в двухфазное состояние. Изохора при нагреве с той же скоростью 2K/час показана оранжевым цветом и является неравновесной. В случае, когда при температуре равновесного фазового перехода 340.6K нагрев останавливали, отмечалась релаксация к равновесному состоянию, показанная красной вертикальной линией.

В работе (Aglyamova, Indrupskiy, 2019) подтверждено, что полный цикл эксперимента на рис. 7 может быть воспроизведен расчетным путем с применением термодинамически равновесной модели для процесса охлаждения (конденсация) и неравновесной – для процесса нагрева (обратное испарение).

Таким образом, рассматриваемые в работе (Динариев, Евсеев, 2023) эффекты следует объяснять не термодинамически неравновесным выпадением конденсата из газовой фазы, а выносом формирующихся капель конденсата в виде взвеси с потоком газа. Поэтому, аналогично примеру выше, их не следует описывать моделями,

основанными на диффузионном переносе вещества и химических потенциалах компонентов.

Остановимся подробнее на влиянии масштаба, на котором описывается фазовое поведение смеси. В (Saboorian-Jooybari et al., 2014) рассматривается вопрос о необходимости использования неравновесной модели при описании диффузии компонентов через границу газ-жидкость, т.е. на мелком масштабе. Авторами выполнены расчеты коэффициентов диффузии с помощью равновесной и неравновесной моделей. При этом относительная погрешность получаемых результатов не превышала 2%. Этот результат можно объяснить, взглянув на формулировку второго закона Фика для описания растворения газа в жидкой фазе:

$$\frac{\partial C}{\partial t} = D \frac{\partial^2 C}{\partial z^2}, \quad (13)$$

где D и C – коэффициент диффузии и массовая концентрация растворенного газа (или отдельного компонента) в жидкости, соответственно.

Данная формулировка описывает некоторый не мгновенный перенос молекул газа от межфазной границы по координате z . Поэтому дополнительное использование неравновесной модели для вычисления коэффициента

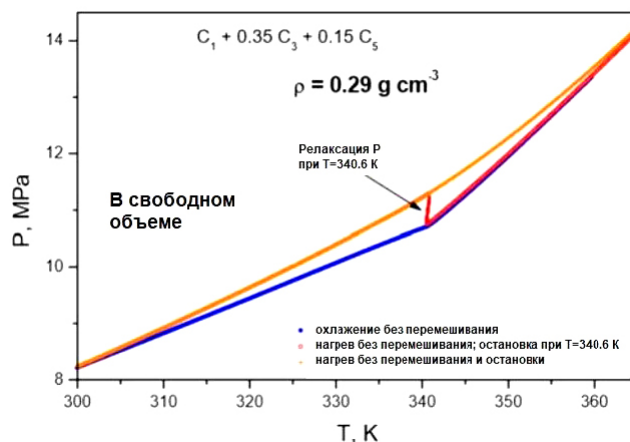


Рис. 7. P-T диаграмма эксперимента с гистерезисом нагрева и охлаждения (Gorodetskii et al., 2005)

диффузии не будет иметь значимого эффекта при рассмотрении процесса на мелком масштабе (кроме некоторых особых условий). Иными словами, результаты работы (Saboorian-Joooybari et al., 2014) подтверждают, что второй закон Фика на мелком масштабе позволяет описывать немгновенный фазовый переход без использования неравновесных моделей.

При переходе от мелкого масштаба на осредненный масштаб элементарного объема пласта (ячейки модели) пропадает возможность учета локальной диффузии и зависимости концентраций компонентов от расстояния до межфазной границы. С точки зрения средних составов фаз в ячейке наблюдаемое фазовое поведение интерпретируется как неравновесное и может быть описано рассмотренной выше неравновесной моделью (Лобанова Индрупский, 2012; Indrupskiy et al., 2017).

Примеры практического применения релаксационной модели неравновесных фазовых превращений

Помимо реализации модели (9)–(10) из работы (Indrupskiy et al., 2017), в (Богачев и др., 2019) был предложен альтернативный метод учета неравновесного фазового поведения на основе релаксационной модели. Он предполагает описание процесса релаксации в терминах не разности химических потенциалов, а коэффициентов распределения компонентов (К-значений) $K_i = \frac{y_i}{x_i}$.

На очередном шаге по времени в каждом элементарном объеме (ячейке) сначала осуществляется решение системы (8) для определения равновесных К-значений K_i^* . Далее рассматривается уравнение релаксации K_i к равновесному значению:

$$\frac{\partial K_i}{\partial t} = -\lambda(K_i - K_i^*) \quad (14)$$

с начальным условием, равным значению коэффициента распределения K_i^n , достигнутому на предыдущем шаге.

Дискретизируя уравнение (14), получают выражение для расчета K_i на следующем шаге:

$$K_i^{n+1} = K_i^n + \lambda(K_i^* - K_i^n)\Delta t. \quad (15)$$

По найденным значениям K_i^{n+1} рассчитываются текущие (неравновесные) доли и составы фаз. Отметим, что (15) может быть записано и в нелинеаризованной экспоненциальной форме, аналогично (10).

Данный метод обладает рядом достоинств: высокая вычислительная эффективность и устойчивость, возможность естественного обобщения на неизотермическую композиционную модель. При этом, как и метод работы (Indrupskiy et al., 2017), он требует изменения только алгоритмов расчета фазового состояния системы. Запись уравнений фильтрации не меняется, что дает возможность относительно простой реализации в существующих гидродинамических симуляторах.

В качестве примера практического применения рассматриваемых методов в работе (Богачев и др., 2019) приведены результаты расчетов эксплуатационных характеристик реального газонефтяного месторождения с использованием релаксационной неравновесной модели (Indrupskiy et al., 2017) и модели на основе релаксации

К-значений. Композиционная модель флюида состоит из 9 углеводородных компонентов (N_2 - CH_4 , CO_2 , H_2S , C_2H_6 , C_3H_8 - C_4H_{10} , C_5H_{12} - C_9H_{20} , $C_{10}H_{22}$ - $C_{19}H_{40}$, $C_{20}H_{42}$ - $C_{39}H_{80}$, C_{40+}) и водного компонента. Температура в пласте равна 101.67 °С. Гидродинамическая сетка содержит 900000 блоков, среди которых 180000 – активны. ВНК и ГНК находятся в пределах толщины пласта. Энергия пласта поддерживается за счет закачки воды в области ВНК, а также обратной закачки газа в газовую шапку.

На рис. 8, 9 и 10 приведены графики среднего давления по модели, накопленной добычи нефти и запасов свободного газа в пласте: без учета неравновесных эффектов ([EQ]), а также с учетом неравновесности на основе релаксации разности химических потенциалов с $\lambda = 0.001$ сут⁻¹ и $\lambda = 0.01$ сут⁻¹ ([0.001] и [0.01] соответственно) и на основе релаксации К-значений с теми же λ ([DKDT 0.001] и [DKDT 0.01] соответственно). Из приведенных графиков видно, что при использовании равновесной модели значения нефтедобычи существенно завышены по сравнению с неравновесными расчетами. Это происходит вследствие мгновенного растворения газа в нефти при превышении давления насыщения, в результате чего уменьшается вязкость нефти и увеличивается ее подвижность. Результаты расчетов с применением релаксационной модели (9)–(10) (Indrupskiy et al., 2017) и модели (15) (Богачев и др., 2019) близки.

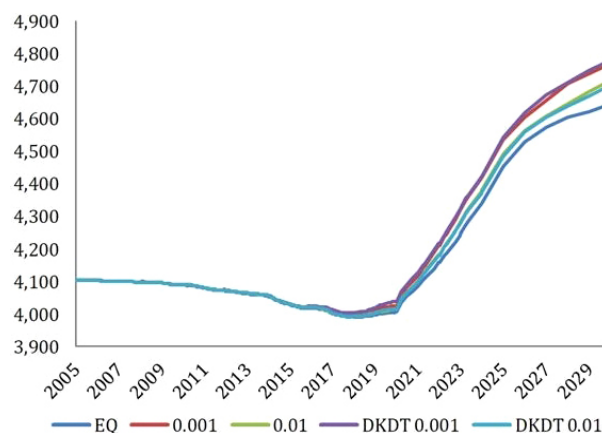


Рис. 8. Динамика среднего давления по модели (в фунтах на квадратный дюйм, Psi) (Богачев и др., 2019)

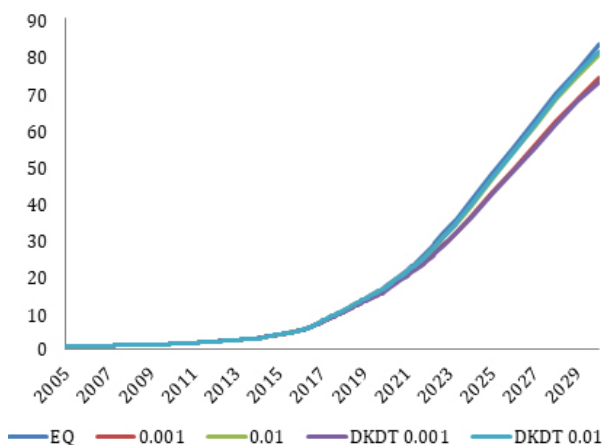


Рис. 9. Динамика накопленной добычи нефти (в млн баррелей при стандартных условиях) (Богачев и др., 2019)

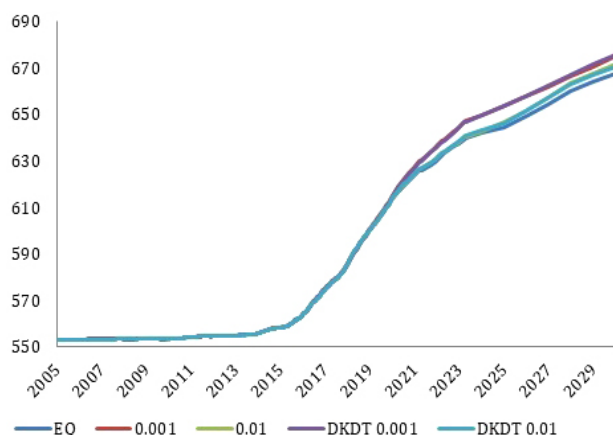


Рис. 10. Запасы свободного газа в пласте (в млрд кубических метров при стандартных условиях) (Богачев и др., 2019)

Отметим, что как показано в (Лобанова и др. 2016; Indrupskiy et al., 2017; Индрупский и др., 2020), величина λ зависит от масштаба моделирования, а использованные значения порядка 10^{-2} – 10^{-3} сут $^{-1}$ характерны для моделирования работы отдельных скважин или залежи в целом. На практике значение λ является настроечным параметром модели и определяется по результатам адаптации к истории разработки (history matching) и данным промысловых исследований.

Пример существенного влияния неравновесных процессов на показатели разработки реальной нефтегазоконденсатной залежи представлен в работе (Al-Jenaibi et al., 2019). Рассмотрены те же два метода. Продемонстрировано влияние обратного характерного времени релаксации λ на прогнозные динамики добычи углеводородов и изменения давления.

Для фильтрационных моделей типа нелетучей нефти (black oil) аналогом релаксационной модели неравновесных фазовых превращений является модель, основанная на релаксационном уравнении для газосодержания нефти при растворении газа (Зубов и др., 2015).

В модели нелетучей нефти аналогом концентраций компонентов в фазах являются величины газосодержания нефти R_s и, в расширенной формулировке, содержания конденсата в газе R_v . Классическая равновесная постановка предполагает, что при двухфазном состоянии углеводородной смеси газосодержание является функцией давления: $R_s = R_s(p)$. Это означает, что как выделение, так и растворение газа происходит мгновенно вслед за изменением давления. Чтобы учесть немгновенное растворение газа, в коммерческих симуляторах доступна опция ограничения скорости увеличения газосодержания

$$R_s^j \leq D\Delta t + R_s^{j-1}, \quad (16)$$

где величина D задается в качестве входного параметра и соответствует максимально допустимому изменению газосодержания (в абсолютных единицах) за единицу времени. В работе (Зубов и др., 2015) предложено вместо инженерного соотношения (16) использовать в пределах шага по времени Δt решение уравнения релаксации для газосодержания в виде:

$$\frac{dR_s^j}{dt} = -\bar{D}(R_s^j - R_s^*(p^j)), \quad (17)$$

где $\bar{D}$ имеет тот же смысл, что и λ в уравнениях (14)–(15), $R_s^*(p^j)$ – равновесное значение газосодержания при давлении p^j . Тогда итоговое выражение для изменения газосодержания на временном шаге имеет вид, аналогичный (15).

Пример практического использования и оценки параметров релаксационной модели неравновесных фазовых превращений для случая нелетучей нефти приведен в (Индрупский и др., 2020).

Известно, что выделение растворенного газа в окрестности нефтяной скважины при снижении давления ниже давления насыщения приводит к искривлению индикаторной диаграммы из-за уменьшения фазовой проницаемости для нефти.

Процесс растворения газа при росте давления находит отражение на индикаторной диаграмме обратного хода, которая в таких случаях отличается выраженным гистерезисом. Одной из ключевых его причин является неравновесный (немгновенный) характер обратного фазового перехода углеводородной системы в однофазное состояние. Этот эффект также проявляется при записи кривой восстановления давления (КВД) в виде замедленного выхода кривых давления и его производной на классические режимы (радиальный, линейный и др.), соответствующие течению однофазного флюида.

В качестве примера в (Индрупский и др., 2020) рассмотрена КВД по скважине для залежи сверхлегкой нефти с высоким газосодержанием и давлением насыщения, близким к начальному пластовому давлению. КВД записана в течение около 2 суток после длительной работы на режиме с забойным давлением значительно ниже давления насыщения, что привело к выделению газа и длительному выходу на радиальный режим. Подобный характер кривой не удастся воспроизвести в рамках стандартных моделей интерпретации КВД. На рис. 11 показана попытка воспроизведения фактического билогарифмического графика изменения давления и его логарифмической производной модельными кривыми с учетом влияния ствола скважины и зависимости скин-эффекта от дебита. Видно, что на графиках отражены принципиально разные процессы.

Для воспроизведения процессов в пласте с учетом выделения и обратного растворения газа использована слоисто-неоднородная секторная модель области

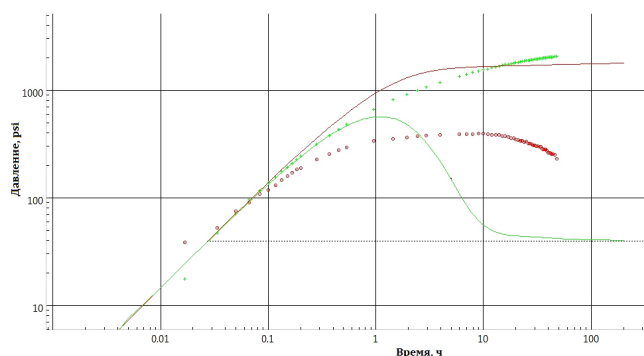


Рис. 11. Модельные (сплошные линии) и фактические (точки) зависимости изменения давления (красная линия, зеленые точки) и его логарифмической производной (зеленая линия, красные точки) от времени в билогарифмических координатах (Индрупский и др., 2020)

дренирования скважины с возрастающим шагом сетки по горизонтали и параметрами слоев, заданными по результатам интерпретации геофизических исследований скважин.

На рис. 12 представлен результат успешного воспроизведения фактической КВД с использованием релаксационной модели изменения газосодержания при неравновесном растворении газа (17) (ключевое слово DRSDTVPE) в сравнении с расчетной кривой по равновесной модели и модели на основе соотношения (16) (ключевое слово DRSDT) с одним из вариантов наилучшей настройки параметра $D = 10 \text{ м}^3/\text{м}^3/\text{сут}$.

Видно, что методы учета неравновесного фазового поведения углеводородов на основе релаксационной модели позволяют адекватно описывать особенности фазового поведения пластовых флюидов, связанные с недостаточной скоростью массообмена вследствие ограниченной удельной площади сформированной межфазной границы. Т.е. в тех случаях, когда механизм проявления неравновесности является термодинамическим.

В настоящий момент методы учета неравновесного фазового поведения на основе релаксационной модели успешно реализованы в отечественном гидродинамическом симуляторе tNavigator компании RockFlowDynamics как для композиционной модели, так и для модели нелетучей нефти black oil (Rock Flow Dynamics: tNavigator User Manual, 2024).

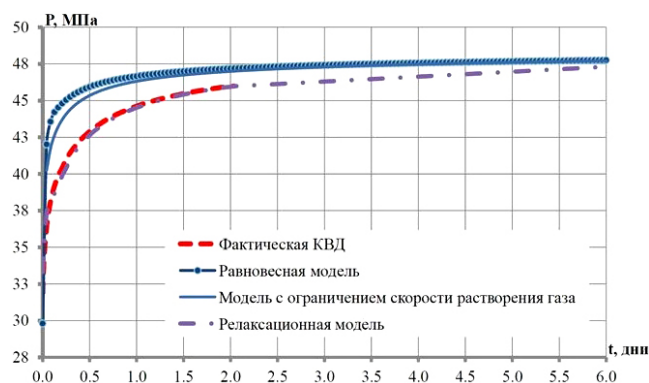


Рис. 12. Результат воспроизведения КВД с помощью релаксационной модели изменения газосодержания при неравновесном растворении газа (Индрупский и др., 2020)

Особенности моделирования течений флюида с неравновесным фазовым поведением

Как сказано выше, в основе релаксационной модели для учета неравновесных фазовых переходов лежит предположение, что углеводородная система в отсутствие внешнего воздействия стремится к равновесным составам и соотношениям фаз.

Однако при разработке месторождения на этот процесс накладываются внешние воздействия в виде изменений давления (и, возможно, температуры), а также потоков флюидов. Возможны ситуации, при которых равновесные составы и доли фаз не могут быть достигнуты.

Например, при реализации сайклинг-процесса (обратной закачки «сухого» газа в газоконденсатную залежь) необходимо моделировать закачку газа с составом, неравновесным к составу пластовой газоконденсатной

смеси. При этом между закачиваемым «сухим» газом и пластовым флюидом происходит интенсивный межфазный массообмен, который стремится привести газовую и жидкую фазы к равновесию. На этот процесс накладывается фильтрация газовой фазы от нагнетательной к добывающей скважине. При этом жидкая фаза остается неподвижной или фильтруется медленнее. В результате фазы равновесного состояния не достигают, причем составы обеих фаз меняются вдоль линии тока.

Для учета неравновесных фазовых превращений, сопровождающихся движением многокомпонентной смеси по пористой среде, неравновесная модель фазового поведения должна быть дополнена переменными, описывающими параметры движения неравновесных фаз.

Авторами работы (Ковалёв, Шеберстов, 2018) выполнено сравнение равновесной композиционной модели (использовался симулятор Schlumberger Eclipse 300), предложенной ими конечно-разностной аппроксимации классической неравновесной модели (Розенберг, Кундин, 1976; Максимов, 1994) и релаксационной неравновесной модели (Indrupskiy et al., 2017), реализованной в симуляторе RFD tNavigator. Для классической неравновесной модели принято одинаковое значение кинетического коэффициента для всех компонентов и ячеек – 5000 г·моль/сут. Параметр релаксации для релаксационной модели – 0,001 мин⁻¹.

Расчеты выполнены для линейно расположенной системы из девяти ячеек. Граничные условия подобраны так, чтобы моделировать выход системы на стационарный режим. В первой ячейке производится закачка смеси заданного состава, в последней ячейке за счет задания большого фиктивного значения пористости обеспечивается условие заданного давления. Флюидальная система представлена 4х-компонентной смесью CH_4 , C_3H_8 , C_5H_{12} , C_7H_{16} . Начальное мольное содержание компонентов соответственно, %: 67–22–8–3. Потенциальное содержание углеводородов C_{5+} составляет 404,1 г/м³. Давление начала конденсации – 139,2 бар, давление максимальной конденсации – 123,0 бар, максимальная насыщенность конденсатом – 19,37%, температура – 65 °С.

Рассчитан процесс перехода из начального состояния покоя к двухфазной стационарной фильтрации. Изначально модель равновесно инициализирована при давлении 138 бар в двухфазном состоянии. Динамика давления на выходе модели предусматривала равномерное снижение давления до 125 бар в течение 104 мин и поддержание его на этом уровне в дальнейшем.

Сравнительные результаты моделирования приведены на рис. 13. Красным цветом показана динамика насыщенности жидкостью для традиционной неравновесной модели, синим – для равновесной модели, желтым – для релаксационной неравновесной модели.

Из рис. 13 видно, что при моделировании фильтрации флюидов с использованием релаксационной модели стационарный режим достигается существенно позже и этот режим является равновесным.

Неизбежность выхода на стационарный режим с равновесным состоянием системы при достаточно длительном процессе следует из записи релаксационной модели (9)–(10) без учета конвективной составляющей производной по времени. В общем случае уравнение релаксации записывается в терминах полной производной:

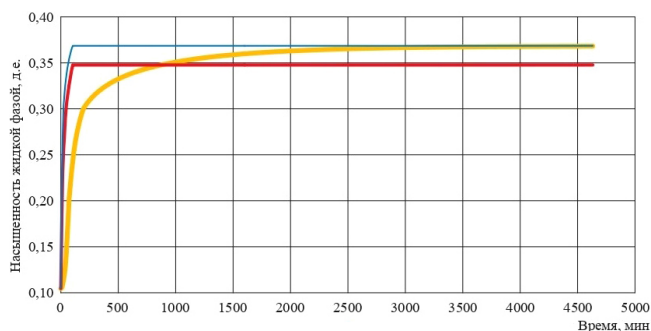


Рис. 13. Динамика насыщенности жидкостью выходной ячейки (Ковалёв, Шеберстов, 2018)

$$\frac{d\Delta_i}{dt} = -\lambda\Delta_i \quad (18)$$

где $\Delta_i = \mu_{i,L} - \mu_{i,V}$, и для движущегося элемента флюидальной системы оно принимает вид (Ковалёв, Шеберстов, 2018):

$$\frac{\partial\Delta_i}{\partial t} + w \frac{\partial\Delta_i}{\partial x} = -\lambda\Delta_i \quad (19)$$

Однако авторы (Ковалёв, Шеберстов, 2018) оставляют открытым вопрос о расчете скорости переноса w в общем случае фильтрации двухфазной неравновесной смеси.

Следует сказать, что модель, аналогичная (19), успешно используется для описания двухфазных течений в стволах скважин при добыче углеводородов или в процессе бурения. Если в таких моделях речь идет о движении газированной жидкости (модель типа нелетучей нефти), то вопрос выбора скорости в уравнении (19) не стоит. Например, в работе (Tikhonov et al., 2020) предложена модель нестационарного двухфазного течения газонефтяной смеси в скважине с учетом неравновесных фазовых переходов:

$$\frac{\partial x}{\partial t} + v_l \frac{\partial x}{\partial s} = \frac{x_E - x}{\Theta} h, \quad (20)$$

где Θ — характерное время релаксации, x — неравновесная массовая концентрация газового компонента в жидкой фазе, x_E — равновесная массовая концентрация газового компонента в жидкой фазе, t — время, s — координата вдоль оси скважины, измеренная от забоя, v_l — скорость нефтяной фазы с растворенным газом,

$$h = h(\alpha, x - x_E) = \begin{cases} 1, & \alpha > 0, x < x_E \\ 1, & x > x_E \\ 0, & \alpha = 0, x \leq x_E \end{cases}$$

α — объемная доля газовой фазы.

Однако для многомерного течения двухфазной смеси произвольного состава в пористой среде определение скорости переноса в уравнении (19) представляет существенные сложности.

Другим проблемным аспектом учета конвективной составляющей в релаксационной модели является невозможность разделения системы уравнений фильтрации и термодинамической подзадачи (9), которое является важным преимуществом релаксационного метода. Запись релаксационной неравновесной модели с выделением термодинамической подзадачи (9)–(10) (или (9) и (15)) обеспечивает возможность, во-первых, использования вычислительного ядра уже имеющегося программного

обеспечения для моделирования равновесной фильтрации. Во-вторых, позволяет проводить расчеты фазового поведения отдельно от фильтрационной подзадачи.

Тем не менее, проблема моделирования фильтрации, сопровождающейся неравновесными фазовыми переходами, действительно требует дальнейшего рассмотрения. Релаксационная модель неравновесного фазового поведения в текущей реализации не предполагает учета конвективной составляющей производной по времени. Однако это не означает, что она принципиально не применима для моделирования реальных фильтрационных течений при разработке месторождений.

Если при наличии фильтрационного потока основополагающим фактором неравновесного фазового поведения является быстрое изменение давления (или температуры), то релаксационная модель может применяться без учета конвективной составляющей. Такая ситуация возникает, например, при повышении давления путем закачки воды в ходе разработки нефтяного месторождения для обратного растворения выделившегося газа (Бриллиант и др., 2014). Или при снижении давления в газоконденсатной залежи ниже давления максимальной конденсации (Лобанова и др., 2016). Если же неравновесное фазовое поведение проявляется преимущественно по причине закачки неравновесных к пластовому флюиду углеводородных смесей (например, при сайклинг-процессе), то влиянием конвективной составляющей, действительно, пренебречь нельзя.

В то же время, при этом возможно сохранение преимуществ релаксационной модели за счет идеи разделения «вложенных» процессов на шаг по времени (Indrupskiy et al., 2017): внешнего (в данном случае влияние фильтрации фаз) и внутреннего (стремление системы к равновесному состоянию). Это может быть сделано за счет введения на каждом временном шаге корректирующих поправок к начальным условиям для релаксационных соотношений вида (10) или (14), вызванных потоком углеводородных компонентов в фазах.

Выводы

Традиционная модель учета неравновесных фазовых превращений при многокомпонентной фильтрации, основанная на раздельной записи уравнений неразрывности компонента в каждой фазе, является наиболее теоретически обоснованной. Однако ее практическое применение представляет затруднения в связи с необходимостью проведения большого объема сложных лабораторных экспериментов для определения параметров межфазного массообмена и их последующего переноса на масштаб течений в пласте. Для реализации традиционной неравновесной модели в существующих гидродинамических симуляторах требуется существенное изменение вычислительного ядра с удвоением размерности системы гидродинамических уравнений.

Релаксационная модель учета неравновесного фазового поведения, основанная на принципе релаксации составов фаз и химических потенциалов компонентов к равновесным значениям, реализуется в существующих гидродинамических симуляторах без принципиальных изменений вычислительного ядра. Модель может быть настроена на фактические данные на масштабе

как лабораторных экспериментов, так и реальных процессов разработки залежи, и не требует проведения сложных специализированных экспериментов для определения параметров неравновесности.

В настоящее время накоплен немалый опыт и опубликован ряд примеров практического применения релаксационной модели для описания разработки реальных месторождений углеводородов с неравновесным фазовым поведением, включая оценку параметров модели по данным промысловых исследований.

Как традиционная, так и релаксационная модель описывают термодинамически обусловленные проявления неравновесности. Их применение для корректного воспроизведения фазового поведения и определения его характерных параметров требует правильного понимания природы происходящих процессов. Для описания неравновесных эффектов, обусловленных не термодинамическими причинами, следует использовать модели другого типа.

В общем случае моделирования фильтрации углеводородных флюидов с учетом неравновесных фазовых переходов релаксационная модель на каждом шаге по времени должна быть дополнена корректировкой начальных условий к уравнению релаксации, эквивалентно учитывающих влияние конвективной составляющей полной производной релаксирующей величины по времени.

Финансирование

Работа выполнена в рамках Госзадания ИПНГ РАН, тема 125020501405-1 «Создание новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях на основе системного подхода к изучению и моделированию полного жизненного цикла нефтегазовых месторождений»

Литература

- Богачев К., Земцов С., Милютин С., Индрупский И., Лобанова О. (2019). Численное моделирование неравновесных фазовых переходов в изотермической композиционной модели фильтрации углеводородов. *Российская нефтегазовая техническая конференция SPE*, Москва, Россия. SPE-196871-RU.
- Бриллиант Л.С., Евдошук П.А., Плиткина Ю.А., Антипин М.А., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Лобанова О.А. (2014). Возможность эффективной доработки нефтяных месторождений за счет растворения *in situ* выделившегося из нефти газа. *Нефтяное хозяйство*, 4, с. 54–59.
- Брусиловский А.И. (2002). Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 575 с.
- Булейко В.М., Вовчук Г.А. (2010). Проблема неравновесности в задачах разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов. *Вестник газовой науки*, 5, с. 287–300.
- Григорьев Е.Б., Сокотушенко В.Н. (2019). Исследование неравновесных изотермических фильтрационных течений углеводородной смеси в пористой среде. *Вестник газовой науки*, 1 (38), с. 93–138.
- Динариев О.Ю., Евсеев Н.В. (2023). Неравновесные течения газоконденсатной смеси в пористой среде. *Прикладная механика и техническая физика*, 64(4), с. 130–138. <https://doi.org/10.15372/PMTF202315247>
- Зубов В.Р., Индрупский И.М., Богачев К.Ю. (2015). Моделирование обратного растворения газа в недрах BlackOil. *Российская нефтегазовая техническая конференция SPE*, Москва, Россия. SPE-176618-RU.
- Индрупский И.М., Даныко М.Ю., Цаган-Манджиев Т.Н., Аглымова А.И. (2020). Оценка параметров моделей неравновесного фазового поведения нефтяных и газоконденсатных систем по данным лабораторных и промысловых исследований. *Российская нефтегазовая техническая конференция SPE*, Москва, Россия. SPE-201956-RU.
- Ковалёв А.Л., Шеберстов Е.В. (2018). Численное моделирование локально-неравновесной фильтрации в газоконденсатных пластах. *Вестник газовой науки*, 5(37), с. 164–171.

- Курбанов А.К., Розенберг М.Д., Желтов Ю.П., Шовкринский Г.Ю. (1966). Исследование движения многокомпонентных смесей в пористой среде. *Теория и практика добычи нефти: ежегодник ВНИИ*. М.: Недра, с. 31–48.
- Лапшин В.И. (2001). Физическое моделирование фазовых превращений нефтегазоконденсатных систем глубокозалегающих месторождений Прикаспия. *Дисс. докт. техн. наук*. М., 329 с.
- Лобанова О.А., Зубов В.Р., Индрупский И.М. (2014). Неравновесное фазовое поведение углеводородных смесей. Часть 1: эксперименты. *Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности*, 11, с. 18–23.
- Лобанова О.А., Индрупский И.М. (2012). Неравновесные и масштабные эффекты в моделировании фазового поведения углеводородных смесей. *Нефтяное хозяйство*, 6, с. 49–53.
- Лобанова О.А., Индрупский И.М., Ющенко Т.С. (2016). Моделирование неравновесной динамики конденсатоотдачи на поздней стадии разработки газоконденсатной залежи. *Российская нефтегазовая техническая конференция SPE*, Москва, Россия. SPE-181977-RU. <https://doi.org/10.2118/181977-RU>
- Максимов В.М. (1994). Основы гидротермодинамики пластовых систем. М.: Недра, 201 с.
- Розенберг М.Д., Кундин С.А. (1976). Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа. М.: Недра, 335 с.
- Чагеева П.А. (2023). Исследование критериев неравновесного фазового поведения. Магистерская диссертация. РГУ Нефти и Газы им. Губкина, 44 с.
- Aglyamova A.I., Indrupskiy I.M. (2019). Numerical simulation of non-equilibrium isochoric phase transitions in hydrocarbon mixtures. *IOP Journal of Physics: Conference Series*, 1391, 012149. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1391/1/012149>
- Al-Jenaibi F., Bogachev K., Milyutin S., Zemtsov S., Gusarov E., Kuzevanov M., Indrupskiy I. (2019). Numerical Simulation of Non-Equilibrium Phase Behavior of Hydrocarbons for Modeling Oil and Gas Fields with Gas Injection. *SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition*, Abu Dhabi, UAE. SPE-196633-MS. <https://doi.org/10.2118/196633-MS>
- Dorhjie D.B., Aminev T., Gimazov A., Khamidullin D., Kuporosov D., Maerle K., Grishin P., Cheremisin A. (2025). Impact of depletion rate on the thermodynamics of gas condensates: Experimental insights and analysis. *Gas Science and Engineering*, 134, 205534. <https://doi.org/10.1016/j.jgsce.2024.205534>
- Dorhjie D. B., Pereponov D., Aminev T., Gimazov A., Khamidullin D., Kuporosov D., Tarkhov M., Rykov A., Filippov I., Mukhina E., Shilov E., Grishin P., Cheremisin A. (2024). A Microfluidic and Numerical Analysis of Non-equilibrium Phase Behavior of Gas Condensates. *Scientific Reports* 14, 9500. <https://doi.org/10.1038/s41598-024-59972-x>
- Gorodetskii, E.E., Voronov, V.P., Muratov, A.R., Kulikov, V.D. (2005). Study of Non-Equilibrium Phase Transitions in Binary and Ternary Hydrocarbon Mixtures. *Research Report*. Moscow, OGR1 RAS.
- Indrupskiy I.M., Lobanova O.A., Zubov V.R. (2017). Non-equilibrium phase behavior of hydrocarbons in compositional simulations and upscaling. *Computational Geosciences*, 21(5), pp. 1173–1188. DOI: 10.1007/s10596-017-9648-x
- Mohamadi-Baghmolaei M., Azin R., Osfouri S., Zendeheboudi S. (2019). Evaluation of mass transfer coefficient for gas condensates in porous systems: Experimental and modeling. *Fuel*, 255, 115507. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.05.090>
- Nghiem L.X., Sammon P.H. (1997). A Non-Equilibrium Equation-of-State Compositional Simulator. *SPE Reservoir Simulation Symposium*, Dallas, USA. SPE 37980.
- Rock Flow Dynamics: tNavigator User Manual (2024). Version 23.4.
- Saboorian-Jooybari H., Dejam M., Chen Z. (2014). Equilibrium or Nonequilibrium Models: A Critical Issue in Determination of Gas Diffusivity in Oil. *SPE Heavy Oil Conference*, Calgary, Canada. SPE-170030-MS. <https://doi.org/10.2118/170030-MS>
- Tikhonov V.S., Indrupskiy I.M., Bukashkina O.S. (2020). Effects of phase transitions on nonstationary liquid-gas flow in a well during gas kicks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 184, 106526. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106526>
- Whitson C.H., Brule M.R. (2000). Phase Behavior. *SPE Monograph* (Henry L. Doherty) Series, 20, SPE, Richardson, USA, 233 p. <https://doi.org/10.2118/9781555630874>
- Yang Y., Lun Z., Wang R., Hu W. (2020). Non-equilibrium phase behavior in gas condensate depletion experiments. *Fluid Phase Equilibria*, 506, 112410. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2019.112410>

Сведения об авторах

Илья Михайлович Индрупский – доктор тех. наук, главный научный сотрудник, заместитель директора по научной работе, Институт проблем нефти и газа РАН Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3
e-mail: i-ind@ipng.ru

Ольга Андреевна Лобанова – кандидат тех. наук, научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3
e-mail: o.lobanova@ipng.ru

Статья поступила в редакцию 03.10.2024;
Принята к публикации 27.02.2025; Опубликована 20.09.2025

IN ENGLISH

REVIEW ARTICLE

Application specifics of nonequilibrium phase behavior models in the development of hydrocarbon deposits: a critical review

O.A. Lobanova*, I.M. Indrupskiy

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Olga A. Lobanova, e-mail: o.lobanova@ipng.ru

Abstract. In order to correctly model the fluid phase behavior and accurately account for phase compositions, fractions and properties in the reservoir during the hydrocarbon field development, it is necessary in some cases to use non-equilibrium phase behavior models.

The signs of non-equilibrium phase behavior of hydrocarbons observed during field development may be associated with various factors. It has been experimentally shown that the so-called “thermodynamic non-equilibrium” behavior (when the phase transition cannot be considered instantaneous compared to the characteristic rate of change of the system state parameters) manifests itself due to the limited specific area of the phase interface. “Hydrodynamic non-equilibrium” behavior (the difference in actual fractions of the produced phases from the expected ones) is observed at high production rates for the reason that one of the phases does not have enough time to segregate and is transported as an aerosol in the second phase, without forming a separate continuous medium. Proper identification of the type of non-equilibrium behavior is a key factor in choosing the correct model.

The paper considers specifics of various models to account for non-equilibrium phase behavior. Examples of their practical application are analyzed for various manifestations of non-equilibrium phase behavior and different causes of its occurrence. The problem of modeling fluid flow with non-equilibrium phase transitions is discussed.

Keywords: nonequilibrium phase behavior, hydrocarbon field development, relaxation model, phase transition hysteresis, phase segregation, condensate carryover

Recommended citation: Lobanova O.A., Indrupskiy I.M. (2025). Application specifics of nonequilibrium phase behavior models in the development of hydrocarbon deposits: a critical review. *Georesursy = Georesources*, 27(3), pp. 252–266. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.17>

Acknowledgements

The work was carried out within the framework of the Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences State Assignment, topic 125020501405-1 “Creation

of new technologies for efficient and environmentally clean extraction of hydrocarbons in complex mining and geological conditions based on a systematic approach to the study and modelling of the complete life cycle of oil and gas fields”.

References

- Aglyamova A.I., Indrupskiy I.M. (2019). Numerical simulation of non-equilibrium isochoric phase transitions in hydrocarbon mixtures. *IOP Journal of Physics: Conference Series*, 1391, 012149. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1391/1/012149>
- Al-Jenaibi F., Bogachev K., Milyutin S., Zemtsov S., Gusarov E., Kuzevanov M., Indrupskiy I. (2019). Numerical Simulation of Non-Equilibrium Phase Behavior of Hydrocarbons for Modeling Oil and Gas Fields with Gas Injection. *SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition*, Abu Dhabi, UAE. SPE-196633-MS. <https://doi.org/10.2118/196633-MS>
- Bogachev K.Yu., Milyutin S.V., Zemtsov S.A., Indrupskiy I.M., Lobanova O.A. (2019). Numerical modeling of non-equilibrium phase transitions in the isothermal compositional hydrocarbon flow simulations. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia. SPE-196871. doi: <https://doi.org/10.2118/196871-MS>
- Brilliant L.S., Evdoshchuk P.A., Plitkina Yu.A., Antipin M.A., Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Lobanova O.A. (2014). The possibility of efficient additional development of oil fields due to the dissolution of the gas released from the oil insitu. *Neftyanoe khozyaystvo*, 4, pp. 54–59. (In Russ.)
- Brusilovskiy A.I. (2002). Phase transformations in the development of oil and gas fields. Moscow: Graal, 575 p. (In Russ.)
- Buleyko V.M., Vovchuk G.A. (2010). The problem of disequilibrium in the development of hard-to-recover hydrocarbon reserves. *Vesti gazovoi nauki*, 5, pp. 287–300. (In Russ.)
- Chageeva P.A. (2023). Investigation of criteria of nonequilibrium phase behavior. Master’s thesis. *Gubkin Russian State University of Oil and Gas*, 44 p.
- Dinariev O.Yu., Evseev N.V. (2023). Nonequilibrium transport of a gas-condensate mixture in a porous medium. *Applied Mechanics and Technical Physics*, 64 (4), pp. 130–138. (In Russ.) DOI: 10.15372/PMTF202315247
- Dorhjie D.B., Aminev T., Gimazov A., Khamidullin D., Kuporosov D., Maerle K., Grishin P., Cheremisin A. (2025). Impact of depletion rate on the thermodynamics of gas condensates: Experimental insights and analysis. *Gas Science and Engineering*, 134, 205534. <https://doi.org/10.1016/j.jgsce.2024.205534>
- Dorhjie D. B., Pereponov D., Aminev T., Gimazov A., Khamidullin D., Kuporosov D., Tarkhov M., Rykov A., Filippov I., Mukhina E., Shilov E., Grishin P., Cheremisin A. (2024). A Microfluidic and Numerical Analysis of Non-equilibrium Phase Behavior of Gas Condensates. *Scientific Reports* 14, 9500. <https://doi.org/10.1038/s41598-024-59972-x>
- Gorodetskii, E.E., Voronov, V.P., Muratov, A.R., Kulikov, V.D. (2005). Study of Non-Equilibrium Phase Transitions in Binary and Ternary Hydrocarbon Mixtures. *Research Report*. Moscow, OGRI RAS.

Grigoriev E.B., Sokotushchenko V.N. (2019). Investigation of nonequilibrium isothermal filtration flows of a hydrocarbon mixture in a porous medium. *Vesti gazovoi nauki*, 1(38), pp. 93–138. (In Russ.)

Indrupskiy I. M., Danko M. Yu., Tsagan-Mandzhiev T. N., Aglyamova A. I. (2020). Assessment of Non-Equilibrium Phase Behavior Model Parameters for Oil and Gas-Condensate Systems by Laboratory and Field Studies. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia. SPE 201956. <https://doi.org/10.2118/201956-MS>

Indrupskiy I.M., Lobanova O.A., Zubov V.R. (2017). Non-equilibrium phase behavior of hydrocarbons in compositional simulations and upscaling. *Computational Geosciences*, 21(5), pp. 1173–1188. DOI: 10.1007/s10596-017-9648-x

Kovalev A.L., Sheberstov E.V. (2018). Numerical simulation of Nonequilibrium local filtration in gas-condensate beds. *Vesti gazovoi nauki*, 5(37), pp. 164–171. (In Russ.)

Kurbanov A.K., Rosenberg M.D., Zheltov Yu.P., Shovkrinsky G.Yu. (1966). Investigation of the motion of multicomponent mixtures in a porous medium. *Theory and practice of oil production: yearbook of the All-Russian Research Institute*. Moscow: Nedra, pp. 31–48. (In Russ.)

Lapshin V.I. (2001). Physical modeling of phase transformations of oil and gas condensate systems of deep-lying deposits of the Caspian Sea. Dr. engin. sci. diss. Moscow, 329 p. (In Russ.)

Lobanova O.A., Indrupskiy I.M. (2012). Nonequilibrium and scale effects in modeling phase behavior of hydrocarbon mixtures. *Neftyanoe khozyaystvo*, 6, pp. 49–53. (In Russ.)

Lobanova O.A., Indrupskiy I.M., Yushchenko T.S. (2016). Modeling non-equilibrium dynamics of condensate recovery for mature gas-condensate fields. *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*, Moscow, Russia. SPE 181977. <https://doi.org/10.2118/181977-RU>

Lobanova O.A., Zubov V.R., Indrupskiy I.M. (2014). Nonequilibrium phase behavior of hydrocarbon mixtures. Part 1: experiments. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti*, 11, pp. 18–23. (In Russ.)

Maximov V.M. (1994). Fundamentals of hydrothermodynamics of reservoir systems. Moscow: Nedra, 201 p. (In Russ.)

Mohamadi-Baghmolaei M., Azin R., Osfouri S., Zendehboudi S. (2019). Evaluation of mass transfer coefficient for gas condensates in porous systems: Experimental and modeling. *Fuel*, 255, 115507. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.05.090>

Nghiem L.X., Sammon P.H. (1997). A Non-Equilibrium Equation-of-State Compositional Simulator. SPE Reservoir Simulation Symposium, Dallas, USA. SPE 37980.

Rock Flow Dynamics: tNavigator User Manual (2024). Version 23.4.

Rosenberg M.D., Kundin S.A. (1976). Multiphase multicomponent filtration in oil and gas production. Moscow: Nedra, 335 p. (In Russ.)

Saboorian-Jooybari H., Dejam M., Chen Z. (2014). Equilibrium or Nonequilibrium Models: A Critical Issue in Determination of Gas Diffusivity in Oil. *SPE Heavy Oil Conference*, Calgary, Canada. SPE-170030-MS. <https://doi.org/10.2118/170030-MS>

Tikhonov V.S., Indrupskiy I.M., Bukashkina O.S. (2020). Effects of phase transitions on nonstationary liquid-gas flow in a well during gas kicks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 184, 106526. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106526>

Whitson C.H., Brule M.R. (2000). Phase Behavior. SPE Monograph (Henry L. Doherty) Series, 20, SPE, Richardson, USA, 233 p. <https://doi.org/10.2118/9781555630874>

Yang Y., Lun Z., Wang R., Hu W. (2020). Non-equilibrium phase behavior in gas condensate depletion experiments. *Fluid Phase Equilibria*, 506, 112410. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2019.112410>

Zubov V.R., Indrupskiy I.M., Bogachev K.Yu. (2015). Modeling gas dissolution in BlackOil models. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia. SPE-176618. <https://doi.org/10.2118/176618-MS>

About the Authors

Ilya M. Indrupskiy – Dr. Sci. (Engineering), Chief Researcher, Deputy Director for Science, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences
3 Gubkina st., Moscow, 119333, Russian Federation
e-mail: i-ind@ipng.ru

Olga A. Lobanova – Cand. Sci. (Engineering), Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences
3 Gubkina st., Moscow, 119333, Russian Federation
e-mail: o.lobanova@ipng.ru

Manuscript received 3 October 2024;

Accepted 27 February 2025; Published 20 September 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Развитие добычи «высокотехнологичного» газа: в основе новые знания, современные технологии и гибкие процедуры индикативного планирования

В.А. Крюков¹, А.Н. Токарев^{1*}, Е.А. Дубовицкая²

¹Институт экономики и организации промышленного производства Сибирского отделения РАН, Новосибирск, Россия

²ООО «Индженникс Групп», Москва, Россия

Россия обладает крупнейшей в мире ресурсной базой природного газа. При этом значительная часть запасов газа относится к трудноизвлекаемым (ТРИЗ), а его поставки на рынок (прежде всего трубопроводным транспортом) в современных условиях связаны с преодолением серьезных препятствий. Поэтому одним из ключевых приоритетов развития отрасли должно стать производство высокотехнологичного газа – газа, добываемого из ТРИЗ и/или поставляемого на рынок в виде сжиженного природного газа (СПГ). Его производство предполагает применение как инновационных технологий, так и новых форм координации участников процессов его производства.

Проекты по производству высокотехнологичного газа (ВТ-газа) могут успешно реализоваться только при снятии ряда ограничений. Особо следует отметить: (1) технологические проблемы, решение которых требует применения новых видов оборудования, материалов и услуг; (2) организационно-экономические проблемы, которые связаны с повышенным уровнем издержек в отдельных звеньях технологических цепочек.

Выполненные авторами оценки показывают, что дополнительные налоговые стимулы при разработке ТРИЗ газа – ачимовских и юрских залежей – позволяют вывести проекты их освоения на требуемый инвесторами уровень рентабельности. При этом налоговые поступления государства будут на уровне доходов, получаемых при добыче аналогичного объема сеноманского газа. Такой эффект связан с включением в состав целевых продуктов газового конденсата. В свою очередь, при реализации СПГ-проектов, даже в случае использования налоговых стимулов, поступления государству не ниже, чем при существующем налогообложении добычи газа и его поставках трубопроводным транспортом. Это обстоятельство связано с тем, что СПГ-проекты характеризуются более высокой капиталоемкостью и большей гибкостью направлений поставок и последующего использования сжиженного газа.

Показано, что для увеличения добычи и производства ВТ-газа важную роль играет формирование условий для ускоренного развития смежных отраслей, прежде всего, нефтегазового сервиса и машиностроения, что может быть обеспечено только при тесной кооперации участников этих проектов с использованием механизмов индикативного планирования.

Ключевые слова: высокотехнологичный газ, ачимовские и юрские залежи, Ямало-Ненецкий автономный округ, индикативное планирование, налоги, нефтегазовое машиностроение, трудноизвлекаемые запасы, сжиженный природный газ

Для цитирования: Крюков В.А., Токарев А.Н., Дубовицкая Е.А. (2025). Развитие добычи «высокотехнологичного» газа: в основе новые знания, современные технологии и гибкие процедуры индикативного планирования. *Георесурсы*, 27(3), с. 267–279. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.23>

Введение

Согласно Концепции технологического развития Российской Федерации на период до 2030 г.¹, в современных условиях приоритетом государственной политики является достижение технологического

суверенитета – наличия в стране под национальным контролем критических и сквозных технологий на основе собственных разработок. Более того, необходимо достижение технологического лидерства, чтобы не только обеспечивать самодостаточность на внутреннем рынке, но и выпускать продукцию, конкурентоспособную на внешних рынках. Требуется формирование системы технологических приоритетов и их последовательной реализации на всех стадиях научно-технологического

* Ответственный автор: Анатолий Николаевич Токарев
e-mail: Anatoli-3@yandex.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

¹Концепция технологического развития на период до 2030 года. Распоряжение Правительства РФ от 20 мая 2023 года №1315-п. <http://government.ru/news/48570>

цикла, что на практике невозможно осуществить без использования механизмов индикативного планирования и соответствующих институтов – организаций, ориентированных на их разработку и применение на практике.

Современные условия развития российской экономики характеризуются жестким санкционным давлением, разрывом части международных связей, ускорением инновационных процессов и технологического развития в странах-конкурентах. Применительно к газовой промышленности России это проявляется в усложнении поставок газа на внешние рынки (прежде всего трубопроводным транспортом); в формировании барьеров при доступе к новым технологиям и оборудованию, в том числе для добычи углеводородного сырья из трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) и производству сжиженного природного газа (СПГ); в повышении конкуренции на внешних рынках. В этих условиях необходима скоординированная концентрация усилий целого ряда компаний и учреждений (часто из разных отраслей и сфер деятельности – науки, вузов, производства) для достижения задач обеспечения технологического суверенитета в газовой отрасли.

Необходимо формирование цепочек (сетей) создания добавленной стоимости, включающих отечественные компании в качестве ключевых игроков (Atienza, Lufin, Soto, 2021; Полтерович, 2023). Формирование таких сетей требует активного участия государства с использованием системы соответствующих институтов и инструментов. Создание таких сетей для производства нефтегазового оборудования требует значительных инвестиций, координации деятельности предприятий из разных отраслей (включая металлургию, химическую промышленность, машиностроение), конструкторских, образовательных и исследовательских организаций. Для успешной координации таких производственных цепочек необходимы институты и механизмы индикативного планирования (Полтерович, 2016). При этом в целом индикативные планы отличает ориентация не на достижение определенных (заданных свыше) показателей, а на создание и запуск процессов формирования цепочек добавленной стоимости, согласованных между собой и периодически уточняемых в соответствии с методологией скользящего планирования (Полтерович, 2024; Сапир, 2022; Трюэль, Рассадина, 2017).

В основе успешности создания и функционирования производственных связей в минерально-сырьевом секторе лежит эффективная система государственного регулирования, прежде всего, в сфере недропользования в самом широком смысле этого слова (Al-Kasim, 2006; Литвиненко и др., 2022; Krukov, Tokarev, 2024). К основным ее составляющим следует отнести: принципы доступа к участкам недр; комплекс научно-технических условий изучения и освоения недр; наличие межотраслевых органов государственного регулирования, как правило, имеющих полномочные офисы в ресурсных регионах.

Ответы на имеющиеся вызовы требуют как использования уже ранее апробированных, так и формирования новых механизмов индикативного планирования. К ключевым инструментам технологического развития, ускоряющим создание и развитие приоритетных технологий, следует отнести, например, кластерную политику; индустриальные мегапроекты, нацеленные на производство

высокотехнологичной продукции, созданной на основе отечественных технологий; соглашения компаний-лидеров и Правительства РФ по разработке высокотехнологичной продукции на основе критических и сквозных технологий.

Россия обладает крупнейшей в мире ресурсной базой природного газа. По состоянию на начало 2024 года извлекаемые запасы природного газа по категориям $A+B_1+C_1$ составляли более 43,5 трлн м³ и 19,9 трлн м³ – по категории C_2 (Государственный доклад, 2024). При этом значительная часть запасов газа относится к трудноизвлекаемым, а его поставки на рынок (прежде всего трубопроводным транспортом) в современных условиях связаны с преодолением серьезных препятствий.

Среди основных причин отнесения ресурсов газа к ТРИЗ, как правило, отмечаются высокие издержки. Причиной повышенных издержек в данном случае являются не только более сложные геологические условия и возможности применения ранее успешно зарекомендовавших себя технологий, но также не отвечающие изменившимся условиям формы координации участников процессов освоения и добычи. Одним из ключевых приоритетов должно являться развитие процедур координации при производстве газа из залежей, относимых к ТРИЗ, и поставляемого на рынок в виде сжиженного природного газа. Такой газ, который предполагает применение как новых технологий, так и новых форм координации процессов его освоения, добычи и производства, определен авторами как высокотехнологичный. В настоящее время для России одним из ключевых отраслевых приоритетов должно стать производство высокотехнологичного газа и соответствующее научно-техническое обеспечение этих процессов. Следует особо подчеркнуть, что высокотехнологичный газ – это динамично изменяющееся по своему содержанию понятие вслед за постоянным ухудшением природных условий вводимых в хозяйственный оборот новых месторождений и усложнения требуемых для их освоения технологий – либо совершенствования существующих (эволюционный научно-технический прогресс – НТП), либо создания принципиально новых (революционный НТП) (Конопляник, 2019).

Производство ВТ-газа на основе отечественного оборудования может стать одним из важнейших механизмов технологического развития и достижения суверенитета в этой сфере. При этом новые проекты по производству высокотехнологичного газа могут успешно реализоваться только при снятии ряда ограничений. Следует особо отметить две группы проблем:

– технологические проблемы, решение которых требует развития как новых технологий, так и специализированных поставщиков оборудования, материалов, услуг – нефтегазового сервиса и машиностроения при их тесной кооперации между собой (Krukov, Tokarev, 2024);

– неравномерно распределенный вдоль цепочек технологических взаимосвязей уровень издержек, который вызывает необходимость разработки и применения гибких механизмов государственного регулирования (включая, в том числе, на определенных этапах и на определенное время меры налогового стимулирования).

Целью проведенного исследования является разработка рекомендаций, направленных на увеличение производства

ВТ-газа. Основные задачи связаны с анализом институтов и механизмов индикативного планирования, используемых в нефтегазовом секторе; выявлением роли кооперации при реализации высокотехнологичных проектов; оценкой налоговых условий освоения ресурсов ВТ-газа в ЯНАО.

1. Формирование государственной политики применительно к нефтегазовому машиностроению

В современных условиях нефтегазовый сектор характеризуется возрастающей ролью подрядчиков и производителей оборудования, которые во многом являются средой создания новых знаний и практик ресурсных компаний. Независимые инжиниринговые компании и производители оборудования, которые выполняют экспериментальные и пилотные работы, часто являются создателями нового оборудования и генераторами новых подходов к организации производственных процессов, которые затем применяются и в ресурсных компаниях. Развитие нефтегазового сервиса и машиностроения (поставщиков оборудования) может рассматриваться в качестве одного из важных факторов экономического роста, в том числе на региональном уровне (Cassini, Robert, 2020; Crespi, Katz, Olivari, 2018).

Нефтегазовое машиностроение (НГМ) в России имеет продолжительную историю своего развития. При этом уровень обеспечения российских потребителей отечественным оборудованием для добычи углеводородного сырья по целому ряду товарных позиций пока еще далек от необходимого уровня, обеспечивающего технологический суверенитет. По данным Минпромторга России, в 2014 году доля импорта в поставках критически важного нефтегазового оборудования составляла 80%, а по отдельным позициям российских аналогов вообще не существовало. Например, у нефтегазового сектора была высокая зависимость от зарубежного насосно-компрессорного, сейсморазведочного оборудования, технологий и техники для морского бурения, систем автоматизации и программного обеспечения². Такое положение в значительной степени связано с тем, что в современной России добывающие компании были ориентированы на закупку импортного оборудования, на услуги крупных зарубежных высокотехнологичных сервисных компаний. К причинам (исторического характера) такой зависимости следует отнести разрыв кооперационных цепочек после распада СССР и выход на освоение новых классов запасов (например, на шельфе), где западные компании уже работали и имели конкурентоспособное оборудование (Konoplyanik, 2023). В результате российское нефтегазовое машиностроение оказалось в кризисном состоянии (Лебедева, 2019).

Для проведения успешной промышленной политики, в том числе применительно к НГМ, необходима реализация целого ряда мер, которые обсуждаются уже достаточно продолжительное время, но, пожалуй, еще никогда в современной России не были столь актуальны и остро необходимы. К укрупненным направлениям такой политики следует отнести, например:

- создание условий для увеличения объемов долгосрочного кредитования российских предприятий;
- развитие механизмов налогового стимулирования в рамках реализации приоритетных направлений промышленной политики;
- государственная поддержка НИОКР по разработке базовых и прорывных технологий, соответствующих отраслевым приоритетам;
- развитие системы технического регулирования;
- совершенствование системы подготовки, переподготовки и повышения квалификации кадров для высокотехнологичных отраслей промышленности.

Развитие нефтегазового машиностроения в современных условиях является важной составляющей обеспечения технологического суверенитета. В настоящее время государственная поддержка предприятий по производству оборудования для нефтяной и газовой промышленности осуществляется в рамках поддержки создания и развития промышленных производств на территории России и при реализации мероприятий отраслевой программы импортозамещения. По состоянию на середину 2024 года принято более 200 различных государственных и отраслевых нормативно-правовых документов, ориентированных на развитие отечественной промышленности, значительная часть которых применима к разработке и созданию оборудования для добычи и производства ВТ-газа. В этой связи на повестке дня стоят задачи даже не столько расширения перечня уже работающих (с разной степенью успешности) инструментов. Скорее требуются их систематизация, упрощение процедур их практического использования, учет особенностей конкретных отраслей, формирования комплексной стратегии развития НГМ. В конечном счете, речь идет о придании фрагментам системы государственного регулирования научно-технологическим развитием большей целенаправленности, системности и гибкости.

Имеющиеся проблемы для развития специализированного нефтегазового машиностроения и направления их решения схожи с другими подотраслями машиностроительной отрасли. Эти проблемы в целом должны решаться в рамках государственной промышленной политики, ориентированной на развитие отечественных разработчиков и производителей оборудования и техники: полного, сквозного цикла – от этапа НИОКР до обслуживания работающего оборудования. При этом необходимо иметь в виду специфику НГМ, в том числе его место и роль в обеспечении технологического суверенитета России, учитывая, что НГМ и нефтегазовый сервис создают необходимые предпосылки для стабильного функционирования базового для экономики России отраслевого сектора – нефтегазового.

В условиях санкционного давления были сделаны важные шаги по стимулированию развития НГМ, которые позволили получить заметные результаты. В конце 2023 года доля отечественного оборудования для нефтегазовой промышленности достигла 65%, а по итогам 2025 года ожидается, что эта доля составит 80%³.

² Новый импульс политики импортозамещения. Центральное диспетчерское управление ТЭК. https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2024/3/1240

³ Конев И. Российский ТЭК консолидирует спрос на отечественное оборудование. Российская газета. 27.05.2024. <https://rg.ru/2024/05/27/rossijskij-tek-konsolidiruet-spros-na-otechestvennoe-oborudovanie.html>

Чрезвычайно важны динамика и взаимосвязь отдельных блоков промышленной политики: отсутствие действенных механизмов координации в каком-либо направлении может привести к существенному ослаблению значимости других. Другой важный аспект – эффективное распределение рисков при разработке и производстве нового оборудования, прежде всего, между производителем и потребителем продукции. Например, одним из условий государственной финансовой поддержки может быть требование по предоставлению контрактных гарантий потребителя новой продукции государству и производителю на покупку минимально-необходимых объемов поддерживаемой продукции при ее соответствии техническим и коммерческим условиям (Жданеев и др., 2020).

Зарубежный опыт свидетельствует о том, что часто успешное становление и развитие производственного и инновационного потенциала базируются на гибких стратегиях технологического обучения в ответ на меняющиеся условия – «окна возможностей», которые открываются для их развития (например, в зависимости от спроса, от отраслевых технологических, институциональных и специфических проблем). Характерным примером является рост добычи нефти и газа из сланцевых формаций (Thomas, Pidgeon, Bradshaw, 2018; Сланцевая революция..., 2019; Иванов, Пусенкова, Соколов, 2024). Для российских компаний нефтегазового и смежных секторов экономики данное «окно возможностей» открывается в связи со стремительным изменением ресурсной базы углеводородного сырья (доля ТРИЗ приближается уже к 70%), а также в связи с острой необходимостью импортозамещения и развития отечественных технологий. Эти стратегии технологического обучения в мировой практике реализовывались по-разному: от имитационного (мелкие новшества, вносимые в существующие технологии) и «оборонительного» (подготовка к следованию за лидерами) поведения до «наступательных» стратегий с элементами опережения в процессах технологической модернизации и разработки принципиально новых видов техники и технологий (Figueiredo, Piana, 2016; Figueiredo, Piana, 2021). Современные условия определяют необходимость для российского машиностроения и сервиса реализации «наступательных» стратегий: требуются попытки стать лидерами через проведение НИОКР, инновационную деятельность, технологическое развитие.

2. Институты и механизмы индикативного планирования в нефтегазовом секторе

Разработка, производство и продвижение нового оборудования, а также инновационных технологий невозможно вне формирования новых производственных связей и опосредующих их устойчивое функционирование цепочек создания добавленной стоимости (Устюжанина, Устюжанин, 2024). При этом производство отдельных комплектующих, компонентов оборудования, материалов не может не быть согласовано как между контрагентами, так и в процессе реализации проектов на их разных стадиях. Данные обстоятельства определяют необходимость формирования соответствующих процедур и реализующих их институтов индикативного планирования. Ряд важных шагов в этом направлении в России

уже сделан, в том числе применительно к нефтегазовому машиностроению и производству ВТ-газа.

Например, в 2023 году был создан Координационный совет по импортозамещению нефтегазового оборудования (при Правительственной комиссии по импортозамещению), который объединяет руководителей ключевых компаний отрасли, органов государственной власти, глав субъектов Российской Федерации. Координационный совет рассматривает вопросы, связанные с определением ключевых направлений развития нефтегазового машиностроения, а также мониторингом их реализации. Данным советом акцентируется внимание на семи подотраслях нефтегазового сектора, для которых необходимы разработка и производство отечественного оборудования: геологоразведка, бурение и добыча как на суше, так и на шельфе, транспортировка углеводородов, нефтегазохимия, переработка нефти и газа, получение СПГ⁴. Практически все эти направления в той или иной степени затрагивают производство ВТ-газа.

Другим примером новых институтов индикативного планирования в топливно-энергетическом комплексе (ТЭК) является Центр компетенций технологического развития ТЭК (ЦКТР), созданный в 2019 году Минэнерго совместно с Минпромторгом на базе «Российского энергетического агентства». Ключевая цель ЦКТР – содействие реализации проектов по созданию отечественной техники и технологий для нужд ТЭК. К основным задачам ЦКТР отнесены:

- определение приоритетных направлений научно-технической политики в ТЭК и разработка инструментов государственной поддержки при реализации инновационной политики в отраслях ТЭК;
- формирование консолидированного заказа отраслей ТЭК России по технике и технологиям (в том числе для последующей реализации «эффекта масштаба»);
- взаимодействие с предприятиями-заказчиками для выработки отраслевых технических заданий и мониторинга выполнения инженерных проектов, испытаний пилотных образцов.

Важной составляющей работы ЦКТР является долгосрочное индикативное планирование востребованности техники и технологий в отраслях ТЭК. В рамках этой деятельности сформированы перечни технологического оборудования, создание или локализация которого необходимо на территории России. Этот перечень включает и оборудование, связанное с производством ВТ-газа, например, технологии разработки ТРИЗ, включая технику и технологии повышения эффективности буровых работ, в том числе наклонно-направленного бурения; оборудование и технологии для сжижения природного газа. Совместно с отраслевым сообществом ЦКТР был разработан проект Технической политики отраслей ТЭК, определяющей основные направления развития техники и технологий до 2035 г. (Жданеев, 2020).

Современные условия функционирования и развития нефтегазового сектора России определяют необходимость расширения и дополнения уже работающих и отмеченных выше новых институтов индикативного планирования

⁴Новый импульс политики импортозамещения. – Центральное диспетчерское управление ТЭК. https://www.edu.ru/tek_russia/issue/2024/3/1240

как на федеральном, так и региональном уровне. Так, например, предлагается на федеральном уровне создать координирующий орган при Правительстве России для достижения технологического суверенитета промышленности и проектный офис генеральных конструкторов в ТЭК при Минэнерго России для обеспечения импорто-независимости в ТЭК и смежных отраслях промышленности (Жданев, 2022).

Вместе с тем представляется необходимым формирование и развитие специальных институтов индикативного планирования и на региональном уровне. Например, в Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО) с 2017 года функционирует Экспертный совет по природопользованию⁵. Одна из его задач – оценка и мониторинг направлений развития добычи нефти и газа на ближайшую и среднесрочную перспективу на основе соответствующих прогнозов местных нефтегазодобывающих компаний, в обязательном порядке участвующих в заседаниях совета.

Но ситуация на региональном сервисном рынке, критически важным для выполнения соответствующих планов добычи, пока находится за кадром основного тренда формирования системы индикативного планирования. В частности, актуализация основных тенденций невозможна без участия в работе совета предприятий нефтегазового сервиса. Такой расширенный Экспертный совет регионального уровня может стать важным инструментом индикативного планирования применительно к локальному сервисному рынку. Это связано с тем, что планы нефтегазодобывающих компаний (в том числе по освоению ТРИЗ газа) в значительной мере определяются возможностями ведущих участников регионального сервисного рынка, которые имеют опыт и, что особенно важно, знания и навыки для работы на территории округа.

Вызовы, стоящие перед отраслью, определяют необходимость использования уже апробированных и разработки новых механизмов и инструментов индикативного планирования. Ряд таких механизмов для развития производства требуемого нефтегазового оборудования связан с подготовкой и реализацией соответствующих программ и дорожных карт по их реализации. К таким документам в сфере производства СПГ следует отнести, например, Долгосрочную программу развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации (утверждена распоряжением Правительства РФ от 16 марта 2021 г. № 640-р). В 2021 году Минпромторг разработал программу «Прорыв на рынке СПГ» по локализации оборудования для СПГ-проектов в России до 2030 года стоимостью 127 млрд руб. Реализация этой программы должна увеличить долю российского оборудования в СПГ-проектах до 40% в 2024 году и до 80% – к 2030 году.

Одним из примеров программ, ориентированных в том числе на добычу ТРИЗ, является программа «Оборудование для бурения и добычи на суше». Согласно паспорту ее дорожной карты (подготовлена Минпромторгом, Минэнерго, ПАО «Газпром нефть»), инвестиции в разработку отечественного оборудования для бурения скважин и добычи нефти и газа на суше

в 2023–2030 годах составят около 19,8 млрд руб. Причем в основном это внебюджетное финансирование. Развитие технологий бурения должно обеспечить технологическую устойчивость, непрерывность бизнеса и снять технологические риски для добычи нефтегазовых ресурсов. При этом задача нефтегазовых компаний – формировать отраслевой заказ на оборудование, разрабатываемое в рамках дорожной карты, помогать разработчикам в процессе реализации соответствующих проектов. К 2030 году планируется провести 19 НИОКР по оборудованию и компонентам для бурения, добычи и внутрискважинных работ, а также заключить 19 долгосрочных договоров на поставку технологий. Это позволит повысить долю отечественного оборудования до 80% по направлению «бурение и добыча»⁶.

Важным элементом индикативного планирования в отрасли является прогноз отраслевого спроса на новую технику и технологии на основе консолидации потребностей со стороны нефтегазовых компаний. По такой схеме в настоящее время реализуется, например, проект создания отечественного флота для гидравлического разрыва пласта (ГРП). ГРП является одним из ключевых методов повышения газо- и нефтеотдачи при разработке ТРИЗ⁷.

В настоящее время в России работает около 150 флотов ГРП, подавляющее большинство из которых зарубежного производства и находятся в эксплуатации уже продолжительный период времени, что остро ставит вопрос об их замене. Единое техническое задание на отечественный комплекс машин для увеличения нефтедобычи сформировали ведущие нефтегазовые компании. Разрабатываемый в России флот ГРП включает 12 агрегатов, каждый из которых размещен на собственном шасси⁸. Поставка первого серийного образца отечественного флота ГРП намечена на 2025 г. Общий объем рынка новых флотов ГРП до 2030 г. составляет около 40 единиц стоимостью 50 млрд руб.

В кооперационных цепочках для разработки флота ГРП участвуют десятки предприятий и производственных площадок по всей стране, что обуславливает и остроту, и необходимость кооперации и тесного взаимодействия данных компаний и предприятий при производстве сложной техники. В этих условиях необходимо создание условий и механизмов для эффективного взаимодействия компаний, для формирования пространственно-распределенных цепочек создания добавленной стоимости.

3. Необходимость кооперации при реализации высокотехнологичных проектов в газовой отрасли

В современных условиях применительно к газовой промышленности существует целый ряд факторов и обстоятельств, определяющих целесообразность и необходимость кооперации усилий компаний при реализации отраслевых проектов. К таким факторам следует отнести:

– необходимость освоения ТРИЗ газа (прежде всего ачимовских и юрских отложений преимущественно

⁵ Новый импульс политики импортозамещения. – Центральное диспетчерское управление ТЭК. https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2024/3/1240

⁷ ПДК и ГРП. Минпромторг РФ сообщил о продвижении в важных проектах технологического суверенитета в нефтегазовой отрасли. 17 апреля 2024. <https://neftegaz.ru/news/Oborudovanie/829750-pdk-i-grp-minpromtorg-rf-soobshchil-o-prodvizhenii-v-vaznykh-proektkh-tekhnologicheskogo-suvereniteta>

⁸ Конев И. Российский ТЭК консолидирует спрос на отечественное оборудование // Российская газета. 27.05.2024. <https://rg.ru/2024/05/27/rossijskij-tek-konsolidiruet-spros-na-otchestvennoe-oborudovanie.html>

⁵ Постановление от 12 января 2017 года № 1-ПГ «Об Экспертном совете по природопользованию Ямало-Ненецкого автономного округа». URL: <https://docs.cntd.ru/document/444970862> (дата обращения: 27.07.2024).

в сложных климатических условиях), что требует разработки и применения инновационных технологий и соответствующего оборудования;

- реализацию новых проектов по производству СПГ на фоне жестких санкционных ограничений;

- необходимость ускоренного развития отечественных технологий (прежде всего для добычи ТРИЗ и производства СПГ), что подразумевает, например, эффективность разработки и применения типовых решений, технологий и оборудования в жестких временных рамках для реализации СПГ-проектов (а не продвижение каждой компанией своих собственных разрозненных решений);

- сложность в привлечении финансовых ресурсов, в том числе из-за санкционных ограничений.

Повышение эффективности производства оборудования нефтегазового машиностроения, оказания высокотехнологичных услуг в России требует использования различных форм кооперации и взаимодействия экономических агентов – акторов, таких, например, как промышленно-инновационные кластеры, технологические партнерства, мегапроекты. Ядром, вокруг которого могут выстраиваться успешные формы взаимодействия бизнеса, научно-образовательного комплекса и государства, несомненно, являются технологии (Castaño, Lufin, Atienza, 2019).

В настоящее время представляется необходимым, чтобы кооперация усилий компаний (в том числе применительно к технологическим вызовам в газовой промышленности) происходила в рамках обобщенной государственной научно-технической политики, отвечающей на основные современные вызовы. Так, согласно Концепции технологического развития России на период до 2030 г., новыми субъектами технологического развития должны стать, в том числе:

- объединения (технологические холдинги, партнерства), включающие образовательную, исследовательскую, конструкторскую и производственную базу, опытные производства. Такие объединения для создания высокотехнологичной продукции могут формироваться вокруг компаний-лидеров;

- научно-образовательные структуры (исследовательские консорциумы), способные реализовывать крупномасштабные технологические проекты вплоть до разработки готовых к коммерциализации опытных образцов.

В рамках подходов, обозначенных в этом документе, необходимо развивать формы взаимодействия нефтегазовых компаний и их потенциальных партнеров при добыче и производстве ВТ-газа. Требуется практическая реализация положений этого документа применительно к добыче газа из ТРИЗ и производству СПГ, например, в рамках разработки соответствующих приоритетных сквозных технологий.

В целом в мировом нефтегазовом секторе уже продолжительное время наблюдается усиление кооперации, взаимодействия ключевых игроков при решении возникающих проблем, в том числе при разработке и применении новых технологий. Одной из форм такого взаимодействия являются технологические партнерства – форма кооперации, подразумевающая передачу технологий, обмен знаниями, ресурсами, распределение рисков для решения технологических задач, которые экономически целесообразно

решать, объединив усилия. Такие партнерства обычно создаются для преодоления внешних и внутренних вызовов для нефтегазовых компаний, например, связанных с усложнением ресурсной базы (Митрова, Грушевенко, 2018).

Применительно к газовой промышленности (прежде всего, добыче и производству ВТ-газа) к основным партнерам, которые призваны отвечать на возникающие вызовы, следует отнести газодобывающие компании, нефтегазовый сервис, машиностроительные компании, производителей комплектующих и материалов, научно-образовательный комплекс. К сожалению, до настоящего времени в российском нефтегазовом секторе число примеров успешного взаимодействия добывающих компаний при реализации проектов в научно-технической сфере очень невелико. Заметно успешнее опыт кооперации усилий добывающих компаний и других игроков – машиностроительных компаний, нефтегазового сервиса, научно-образовательного комплекса. В этих условиях требуется на государственном уровне формирование механизмов, стимулирующих компании к взаимодействию и при этом эффективно распределяющих, с одной стороны, издержки и риски, а с другой – получаемые выгоды и эффекты (Конопляник, 2023).

Государственная политика по стимулированию кооперации усилий компаний при реализации высокотехнологичных проектов в газовом секторе имеет особенно важное значение в условиях современных технологических вызовов. Роль государства в этом случае состоит как в прямом участии в этих процессах (в том числе как инвестора), так и в создании благоприятных условий: формирование ясных стратегических ориентиров в развитии отрасли, законодательное и налоговое регулирование, снижение барьеров для входа в отрасль, создание механизмов сокращения рисков для сложных проектов, а также содействие в продвижении отечественных технологий и оборудования на зарубежные рынки (Литвиненко и др., 2022).

Одной из форм пространственно-экономической организации хозяйствования, ориентирующей компании на тесное взаимодействие, являются инновационно-промышленные кластеры. Кластерные формы позволяют сократить издержки за счет географической близости, способствующей расширению масштабов производства и снижению расходов за счет взаимодействия научно-технических центров, вузов, смежных производств (Cooke, 2002). Ключевая роль ресурсных кластеров состоит в формировании условий для развития поставщиков и сервисных компаний, их тесного взаимодействия между собой при генерации новых знаний и создании нового оборудования и услуг для нефтегазового сектора (Крюков, Токарев, 2023).

Развитие кластеров, географическая близость компаний имеют ключевое значение там, где локальные знания (например, об условиях залегания ТРИЗ, свойствах и особенностях добываемой продукции) играют важную роль для развития инновационной деятельности (Audretsch, 1996). При этом нефтегазовый сектор имеет свою специфику, в значительной степени связанную с зависимостью от стадий освоения ресурсов того или иного региона (Крюков, Токарев, 2018). Например, освоение новых все более сложных запасов газа в ЯНАО требует

ускоренной разработки и применения инновационных технологий, основанных на кооперации и разделе рисков нескольких участников подобных проектов.

С точки зрения добычи ВТ-газа в ЯНАО (прежде всего освоения ТРИЗ) представляется целесообразным выстраивание тесных связей газодобывающих компаний округа с компаниями машиностроительного и сервисного профиля, которые работают в Западной Сибири, прежде всего, на юге Тюменской области, в том числе в рамках уже созданного Нефтегазового кластера, который объединяет более 120 предприятий. Деятельность участников этого кластера охватывает широкий спектр направлений, включая производство нефтегазового оборудования и комплектующих, нефтехимию, приборостроение, геологоразведку, научно-исследовательские и проектные работы, подготовку кадров. Ассоциация «Нефтегазовый кластер» Тюменской области активно участвует в реализации дорожной карты по импортозамещению оборудования для разведки и добычи углеводородного сырья. Кластер выступает в этом процессе в качестве технологического брокера: подбирает под актуальные потребности нефтегазовых компаний российское оборудование и помогает выстраивать кооперационные цепочки для его серийного производства (Васильев, 2024).

Основная цель институтов и механизмов индикативного планирования в рассматриваемой сфере – задавать ясные и четкие приоритеты и ориентиры для поставщиков оборудования и услуг при производстве ВТ-газа. При этом освоение и использование ресурсов ВТ-газа не может не быть связано с достижением значимых социально-экономических эффектов как на уровне страны, так и регионов, вовлеченных в эти процессы, прежде всего тех территорий, где ведется добыча природного газа.

4. Оценка налоговых условий освоения ресурсов ВТ-газа в ЯНАО

Одним из серьезных барьеров для развития производства ВТ-газа являются высокие издержки, которые в значительной степени могут быть нивелированы инструментами налогового стимулирования газовой отрасли. Формирование условий, которые должны гибко балансировать интересы недропользователей и государства, является непростой задачей. Ее приходится с той или иной степенью успешности решать в любом сырьевом регионе и/или стране. Налоговое регулирование (как важная составляющая системы индикативного планирования) должно являться инструментом ориентации газовых компаний на производство ВТ-газа.

Основания методики финансово-экономической оценки проектов производства ВТ-газа

Сравнительная финансово-экономическая оценка проектов добычи и производства ВТ-газа (освоения запасов газа из разных пластов и производства СПГ) была

выполнена на примере крупного газоконденсатного месторождения, расположенного на территории ЯНАО. На месторождении представлены основные объекты разработки, которые требуют различных подходов к освоению, соответственно, применения разных технологий, отличающихся в том числе степенью инновационности: сеноманские (со сниженным давлением, поскольку добыча газа осуществляется уже продолжительное время), неокомские, ачимовские и юрские залежи.

Рассматриваемое месторождение отчетливо характеризует текущую ситуацию в газовой отрасли ЯНАО (Брехунцов, Нестеров, Грамматчикова, 2023). Традиционные – сеноманские – запасы уже длительный период времени разрабатываются, а ТРИЗ (ачимовские и юрские залежи) пока не осваиваются. Имеется действующая инфраструктура и работающее добывающее предприятие. При этом прогнозируется падение добычи газа из-за выработки запасов и снижающегося давления в сеноманских пластах.

Оценка сценариев разработки и использования запасов природного газа включает несколько последовательных этапов:

- прогноз добычи газа и конденсата в зависимости от геологических параметров с привязкой к реальным характеристикам рассматриваемого газоконденсатного месторождения;
- определение конструкции скважин и оценка динамики их ввода для рассматриваемых сценариев;
- расчет операционных и капитальных затрат на основе программного комплекса Ingenix Cost Manager® (ПК ICM). Оценка затрат проводится с использованием отраслевой базы данных по затратам ПК ICM с применением метода технико-экономического моделирования и использованием стоимостных моделей (Дубовицкая, Чижиков, Ткаченко, 2017; Дубовицкая, Чижиков, 2021);
- оценка эффективности реализации проектов общепринятым методом дисконтированных денежных потоков. Для автоматизации расчетов используется модуль расчета рентабельности ПК ICM. В качестве ключевых показателей эффективности реализации проектов приняты внутренняя норма доходности (ВНД) и чистая текущая стоимость.

Для сравнительной оценки подходов к освоению и использованию запасов газа на рассматриваемом месторождении было сформировано три сценария: добыча газа, соответственно, из (I) сеноманских залежей (со сниженным давлением), (II) неокомских, (III) ачимовских и юрских залежей. При этом каждый из сценариев включает два варианта: (1) поставка трубопроводного газа в Единую систему газоснабжения (ЕСГ) или (2) его использование для производства СПГ (крупнотоннажные проекты, поставки продукции на экспорт). Следует отметить, что все варианты, кроме 1.1 и 2.1, являются проектами производства высокотехнологичного газа (табл. 1).

Сценарии: освоение залежей	Тип запасов	Трубопроводный газ	Производство СПГ
Сеноманские	Традиционные	1.1. Сеноман/ЕСГ	1.2. Сеноман/СПГ
Неокомские	Традиционные	2.1. Неоком/ЕСГ	2.2. Неоком/СПГ
Ачимовские и юрские	ТРИЗ	3.1. Ачим/ЕСГ	3.2. Ачим/СПГ

Табл. 1. Сценарии и варианты разработки запасов и поставки газа на рынок

Результаты проведенных расчетов

Проекты добычи и производства ВТ-газа обычно характеризуются повышенным уровнем издержек, высокой капиталоемкостью. Поэтому они далеко не всегда позволяют инвесторам получить требуемый уровень рентабельности в рамках существующей системы налогообложения. В данном исследовании в качестве такого уровня принята ВНД, равная 15%, при ценах на природный газ на уровне 2,5 тыс. руб./тыс. м³, а на СПГ – 5 долл./тыс. БТЕ, что отражает корректное соотношение между ставкой дисконтирования и уровнем цен для определения заинтересованности инвесторов в проектах. Также предполагается, что реализацию рассматриваемых проектов осуществляет независимая компания, которая поставяет трубопроводный газ на российский рынок по внутренним ценам и инвестирует в строительство собственной инфраструктуры для реализации проекта.

Для оценки влияния налоговой нагрузки и определения диапазона экономической эффективности проектов производства ВТ-газа было рассмотрено применение возможных механизмов налогового стимулирования. Были проанализированы условия, при которых ставки налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) на природный газ и газовый конденсат обнуляются на весь период разработки. Оценка влияния налоговой нагрузки на эффективность рассматриваемых вариантов добычи газа и производства СПГ представлена на рис. 1.

На основе выполненных оценок финансово-экономической эффективности вариантов добычи газа и производства СПГ можно сделать следующие выводы.

Освоение **сеноманских залежей** (с пониженным давлением – сценарий I) в случае поставок на российский рынок трубопроводного газа через ЕСГ (*вариант 1.1. Сеноман/ЕСГ*) без дополнительных налоговых стимулов оказывается низкорентабельным. Прибыльность в этом варианте даже ниже, чем при разработке ТРИЗ – ачимовских и юрских пластов. Такое соотношение во многом связано с отсутствием добычи конденсата в рамках этого сценария. При отмене НДПИ проект остается малорентабельным. Производство СПГ (*вариант 1.2. Сеноман/СПГ*) и отмена НДПИ мало что меняют: прибыльность проекта остается на том же уровне.

Разработка сеноманских залежей как отдельного проекта имеет смысл только для тех компаний, которые владеют (или имеют доступ) существующей инфраструктурой

и/или могут получать за природный газ более высокую цену на внутреннем рынке – 3,6 тыс. руб./тыс. м³ и выше.

Разработка **неокомских залежей** при поставках газа в ЕСГ (*вариант 2.1. Неоком/ЕСГ*) в рамках действующей налоговой системы показывает высокую рентабельность (ВНД = 26%). В случае производства СПГ на базе газа неокомских залежей (*вариант 2.2. Неоком/СПГ*) – даже при отмене НДПИ – рентабельность интегрированного проекта (добыча + производство СПГ) заметно снижается прежде всего из-за высоких капитальных затрат на строительство СПГ.

Освоение **ачимовских и юрских залежей** (сценарий II) при поставках газа в ЕСГ (*вариант 3.1. Ачим/ЕСГ*, при действующей системе налогообложения) малорентабельно. При отмене НДПИ проект становится рентабельным и может быть реализован (ВНД = 17%). В случае производства СПГ (*вариант 3.2. Ачим/СПГ*, при действующем налогообложении) проект остается малорентабельным. При отмене НДПИ рентабельность проекта повышается и потенциальные недропользователи могут им заинтересоваться. В этом случае влияние дополнительных механизмов стимулирования на доходность ниже, поскольку у СПГ-проектов уже есть значительные преференции по налогообложению.

Для того чтобы проект освоения ачимовских залежей с производством СПГ (*вариант 3.2. Ачим/СПГ*) достиг требуемого уровня рентабельности без отмены льгот нужна цена на СПГ как минимум на 30% выше заложенной в расчетах, т.е. около 6,5 долл./МВТУ при принятой ставке дисконтирования.

СПГ-проекты требуют больших инвестиций. Соответственно, удельные капитальные затраты на добычу и подготовку природного газа в случае реализации СПГ-проектов также выше. Для сравнения в *варианте 1.1. Сеноман/ЕСГ* удельные затраты на уровне 1,1 долл./барр. н.э.; в *варианте 3.1. Ачим/ЕСГ* – 3 долл./барр. н.э.; а в СПГ-проектах – на уровне 7,5–7,9 долл./барр. н.э.

Таким образом, в вариантах поставки трубопроводного газа в ЕСГ при действующем налогообложении недропользователи будут заинтересованы только в разработке неокомских залежей (*вариант 2.1. Неоком/ЕСГ*). В случае отмены НДПИ на весь период разработки для недропользователей становится эффективным освоение ачимовских и юрских отложений (*вариант 3.1. Ачим/ЕСГ*). Однако введение льгот по НДПИ существенно скажется на налоговых доходах государства: падение на 50–60% (рис. 2).

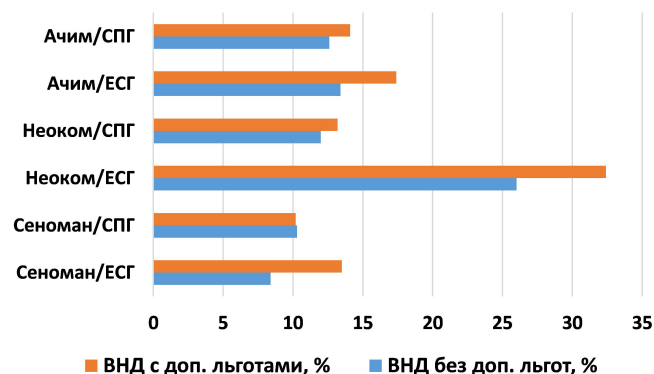


Рис. 1. Оценка влияния налоговой нагрузки на эффективность рассматриваемых вариантов добычи газа и производства СПГ

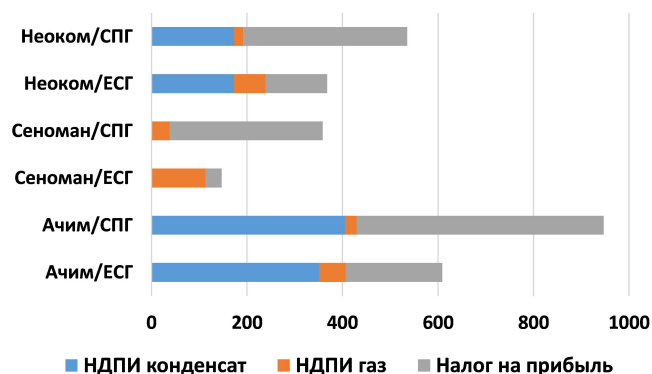


Рис. 2. Потенциальные налоговые поступления в бюджеты РФ без учета льгот, млрд руб.

При этом в случае реализации СПГ-проектов государство, напротив, получает существенно более высокие налоговые доходы по сравнению с трубопроводными проектами (прирост до 30–35%). Однако из-за высокой капиталоемкости рентабельность этих проектов для потенциальных инвесторов ниже требуемого уровня. Таким образом, для заинтересованности инвесторов в проектах представляется необходимым обеспечить стартовые условия реализации проектов на приемлемом уровне: либо при помощи налоговых преференций непосредственно на стадии освоения и добычи природного газа, либо обеспечивая доступ к необходимому оборудованию на приемлемом ценовом уровне.

Перспективным направлением для применения налоговых стимулов как для государства, так и для недропользователей является разработка ачимовских и юрских залежей при поставке газа в ЕСГ. В этом случае при использовании механизмов стимулирования недропользователи получают требуемую доходность проектов, а государство – дополнительную добычу газа в регионе, уже имеющем производственную и социальную инфраструктуру, но при этом с сокращающейся добычей газа.

Стоит отметить, что при реализации СПГ-проектов, даже в случае отмены НДС на весь срок их реализации, в рассмотренных вариантах налоговые поступления как минимум не ниже, чем при текущем налогообложении с учетом НДС трубопроводных проектов (рис. 3).

Налоговое стимулирование производства ВТ-газа может сыграть важную стабилизирующую роль для газовой промышленности как России в целом, так и в рамках крупнейшей территории добычи газа – Ямало-Ненецкого АО, включая Надым-Пур-Тазовский район (НПТР). НПТР в целом имеет развитую производственно-транспортную инфраструктуру. Но добыча из традиционных пластов уже прошла свой пик, и их запасы постепенно истощаются. Поэтому возникает дилемма: в ближайшем будущем все активнее вовлекать в хозяйственный оборот ТРИЗ или консервировать имеющуюся инфраструктуру действующих месторождений (что в ряде случаев будет фактически означать ее ликвидацию). Неблагоприятный сценарий развития событий может привести к целому ряду негативных последствий:

- снижение добычи газа и, как следствие, уровня социально-экономического развития ЯНАО;
- сокращение рабочих мест и потеря квалифицированных кадров, что особенно ощутимо для небольших городов, которые часто ориентированы на одно предприятие;

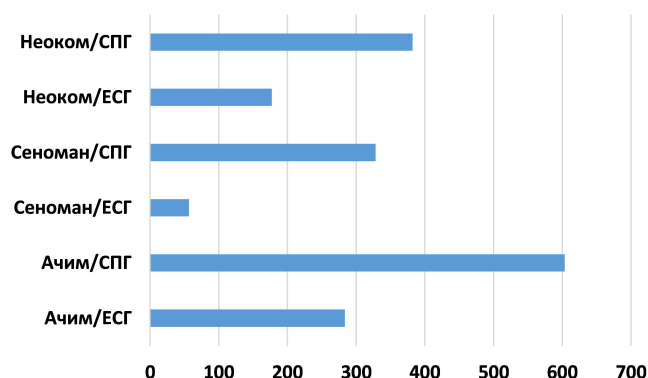


Рис. 3. Налоговые поступления в бюджеты РФ с учетом налогового стимулирования (ставка НДС = 0), млрд руб.

– усложнение и удорожание процессов восстановления инфраструктуры для разработки запасов ТРИЗ на крупных месторождениях (в случае ее консервации);

– отсутствие возможностей присоединения малых и средних месторождений к инфраструктуре крупных месторождений, что делает их нерентабельными даже с учетом налоговых стимулов.

Такое положение определяет необходимость расширения механизмов и инструментов индикативного планирования, которые рассмотрены нами выше. Представляется целесообразной разработка специальной программы развития и поддержания добычи газа на территории НПТР с детальным учетом социально-экономических последствий снижающейся добычи газа для этой территории и ЯНАО в целом.

В современных условиях добыча из ТРИЗ может быть рентабельна лишь в случае использования существующей инфраструктуры, применения механизмов налогового стимулирования или расширения рамок проектов за счет их дополнения стадиями, связанными с развитием глубокой переработки сырья.

В табл. 2 приведена оценка налоговых поступлений государства в случае налогового стимулирования добычи из ТРИЗ и при добыче аналогичного объема сеноманского газа при действующей системе налогообложения.

На основании результатов расчетов, приведенных в табл. 2, можно сделать следующие выводы:

- налоговые доходы государства для двух вариантов налогообложения (с льготами для ТРИЗ и без льгот для сеноманского газа) будут находиться на одном уровне, прежде всего, за счет добычи из ТРИЗ и последующей реализации газового конденсата;

Показатель	Эффекты от предоставления налоговых льгот для добычи ТРИЗ газа		Эффекты от добычи сеноманского газа	
	До 2030 г.	2030–2050 гг.	До 2030 г.	2030–2050 гг.
Дополнительный объем добычи газа, млрд м ³	40	637	40	637
Объем добычи конденсата, млн т	12	125	0	0
Налоговые поступления, млрд руб.	83,1	1322,7	83,3	1326,9
– НДС	0,0	0,0	69,0	1099,5
– налог на прибыль	63,8	1015,4	4,5	71,3
– налог на имущество	6,5	103,8	1,6	26,1
– налоги от смежных отраслей	12,8	203,5	8,2	130,0

Табл. 2. Эффекты от использования механизмов налогового стимулирования и вовлечения в разработку ТРИЗ газа НПТР

– налоговые стимулы будут способствовать вовлечению в хозяйственный оборот ТРИЗ газа (по оценкам газовых компаний – в объеме около 2 трлн м³) и, соответственно, сохранению и развитию действующей производственной и социальной инфраструктуры Надым-Пур-Тазовского района;

– использование механизмов стимулирования создаст предпосылки для развития инновационных технологий и производства нового оборудования и материалов, необходимых для добычи газа из более сложных пластов, а также будет способствовать формированию и развитию сервисных компаний, прежде всего высокотехнологичных и наукоемких.

Результаты расчетов во многом отражают характерную ситуацию для высокотехнологичных проектов добычи газа из ТРИЗ при текущем налогообложении. Налоги и более высокие издержки делают проекты освоения ТРИЗ мало- или вовсе нерентабельными и, как следствие, неинтересными для инвесторов. Однако обоснованные дополнительные меры стимулирования для высокотехнологичных проектов будут создавать предпосылки для новых инвестиций в экономику и, соответственно, для долгосрочного экономического роста. Следует подчеркнуть, что стимулирующее налогообложение ориентировано на выравнивание фискальных условий для объектов, в силу объективных причин в значительной степени различающихся по геологическим, географическим, финансовым и другим характеристикам. В результате стимулирующих мер государство интегрально не теряет, а получает дополнительные выгоды (Konoplyanik, 2023). Потеря части налогов (НДПИ) компенсируется за счет прямых, косвенных и мультипликативных эффектов в результате ввода в разработку новых объектов и месторождений.

Основные выводы

В современных условиях, характеризующихся, прежде всего, усложнением ресурсной базы и сокращением возможностей поставок газа на внешние рынки, государственное регулирование в газовой отрасли должно быть акцентировано на стимулировании высокотехнологичных проектов. Это касается, прежде всего, проектов производства СПГ, разработки ТРИЗ с использованием синергии с существующей газовой инфраструктурой. Механизмы налогового стимулирования могут существенно повысить привлекательность проектов производства ВТ-газа для потенциальных инвесторов. При этом рассматриваемые механизмы стимулирования создают только финансово-экономические предпосылки для производства ВТ-газа, но не менее важна и «материальная» составляющая – наличие требуемых технологий, наукоемкого оборудования, высокотехнологичного нефтегазового сервиса.

Уровень обеспечения отечественным оборудованием для добычи и производства высокотехнологичного газа настоятельно требует расширения и усиления механизмов индикативного планирования на основе формирования пространственно-распределенных цепочек создания добавленной стоимости. Производство высокотехнологичного газа имеет все основания стать одним из драйверов экономического роста, социально-экономического развития субъектов Федерации, вовлеченных в эти процессы, – как ресурсных территорий, где ведется добыча

углеводородного сырья, так и регионов-поставщиков высокотехнологичного оборудования и наукоемких услуг. Развитие высокотехнологичных производств (в данном случае – ВТ-газа) будет способствовать решению целого ряда критически важных задач: увеличение инвестиций в производство; разработка, внедрение и тиражирование современных наукоемких технологий; рациональное освоение недр; поддержание и прирост занятости населения, в первую очередь за счет высококвалифицированной рабочей силы; увеличение налоговых поступлений бюджетов в долгосрочном периоде.

В основе политики научно-технологического обеспечения и стимулирования производства ВТ-газа должно быть тесное взаимодействие органов власти федерального и регионального уровней, компаний газового сектора экономики, нефтегазового машиностроения и сервиса, экспертного сообщества (экспертов из научных учреждений и вузов, независимых ассоциаций и союзов). В законодательном обеспечении мер поддержки отрасли важную роль призваны играть не только федеральные министерства, но и независимые ассоциации и союзы, региональные органы власти.

Финансирование

Статья подготовлена по плану НИР ИЭОПП СО РАН, Проект 5.6.3.2. (FWZF-2024-0001) «Экспертно-аналитические, организационные и методические составляющие системы индикативного планирования научно-технологического и сбалансированного пространственного развития России при реализации крупных инвестиционных проектов».

Литература

- Брехунцов А.М., Нестеров И.И. (мл.), Грамматчикова Е.Г. (2023). Состояние и анализ развития ресурсной базы углеводородного сырья Ямало-Ненецкого автономного округа и шельфа Карского моря. *Георесурсы*, 25(1), с. 15–23. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.2>
- Васильев А.А. (2024). Нефтегазовый кластер как драйвер развития Тюменской области. *ЭКО*, 2, с. 47–60. <https://doi.org/10.30680/ECO0131-7652-2024-2-47-60>
- Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2023 году» (2024). М.: МПРЭ, 716 с.
- Дубовицкая Е.А., Чижилов С.В. (2021). Анализ эффективности технико-экономического моделирования на этапе предпроектной оценки капитальных вложений в нефтегазовую отрасль. *Нефтяное хозяйство*, 4, с. 10–16.
- Дубовицкая Е.А., Чижилов С.В., Ткаченко Т.А. (2017). Стоимостное моделирование: инструмент учета изменений. *Нефтяное хозяйство*, 10, с. 64–68.
- Жданев О.В., Бравков П.В., Дурдыева А.А., Зуев С.С., Корнев В.В., Фролов К.Н., Чубоксаров В.С. (2020). Вопросы технической политики отраслей ТЭК Российской Федерации. М.: Наука, 304 с. <https://doi.org/10.7868/9785020408241>
- Жданев О.В. (2020). Центр компетенций технологического развития ТЭК Российского энергетического агентства Минэнерго России. *Нефтяное хозяйство*, 8, с. 11.
- Жданев О.В. (2022). Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации. *Записки Горного института*, 258, с. 1061–1078. <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.107>
- Иванов Н.А., Пусенкова Н.Н., Соколов А.В. (2024). Добыча нефти и газа из сланцевых формаций в США: текущее состояние и прогнозы. *Георесурсы*, 26(3), с. 240–249. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.24>
- Копольник А.А. (2023). Умный инвестиционный драйвер для прогресса ТЭК. К 30-летию юбилею истории соглашений о разделе продукции в России: субъективный взгляд от первого лица. *Нефтегазовая вертикаль*, 12, с. 77–170 (спецпроект).

Конопляник А.А. (2019). О новой парадигме развития мировой энергетики, рисках и вызовах для России и мира. М.: Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН, 110 с.

Лебедева Н.Е. (2019). Тенденции развития нефтегазового машиностроения РФ в условиях реализации политики импортозамещения. *Инновации и инвестиции*, 11, с. 329–334.

Литвиненко В.С., Петров В.И., Василевская Д.И., Яковенко А.В., Наумов В.И., Ратников М.А. (2022). Оценка роли государства в управлении минеральными ресурсами. *Записки горного института*, 259, с. 95–111. <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.100>.

Митрова Т., Грушевенко Е. (2018). Технологические партнерства в нефтегазовом секторе: применим ли мировой опыт кооперации в России. М.: Центр энергетики Московской школы управления Сколково, 42 с.

Полтерович В.М. (2023). Догоняющее развитие в условиях санкций: стратегия позитивного сотрудничества. *Terra Economicus*, 21(3), с. 6–16. <https://doi.org/10.18522/2073-6606-2023-21-3-6-16>

Полтерович В.М. (2016). Институты догоняющего развития (к проекту новой модели экономического развития России). *Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз*, 5(47), с. 34–56. <https://doi.org/10.15838/esc.2016.5.47.2>

Полтерович В.М. (2024). Формирование отечественных сетей добавленной стоимости. *Журнал Новой экономической ассоциации*, 3(64), с. 251–257. https://doi.org/10.31737/22212264_2024_3_251-257.

Сапир Ж. (2022). Станет ли плановая экономика нашим будущим? *Проблемы прогнозирования*, 6 (195), с. 6–26. DOI: 10.47711/0868-6351-195-6-26

Сланцевая революция и глобальный энергетический переход (2019). Под ред. Н.А. Иванова. М.; СПб.: Нестор-История, 540 с.

Трюэль Ж.-Л., Рассадина А. К. (2017). Опыт французского планирования в контексте задачи модернизации российской экономики. *Экономическое возрождение России*, 1(51), с. 51–62.

Устюжанина Е.В., Устюжанин В.Л. (2024). Сети создания стоимости как участники системы индикативного планирования. *Креативная экономика*, 18(10). <https://doi.org/10.18334/ce.18.10.121621>

Al-Kasim F. (2006). Managing Petroleum Resources. The ‘Norwegian Model’ in a Broad Perspective. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 264 p.

Atienza M., Lufin M., Soto J. (2021). Mining linkages in the Chilean copper supply network and regional economic development. *Resources Policy*, 70, 101154. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2018.02.013>

Audretsch D., Feldman M. (1996). Innovative clusters and the industry life cycle. *Review of Industrial Organization*, 11, pp. 253–273. <https://doi.org/10.1007/BF00157670>

Cassini L., Robert V. (2020). Services as drivers of economic growth. Is there an opportunity for Latin America countries? *Economics of Innovation and New Technology*, 29(7), pp. 762–783. <https://doi.org/10.1080/10438599.2020.1719636>

Castañó A.M., Lufin M., Atienza M. (2019). A Structural Path Analysis of the Chilean mining industry between 1995–2011. What are the channels through which extractive activity affects the economy? *Resources Policy*, 60, pp. 106–117. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2018.12.007>

Cooke P. (2002). Knowledge economies: clusters, learning and cooperative advantage. London: Routledge, 232 p. <https://doi.org/10.4324/9780203445402>

Crespi G., Katz J., Olivari J. (2018). Innovation, natural resource-based activities and growth in emerging economies: the formation and role of

knowledge-intensive service firms. *Innovation and Development*, 8(1), pp. 79–101. <https://doi.org/10.1080/2157930X.2017.1377387>

Figueiredo P., Piana J. (2016). When “one thing (almost) leads to another”: a micro-level exploration of learning linkages in Brazil’s mining industry. *Resources Policy*, 49, pp. 405–414. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2016.07.008>

Figueiredo P., Piana J. (2021). Technological learning strategies and technology upgrading intensity in the mining industry: evidence from Brazil. *The Journal of Technology Transfer*, 46, pp. 629–659. <https://doi.org/10.1007/s10961-020-09810-9>

Kryukov V.A., Tokarev A.N. (2018). Spatial Dynamics of the Oil and Gas Field Services Sector: Global Trends and Lessons for Russia. *Regional Research of Russia*, 8(3), pp. 248–257. <https://doi.org/10.1134/S2079970518030036>

Kryukov V.A., Tokarev A.N. (2023). Innovative-Resource Directions of Industrial Development: The Example of the South of the Tyumen Oblast. *Studies on Russian Economic Development*, 34(1), pp. 25–32. <https://doi.org/10.1134/S1075700723010100>

Kryukov V.A., Tokarev A.N. (2024). Opportunities for the Development of Tyumen Oblast Based on Innovations for the Oil and Gas Sector, Production of High-Tech Equipment, and High-Tech Services. *Regional Research of Russia*, 14(1), pp. 77–85. <https://doi.org/10.1134/S2079970523600373>

Thomas M., Pidgeon N., Bradshaw M. (2018). Shale development in the US and Canada: A review of engagement practice. *The Extractive Industries and Society*, 5(4), pp. 557–569. <https://doi.org/10.1016/j.exis.2018.07.011>

Сведения об авторах

Валерий Анатольевич Крюков – доктор экон. наук, профессор, академик РАН, директор Института экономики и организации промышленного производства Сибирского отделения РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Лаврентьева, д. 17
e-mail: kryukov@ieie.nsc.ru

Анатолий Николаевич Токарев – доктор экон. наук, зав. Центром ресурсной экономики Института экономики и организации промышленного производства Сибирского отделения РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Лаврентьева, д. 17
e-mail: Anatoli-3@yandex.ru

Екатерина Алексеевна Дубовицкая – кандидат экон. наук, начальник управления технико-экономической оценки, ООО «Инженерикс Групп»

Россия, 117071, Москва, Ленинский проспект, д. 15А
e-mail: e.dubovitskaya@ingenix-group.ru

Статья поступила в редакцию 07.11.2024;

Принята к публикации 30.04.2025;

Опубликована 20.09.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Development of high-tech gas production: new knowledge, modern technologies and flexible procedures for indicative planning

V.A. Kryukov¹, A.N. Tokarev^{1*}, E.A. Dubovitskaya²

¹Institute of Economics and Industrial Engineering of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation

²Ingenix Group, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Anatoly N. Tokarev, e-mail: Anatoli-3@yandex.ru

Abstract. Russia has the largest natural gas resource base. At the same time, a significant part of the gas reserves are classified as hard-to-recover reserves (HRR), and its supply to the market (primarily by pipeline transport) in modern conditions is associated with overcoming serious obstacles. Therefore, one of the key priorities for the development of the industry should be the production of high-tech gas – gas extracted from HRR or supplied to the market in the form of liquefied natural gas (LNG). Its production involves the use of both innovative technologies and new forms of coordination of participants in the processes of its production.

Projects for the production of high-tech gas can be successfully implemented only if a number of restrictions are removed. Particularly noteworthy are: (1) technological problems, the solution of which requires the use of new types of equipment, materials and services; (2) organizational and economic problems associated with an increased level of costs.

The authors' estimates show that the provision of additional tax preferences for the development of hard-to-recover gas – Achimov and Jurassic deposits – allows projects for their development to reach the level of profitability required by investors. At the same time, the state's tax revenues will be at the level of income received from the production of a similar volume of Cenomanian gas. This effect is associated with the mandatory inclusion of gas condensate in the composition of target products. In turn, when implementing LNG projects, even in the case of tax preferences, the state's revenues are no lower than with the existing taxation of gas production and its supply by pipeline transport. This circumstance is due to the fact that LNG-projects are characterized by higher capital intensity and greater flexibility in the directions of supply and subsequent use of liquefied gas.

It is shown that in order to increase the extraction and production of high-tech gas, an important role is played by the formation of conditions for the accelerated development of related industries, primarily oil and gas field services and mechanical engineering, which can only be ensured through close cooperation between the participants using indicative planning mechanisms.

Keywords: high-tech gas, Achimov and Jurassic deposits, Yamal-Nenets Autonomous District, indicative planning, taxes, oil and gas engineering, hard-to-recover reserves, liquefied natural gas

Recommended citation: Kryukov V.A., Tokarev A.N., Dubovitskaya E.A. (2025). Development of high-tech gas production: new knowledge, modern technologies and flexible procedures for indicative planning. *Georesursy = Georesources*, 27(3), pp. 267–279. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.23>

Acknowledgements

The research was conducted as part of the research plan of IEIE SB RAS, project 5.6.3.2. (FWZF-2024-0001) titled “Expert-analytical, organizational, and methodological components of the system of indicative planning for scientific, technological, and balanced spatial development of Russia in the implementation of large investment projects.”

References

- Al-Kasim F. (2006). Managing Petroleum Resources. The ‘Norwegian Model’ in a Broad Perspective. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 264 p.
- Atienza M., Lufin M., Soto J. (2021). Mining linkages in the Chilean copper supply network and regional economic development. *Resources Policy*, 70, 101154. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2018.02.013>
- Audretsch D., Feldman M. (1996). Innovative clusters and the industry life cycle. *Review of Industrial Organization*, 11, pp. 253–273. <https://doi.org/10.1007/BF00157670>
- Brekhusov A.M., Nesterov I.I. (Jr.), Grammatichikova E.G. (2023). Status and development prospects of the hydrocarbon resource base of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug and the Kara Sea shelf. *Georesursy = Georesources*, 25(1), pp. 15–23. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.2>
- Cassini L., Robert V. (2020). Services as drivers of economic growth. Is there an opportunity for Latin America countries? *Economics of Innovation and New Technology*, 29(7), pp. 762–783. <https://doi.org/10.1080/10438599.2020.1719636>
- Castaño A.M., Lufin M., Atienza M. (2019). A Structural Path Analysis of the Chilean mining industry between 1995–2011. What are the channels through which extractive activity affects the economy? *Resources Policy*, 60, pp. 106–117. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2018.12.007>
- Cooke P. (2002). Knowledge economies: clusters, learning and cooperative advantage. London: Routledge, 232 p. <https://doi.org/10.4324/9780203445402>
- Crespi G., Katz J., Olivari J. (2018). Innovation, natural resource-based activities and growth in emerging economies: the formation and role of knowledge-intensive service firms. *Innovation and Development*, 8(1), pp. 79–101. <https://doi.org/10.1080/2157930X.2017.1377387>
- Dubovitskaya E.A., Chizhikov S.V. (2021). Analysis of the effectiveness of technical and economic modeling at the stage of pre-project assessment of capital investments in the oil and gas industry. *Neftyanoe Khozyaystvo*, 4, pp. 10–16. (In Russ.)
- Dubovitskaya E.A., Chizhikov S.V., Tkachenko T.A. (2017). Cost modeling: a tool for accounting for changes. *Neftyanoe Khozyaystvo*, 10, pp. 64–68. (In Russ.)
- Figueiredo P., Piana J. (2016). When “one thing (almost) leads to another”: a micro-level exploration of learning linkages in Brazil's mining industry. *Resources Policy*, 49, pp. 405–414. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2016.07.008>
- Figueiredo P., Piana J. (2021). Technological learning strategies and technology upgrading intensity in the mining industry: evidence from Brazil. *The Journal of Technology Transfer*, 46, pp. 629–659. <https://doi.org/10.1007/s10961-020-09810-9>
- Ivanov N.A., Poussenkova N.N., Sokolov A.V. (2024). Production of Shale Oil and Gas in the US: Current Status and Prospects. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 240–249. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.24>
- Konoplyanik A.A. (2019). On the new paradigm of global energy development, risks and challenges for Russia and the world. Moscow: The Institute of Economic Forecasting, 110 p. (In Russ.)
- Konoplyanik A.A. (2023). Smart investment regime for fuel and energy sector progress. *Neftgazovaya vertikal*, 12, pp. 77–170. (In Russ.)
- Kryukov V.A., Tokarev A.N. (2018). Spatial Dynamics of the Oil and Gas Field Services Sector: Global Trends and Lessons for Russia. *Regional Research of Russia*, 8(3), pp. 248–257. <https://doi.org/10.1134/S2079970518030036>
- Kryukov V.A., Tokarev A.N. (2023). Innovative-Resource Directions of Industrial Development: The Example of the South of the Tyumen Oblast. *Studies on Russian Economic Development*, 34(1), pp. 25–32. <https://doi.org/10.1134/S1075700723010100>
- Kryukov V.A., Tokarev A.N. (2024). Opportunities for the Development of Tyumen Oblast Based on Innovations for the Oil and Gas Sector, Production of High-Tech Equipment, and High-Tech Services. *Regional Research of Russia*, 14(1), pp. 77–85. <https://doi.org/10.1134/S2079970523600373>
- Lebedeva N.E. (2019). Trends in the development of oil and gas engineering in the Russian Federation in the context of the implementation of the import substitution policy. *Innovatsii i investitsii*, 11, pp. 329–334. (In Russ.)
- Litvinenko V.S., Petrov V.I., Vasilevskaya D.I., Yakovenko A.V., Naumov V.I., Ratnikov M.A. (2022). Assessing the Role of the State in Mineral Resource Management. *Zapiski Gornogo Instituta*, 259, pp. 95–111. <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.100>

Mitrova T., Grushevenko E. (2018). Technological Partnerships in the Oil and Gas Sector: Is the Global Experience of Cooperation Applicable to Russia? Moscow: Energy Center of the Skolkovo Moscow School of Management, 42 p. (In Russ.)

Polterovich V.M. (2016). Institutions of catch-up development (towards a draft of a new model of economic development of Russia). *Economic and social changes: facts, trends, forecast*, 5(47), pp. 34–56. (In Russ.) <https://doi.org/10.15838/esc.2016.5.47.2>

Polterovich V.M. (2023). Catch-up Development under Sanctions: Strategy of Positive Cooperation. *Terra Economicus*, 21(3), p. 6–16. (In Russ.) <https://doi.org/10.18522/2073-6606-2023-21-3-6-16>

Polterovich V.M. (2024). Formation of domestic value added networks. *Journal of the New Economic Association*, 3(64), pp. 251–257. (In Russ.) https://doi.org/10.31737/22212264_2024_3_251-257

Sapir J. (2022). Will the planned economy be our future? *Studies on Russian Economic Development*, 6 (195), c. 6–26. DOI: 10.47711/0868-6351-195-6-26

State report “On the status and use of mineral resources of the Russian Federation in 2023”. (2024). Moscow: MNRE, 716 p. (In Russ.)

The Shale Revolution and the Global Energy Transition. (2019). Ed. by N.A. Ivanov. Moscow; St. Petersburg: Nestor-History, 540 p. (In Russ.)

Thomas M., Pidgeon N., Bradshaw M. (2018). Shale development in the US and Canada: A review of engagement practice. *The Extractive Industries and Society*, 5(4), pp. 557–569. <https://doi.org/10.1016/j.exis.2018.07.011>

Truel J.-L., Rassadina A.K. (2017). The experience of French planning in the context of the task of modernizing the Russian economy. *Economic revival of Russia*, 1(51), pp. 51–62. (In Russ.)

Ustyuzhanina E.V., Ustyuzhanin V.L. (2024). Value creation networks as participants in the indicative planning system. *Creative Economy*, 18(10). (In Russ.) <https://doi.org/10.18334/ce.18.10.121621>

Vasiliev A. A. (2024). Oil and gas cluster as a driver for the development of the Tyumen region. *ECO*, 2, pp. 47–60. (In Russ.) <https://doi.org/10.30680/ECO0131-7652-2024-2-47-60>

Zhdaneev O.V., Bravkov P.V., Durdyeva A.A., Zuev S.S., Korenev V.V., Frolov K.N., Chuboksarov V.S. (2020). Technical policy issues of the fuel and energy complex industries of the Russian Federation. Moscow: Nauka, 304 p. (In Russ.) <https://doi.org/10.7868/9785020408241>

Zhdaneev O.V. (2020). Competence Center for Technological Development of the Fuel and Energy Complex of the Russian Energy Agency of the Ministry of Energy of Russia. *Neftyanoe Khozyaystvo*, 8. (In Russ.)

Zhdaneev O.V. (2022). Technological sovereignty of the Russian Federation fuel and energy complex. *Journal of Mining Institute*, 258, pp. 1061–1078. <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.107>

About the Authors

Valeriy A. Kryukov – Dr. Sci. (Economics), Professor, Academician, Director, Institute of Economics and Industrial Engineering of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

17 Ac. Lavrentiev av., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

e-mail: Kryukov@ieie.nsc.ru

Anatoly N. Tokarev – Dr. Sci. (Economics), Head of Centre for Resource Economics, Institute of Economics and Industrial Engineering of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

17 Ac. Lavrentiev av., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

e-mail: Anatoli-3@yandex.ru

Ekaterina A. Dubovitskaya – Cand. Sci. (Economics), Head of Economic Valuation Department, Ingenix Group

15A Leninskiy av., Moscow, 117071, Russian Federation
e-mail: E.Dubovitskaya@ingenix-group.ru

*Manuscript received 7 November 2024;
Accepted 30 April 2025; Published 20 September 2025*

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)