

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ISSN 1608-5043 (Print)

ISSN 1608-5078 (Online)

# ГЕОРЕСУРСЫ

Т. 23. № 3. 2021

Часть 1

www.geors.ru

К Международной научно-практической конференции

«Решение Европейского союза о декарбонизации  
и новая парадигма развития  
топливно-энергетического  
комплекса России»

31 августа –1 сентября 2021 г., Казань



## В НОМЕРЕ:

- Комплексный подход к стратегии низкоуглеродного социально-экономического развития России.....3

Б.Н. Порфирьев, А.А. Шилов, А.Ю. Колпаков

- Некоторые вызовы и возможности для России и регионов в плане глобального тренда декарбонизации.....8

Д.К. Нургалиев, С.Ю. Селивановская и др.

ТАТАРСТАНСКИЙ  
НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ  
ФОРУМ



GEORESUSY

GEORESOURCES. SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL



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

Журнал индексируется:

- Scopus
- Web of Science (ESCI)

Полнотекстовая электронная версия журнала в открытом доступе: [www.geors.ru](http://www.geors.ru), [elibrary.ru](http://elibrary.ru)

## Главный редактор

**Ситдикова Л.М.** – к.геол.-мин.н., доцент,  
Казанский (Приволжский) федеральный университет,  
Казань, Россия

## Приглашенный научный редактор

**Крюков В.А.** – д.экон.н, профессор, академик РАН  
Институт экономики и организации промышленного  
производства Сибирского отделения РАН, Новосибирск, Россия

## Редакционная коллегия

**Алтунина Л.К.**, Институт химии нефти СО РАН,  
Томск, Россия

**Баренбаум А.А.**, Институт проблем нефти и газа РАН,  
Москва, Россия

**Лаломов А.В.**, Институт геологии рудных месторождений,  
петрографии, минералогии и геохимии РАН, Москва, Россия

**Муслимов Р.Х.**, Казанский (Приволжский) федеральный  
университет, Казань, Россия

**Нургалеев Д.К.**, Казанский (Приволжский) федеральный  
университет, Казань, Россия

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

**Храмченков М.Г.**, Казанский (Приволжский) федеральный  
университет, Казань, Россия

**Хуторской М.Д.**, Геологический институт РАН,  
Москва, Россия

**Burganov B.**, Department of Physics, ETH Zurich,  
Zurich, Switzerland

**Delamaide E.**, IFP Technologies (Canada) Inc., Calgary, Canada

**Kayal J.R.**, Institute of Seismological Research,  
Gandhinagar, India

**Koning T.**, Independent Consultant, Calgary, Canada

**Vandenbergh N.**, K.U. Leuven University, Leuven, Belgium

## Редакция

Заместитель Главного редактора – Ответственный секретарь:  
Христофорова Д.А.

Технический редактор: Николаев А.В.

Специалист по компьютерной верстке: Абросимова И.С.

Специалист по переводу: Муравьев А.В. Веб-редактор: Сабиров А.П.

**Адрес редакции и издателя:** Россия, 420012, Казань,  
ул. Маяковского, 10-1. Тел: +7 843 2390530. e-mail: mail@geors.ru

**Учредитель:** Христофорова Д.А. **Издатель:** ООО «Георесурсы»

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-38832, 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 30.08.2021. Тираж 1000. Свободная цена  
Отпечатано в АО «Издательский Дом «Казанская Недвижимость»  
420029, Россия, Казань, ул. Сибирский тракт, д.34, корп. 4, оф. 324

При цитировании ссылка на журнал «Георесурсы» обязательна

© 2021 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/>)

Т. 23. № 3. 2021

Часть 1

## Содержание

**Выпуск приурочен к Международной научно-практической конференции «Решение Европейского союза о декарбонизации и новая парадигма развития топливно-энергетического комплекса России» (31 августа–1 сентября 2021 г., Казань)**

**Комплексный подход к стратегии низкоуглеродного социально-экономического развития России** ..... 3  
*Б.Н. Порфирьев, А.А. Широков, А.Ю. Колтаков*

**Некоторые вызовы и возможности для России и регионов в плане глобального тренда декарбонизации** ..... 8  
*Д.К. Нургалеев, С.Ю. Селивановская, М.В. Кожевникова, П.Ю. Галицкая*

**Вызовы и ответы экономики Республики Татарстан на процессы декарбонизации** ..... 17  
*В.А. Крюков, Д.В. Милеев, А.Д. Савельева, Д.И. Душенин*

**О возможностях запуска регионального пилотного проекта по развитию низкоуглеродной экономики в Республике Татарстан** ..... 24  
*И.А. Макаров, Е.Э. Музыченко*

**О первоочередных мерах повышения инвестиционной привлекательности нефтепоисковых работ в условиях энергоперехода** ..... 32  
*А.В. Соколов*

**Поглощение углерода лесами регионов Поволжья и Сибири: состояние и перспективы** .... 36  
*А.И. Пыжжев, Е.А. Ваганов*

**От ковидного «сегодня» к низко-углеродному «завтра»: анализ зарубежных прогнозов развития мировой энергетики** ..... 42  
*А.М. Мастепанов*

**Глобальный энергетический переход: проблемы и возможности – перспектива из Северной Америки** ..... 53  
*Т. Кенинг*



**Key title: «Georesursy». Parallel title: «Georesources»**

**Editor in Chief: Lyalya M. Sitdikova**

Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

**Visiting Science Editor: Valeriy A. Kryukov**

Institute of Economics and Industrial Engineering  
of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences  
Novosibirsk, Russian Federation

## Editorial Board

**Lyubov K. Altunina**, Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian  
Branch of the Russian Academy of Sciences, Tomsk, Russian Federation

**Azary A. Barenbaum**, Institute of Oil and Gas Problems  
of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

**Bulat Burganov**, Department of Physics, ETH Zurich,  
Zurich, Switzerland

**Eric Delamaide**, IFP Technologies (Canada) Inc., Calgary, Canada

**Jnana Ranjan Kayal**, Institute of Seismological Research,  
Gandhinagar, India

**Maxim G. Khranchenkov**, Kazan Federal University, Kazan,  
Russian Federation

**Mikhail D. Khutorskoy**, Institute of Geology of the Russian  
Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

**Tako Koning**, Independent Consultant, Calgary, Canada

**Renat Kh. Muslimov**, Kazan Federal University, Kazan, Russian  
Federation

**Alexander V. Lalomov**, Institute of Geology of Ore Deposits,  
Petrography, Mineralogy and Geochemistry of Russian Academy  
of Science, Moscow, Russian Federation

**Danis K. Nurgaliev**, Kazan Federal University, Kazan,  
Russian Federation

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

**Noel Vandenberghe**, K.U. Leuven University, Leuven, Belgium

## Editorial office:

Deputy Chief Editor: Daria Khristoforova.

Editor: Irina Abrosimova. Prepress by Alexander Nikolaev.

Translator: Alexander Myraviev. Web-editor: Artur Sabirov.

**Publisher:** Georesursy LLC

**Editorial and Publisher's address:**

1-10, Mayakovsky st., Kazan, 420012, Russian Federation

Phone: +7 843 2390530, e-mail: mail@geors.ru

Georesursy (Georesources) is a peer-reviewed scientific and  
technical journal published since 1999.

**The journal is included/indexed in:**

- **Scopus;**
- **Web of Science (ESCI);**
- **Directory of Open Access Journals (DOAJ);**
- **CAS (Chemical Abstracts Service) databases;**
- **GeoRef database;**
- **EBSCOhost™ databases;**
- **Ulrich's Periodicals Directory.**

The full-text e-versions of the articles are available on: **www.geors.ru**  
All the materials of the journal Georesursy (Georesources) 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: August 30, 2021

© 2021 Scientific and Technical Journal Georesursy (Georesources)  
Published by Georesursy LLC

**V. 23. Is. 3. 2021**  
Part 1

## Table of Contents

**Issue is devoted to the International Scientific  
and Practical Conference “Decarbonization in  
the European Union and New Paradigm for the  
Development of Fuel & Energy Complex in Russia”  
(August 31–September 1, 2021, Kazan, Russian Federation)**

**Comprehensive approach to the strategy of low-  
carbon socio-economic development of Russia .....3**  
*B.N. Porfiriev, A.A. Shirov, A.Yu. Kolpakov*

**Some challenges and opportunities for Russia and  
regions in terms of the global  
decarbonization trend .....8**  
*D.K. Nurgaliev, S.Yu. Selivanovskaya, M.V. Kozhevnikova,  
P.Yu. Galitskaya*

**Challenges and responses of the economy  
of the Republic of Tatarstan to decarbonization  
processes .....17**  
*V.A. Kryukov, D.V. Milyaev, A.D. Savelieva, D.I. Dushenin*

**On the possibilities of launching a regional pilot  
project for the development of a low-carbon  
economy in the Republic of Tatarstan .....24**  
*I.A. Makarov, E.E. Muzychenko*

**On top-priority measures to improve  
the investment attractiveness of oil prospecting  
in energy transition .....32**  
*A.V. Sokolov*

**Carbon absorption by forests in the Volga  
region and Siberia: state and prospects .....36**  
*A.I. Pyzhev, E.A. Vaganov*

**From Covid “today” to low-carbon “tomorrow”:  
analysis of foreign forecasts for the  
development of world energy .....42**  
*A.M. Mastepanov*

**The global energy transition:  
challenges and opportunities – a perspective  
from North America .....53**  
*T. Koning*



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

Журнал индексируется:

- Scopus
- Web of Science (ESCI)

Полнотекстовая электронная версия журнала в открытом доступе: [www.geors.ru](http://www.geors.ru), [elibrary.ru](http://elibrary.ru)

## Главный редактор

**Ситдикова Л.М.** – к.геол.-мин.н., доцент,  
Казанский (Приволжский) федеральный университет,  
Казань, Россия

## Редакционная коллегия

**Алтунина Л.К.**, Институт химии нефти СО РАН,  
Томск, Россия  
**Баренбаум А.А.**, Институт проблем нефти и газа РАН,  
Москва, Россия  
**Лаломов А.В.**, Институт геологии рудных месторождений,  
петрографии, минералогии и геохимии РАН, Москва, Россия  
**Муслимов Р.Х.**, Казанский (Приволжский) федеральный  
университет, Казань, Россия  
**Нургалиев Д.К.**, Казанский (Приволжский) федеральный  
университет, Казань, Россия  
**Ступакова А.В.**, Московский государственный университет  
имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия  
**Храмченков М.Г.**, Казанский (Приволжский) федеральный  
университет, Казань, Россия  
**Хуторской М.Д.**, Геологический институт РАН,  
Москва, Россия  
**Burganov B.**, Department of Physics, ETH Zurich,  
Zurich, Switzerland  
**Delamaide E.**, IFP Technologies (Canada) Inc., Calgary, Canada  
**Kayal J.R.**, Institute of Seismological Research,  
Gandhinagar, India  
**Koning T.**, Independent Consultant, Calgary, Canada  
**Vandenbergh N.**, K.U. Leuven University, Leuven, Belgium

## Редакция

Заместитель Главного редактора – Ответственный секретарь:  
Христофорова Д.А.  
Технический редактор: Николаев А.В.  
Специалист по компьютерной верстке: Абросимова И.С.  
Специалист по переводу: Муравьев А.В. Веб-редактор: Сабиров А.П.

**Адрес редакции и издателя:** Россия, 420012, Казань,  
ул. Маяковского, 10-1. Тел: +7 843 2390530. E-mail: mail@geors.ru  
**Учредитель:** Христофорова Д.А. **Издатель:** ООО «Георесурсы»

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-38832, 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 30.09.2021. Тираж 1000. Свободная цена  
Отпечатано в АО «Издательский Дом «Казанская Недвижимость»  
420029, Россия, Казань, ул. Сибирский тракт, д.34, корп. 4, оф. 324

При цитировании ссылка на журнал «Георесурсы» обязательна

© 2021 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/>)

Т. 23. № 3. 2021  
Часть 2

## Содержание

### Поиск, разведка и разработка нефтяных, газовых и нефтегазовых месторождений

Уточнение скоростной модели верхней части разреза по  
данным нестационарных электромагнитных зондирований:  
результаты применения в Восточной и Западной Сибири .....60  
*И.А. Шелохов, И.В. Буддо, А.С. Смирнов, А.А. Пьянков,  
Н.В. Татьяна*

Прогноз пластового давления и исследование его поведения  
при разработке нефтяных месторождений на основе построения  
многоуровневых многомерных вероятностно-статистических  
моделей .....73  
*В.И. Галкин, И.Н. Пономарева, Д.А. Мартюшев*

Литологические модели пород-коллекторов для верхнемеловых  
отложений Восточного Предкавказья .....83  
*О.В. Сивальнева, А.С. Рахматуллина, А.В. Постников,  
О.В. Постникова, О.А. Зуева, Е.К. Идрисова, В.В. Пошибаев*

Промысловая классификация трещиноватых коллекторов  
кристаллического фундамента .....90  
*А.И. Щекин, В.А. Васильев, А.С. Николайченко, А.В. Коломийцев*

Особенности изменения физико-химических свойств нефтей  
в связи с большими глубинами .....99  
*И.Г. Яценко, В.В. Крупицкий, Ю.М. Полищук*

Метод обработки данных пассивной сейсмики для выявления  
контрастных внутрисолевых пропластков в геологическом  
разрезе Астраханского свода .....109  
*Е.В. Биряльцев, А.А. Вихарева, В.А. Захарчук, А.Ю. Комаров,  
В.В. Пыхалов, О.В. Тинакин*

К вопросу о разнообразии микрофоссилий баженовского  
горизонта Западной Сибири (поздняя юра–ранний мел) .....118  
*Э.О. Амон, В.С. Вишневецкая, Ю.А. Гатовский, Е.А. Жегалло*

Геологические условия формирования газогеохимических  
полей, в том числе гелия и водорода, в воде и осадках  
приветнамской части Южно-Китайского моря .....132  
*Н.С. Сырбу, До Хуи Кыонг, Т.С. Якимов, А.О. Холмогоров,  
Ю.А. Телегин, Урум Тсуногай*

### Перспективы развития минеральных ресурсов

Хромитовые россыпные проявления Волго-Уральского  
бассейна – вопросы генезиса, источников и промышленного  
потенциала .....143  
*А.В. Лаломов, И.Р. Рахимов, А.В. Григорьева*

Типоморфная характеристика золота из хвостохранилищ  
колчеданно-полиметаллических месторождений Сибири .....149  
*А.Ш. Хусаинова, Ю.А. Калинин, О.Л. Гаськова, С.Б. Бортникова*

### Углеродное вещество (Дискуссии)

Неорганическое происхождение углеродного вещества  
«нефтематеринских» пород .....164  
*С.А. Маракушев, О.В. Белоногова*



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

**Editor in Chief: Lyalya M. Sitdikova**

Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

## Editorial Board

**Lyubov K. Altunina**, Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tomsk, Russian Federation

**Azary A. Barenbaum**, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

**Bulat Burganov**, Department of Physics, ETH Zurich, Zurich, Switzerland

**Eric Delamaide**, IFP Technologies (Canada) Inc., Calgary, Canada

**Jnana Ranjan Kayal**, Institute of Seismological Research, Gandhinagar, India

**Maxim G. Khramchenkov**, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

**Mikhail D. Khutorskoy**, Institute of Geology of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

**Tako Koning**, Independent Consultant, Calgary, Canada

**Renat Kh. Muslimov**, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

**Alexander V. Lalomov**, Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry of Russian Academy of Science, Moscow, Russian Federation

**Danis K. Nurgaliev**, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

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

**Noel Vandenberghe**, K.U. Leuven University, Leuven, Belgium

## Editorial office

Deputy Chief Editor: Daria Khristoforova.

Editor: Irina Abrosimova. Prepress by Alexander Nikolaev.

Translator: Myraviev A.V. Web-editor: Artur Sabirov.

**Publisher:** Georesursy LLC

**Editorial and Publisher's address:**

1-10, Mayakovskiy st., Kazan, 420012, Russian Federation

Phone: +7 843 2390530, e-mail: mail@geors.ru

Georesursy (Georesources) is a peer-reviewed scientific and technical journal published since 1999.

The journal is included/indexed in:

- Scopus;
- Web of Science (ESCI);
- Directory of Open Access Journals (DOAJ);
- CAS (Chemical Abstracts Service) databases;
- GeoRef database;
- EBSCOhost™ databases;
- Ulrich's Periodicals Directory.

The full-text e-versions of the articles are available on: [www.geors.ru](http://www.geors.ru)  
All the materials of the journal Georesursy (Georesources) 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 30, 2021

© 2021 Scientific and Technical Journal Georesursy (Georesources)  
Published by Georesursy LLC

## Table of Contents

### Prospecting, exploration and development of oil, gas and oil and gas fields

- Shallow velocity model from the transient electromagnetic method data: results of application in Eastern and Western Siberia** ..... 60  
*I.A. Shelokhov, I.V. Buddo, A.S. Smirnov, A.A. Piyankov, N.V. Tatiyanin*

- Prediction of reservoir pressure and study of its behavior in the development of oil fields based on the construction of multilevel multidimensional probabilistic-statistical models** ..... 73  
*V.I. Galkin, I.N. Ponomareva, D.A. Martyushev*

- Lithological models of reservoir rocks for upper cretaceous deposits in East Caucasian Region** ..... 83  
*O.V. Sivalneva, A.S. Rakhmatullina, A.V. Postnikov, O.V. Postnikova, O.A. Zueva, E.K. Idrisova, V.V. Poshibaev*

- Field classification of fractured reservoirs of crystalline basement** ..... 90  
*A.I. Shchekin, V.A. Vasiliev, A.S. Nikolaychenko, A.V. Kolomiyshev*

- Features of changes in the physico-chemical properties of oils in connection with great depths** ..... 99  
*I.G. Yashchenko, V.V. Krupitsky, Yu.M. Polishchuk*

- Passive seismic data processing methods to identify contrast intrasalt interlayers in the geological section of the Astrakhan Arch** ..... 109  
*E.V. Biryaltsev, A.A. Vikhoreva, V.A. Zakharchuk, A.Yu. Komarov, V.V. Pykhalov, O.V. Tinakin*

- On the Diversity of Microfossils in the Bazhenov Horizon of Western Siberia (Late Jurassic–Early Cretaceous)** ..... 118  
*E.O. Amon, V.S. Vishnevskaya, Yu.A. Gatovsky, E.A. Zhegallo*

- Geological features for the formation of gas-geochemical fields, including helium and hydrogen, in the water and sediments at the Vietnamese part of the South-China Sea** ..... 132  
*N.S. Syrbu, D.H. Cuong, T.S. Iakimov, A.O. Kholmogorov, Yu.A. Telegin, U. Tsunogai*

### Prospects for the development of mineral resources

- Chromite placer occurrences of the Volga-Ural basin – genesis, sources and industrial potential** ..... 143  
*A.V. Lalomov, I.R. Rakhimov, A.V. Grigor'eva*

- Typomorphic characteristic of gold from tailings of pyrite-polymetallic deposits of Siberian** ..... 149  
*A.Sh. Khusainova, Yu.A. Kalinin, O.L. Gaskova, S.B. Bortnikova*

### Carbon Matter (Discussion)

- An inorganic origin of the "oil-source" rocks carbon substance** ..... 164  
*S.A. Marakushev, O.V. Belonogova*



## Комплексный подход к стратегии низкоуглеродного социально-экономического развития России

Б.Н. Порфирьев\*, А.А. Шилов, А.Ю. Колпаков  
Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН, Москва, Россия

В статье рассматриваются ключевые риски реализации стратегии долгосрочного социально-экономического развития России с низким уровнем эмиссии парниковых газов. В последние годы климатическая повестка является важнейшим драйвером структурных сдвигов в мировой экономике и рассматривается рядом ведущих стран в качестве фактора интенсификации экономического роста и закрепления своего технологического лидерства на глобальном уровне. В таком контексте усилия России по снижению углеродного следа без прямого импорта низкоуглеродных технологий и оборудования из развитых стран будут наталкиваться на непризнание (поглощающей способности российских лесов, безуглеродности АЭС и ГЭС) и рост требований по еще более радикальному снижению эмиссий. При этом Россия уже сейчас формирует значительный вклад в достижение целей Парижского соглашения по климату. В статье приведен перечень мер, который должен лежать в основе взвешенной национальной климатической политики. Стратегия социально-экономического развития России с низким уровнем эмиссии парниковых газов должна предусматривать соблюдение баланса между решением проблем сохранения населения, улучшения качества его жизни, и обеспечением динамичного и инклюзивного экономического роста в стране. Потенциальное заявление России о принятии обязательств по однозначному достижению углеродной нейтральности к середине века несет серьезные риски для национальных интересов. Вместо этого следует использовать более гибкую формулировку о стремлении к достижению углеродной нейтральности.

**Ключевые слова:** экономический рост, Парижское соглашение, климатическая политика, механизм трансграничного углеродного регулирования, низкоуглеродное развитие, углеродная нейтральность.

**Для цитирования:** Порфирьев Б.Н., Шилов А.А., Колпаков А.Ю. (2021). Комплексный подход к стратегии низкоуглеродного социально-экономического развития России. *Георесурсы*, 23(3), с. 3–7. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.1>

Разработка и осуществление национальных стратегий социально-экономического развития с низким уровнем эмиссии парниковых газов (далее – Стратегии) предусмотрены требованиями Парижского соглашения по климату. Эти Стратегии рассматриваются ведущими государствами мира как инструмент (а странами ЕС – как магистральное направление) структурных сдвигов и технологической модернизации их экономик. Такая политика в решающей мере обусловлена имеющимся технологическим превосходством этих стран над конкурентами и существующим научно-техническим потенциалом, которые они стремятся упрочить и расширить за счет новой «климатической» ниши.

Интенсивно продвигаемая странами ЕС на международной арене климатическая повестка, которая на уровне политических деклараций провозглашает приоритет цели стабилизации климата (непревышения 1,5°C-го порога по сравнению с доиндустриальной эпохой) и ставит задачу достижения углеродной нейтральности, в первую очередь преследует экономические (в том числе и геоэкономические) цели. При этом решение собственно климатических проблем рассматривается как важный, но сопутствующий эффект, и политически еще более важный и выигрышный аргумент для продвижения выгодных для этих стран решений.

При этом задача достижения ЕС углеродной нейтральности амбициозна не только политически, но и экономически. Так, согласно экспертным оценкам<sup>1</sup>, предусмотренные политикой «Европейского зеленого курса» (European Green Deal) затраты в 4 раза ниже того уровня, который необходим для сокращения эмиссии парниковых газов (далее – парниковых газов) на 55% к 2030 г. и достижения углеродной нейтральности к 2050 г. В связи с этим значительную часть издержек на осуществление «зеленого курса» руководство ЕС намерено переложить на внешних игроков. Прежде всего, на экспортеров углеродоемкой низко- и средне-технологичной продукции (включая сырьевые товары), облагая этот импорт дополнительным сбором в рамках введения так называемого пограничного компенсационного углеродного механизма (CBAM – Carbon Border Adjustment Mechanism).

В рамках существующей логики действий ЕС использование CBAM в качестве инструмента экономической компенсации собственных огромных издержек на технологическую модернизацию не предполагает принятия во внимание попыток введения аналогичных механизмов на российской территории, а также иных действий, демонстрирующих снижение углеродного следа в нашей стране. Хотя в существующих документах по введению CBAM зачет национальных карбоновых сборов и декларируется, но, с высокой вероятностью, попытки такого зачета будут

\* Ответственный автор: Борис Николаевич Порфирьев  
e-mail: [b\\_porfiriev@mail.ru](mailto:b_porfiriev@mail.ru)

© 2021 Коллектив авторов

<sup>1</sup><https://www.usnews.com/news/world/articles/2020-07-21/factbox-how-green-is-the-eus-recovery-deal>

наталкиваться на рост требований со стороны властей ЕС по еще более радикальному снижению эмиссий, в том числе через игнорирование поглощающей способности российских природных экосистем, либо непризнание «зелеными» определенных видов генерации электроэнергии (АЭС, ГЭС). Единственное, на что теоретически могут пойти страны ЕС, так это на признание сокращения эмиссий в тех случаях, когда для этой цели в России будут напрямую использоваться технологии и оборудование, производимые на их территории.

В этих условиях разработка и принятие Россией Стратегии должны исходить из ряда основополагающих принципов.

Во-первых, необходимо адекватно оценивать роль нашей страны в мировой климатической политике. Россия – не только мировой лидер по снижению эмиссий парниковых газов за почти 30-летний период действия Рамочной конвенции ООН по изменению климата<sup>2</sup>, не только государство с наиболее экологически и климатически чистой структурой производства электроэнергии среди крупных экономик мира (рис. 1), но и – благодаря своим природным экосистемам – один из главных мировых эколого-климатических доноров<sup>3</sup>.

Россия входит в число климатически ответственных государств мира, наиболее активно реализующих установки Парижского соглашения в части принятия добровольных обязательств (National Determined Contribution – NDC) по сокращению эмиссий. Согласно Указу Президента РФ № 666 от 2020 г., такое обязательство предусматривает непревышение в 2030 г. эмиссиями отметки в 70% от уровня 1990 г. При этом, согласно новейшему (26.02.2021) докладу РКИК ООН<sup>4</sup>, обобщившему по состоянию на 20.12.2020 данные о NDC 75 стран мира (40% стран-участниц Парижского соглашения, на которые приходится около 30% общемировых эмиссий парниковых газов<sup>5</sup>), совокупный объем эмиссий парниковых газов к 2030 г. сократится всего на 0,7% по

<sup>2</sup>Эмиссии парниковых газов в России за 1990–2019 гг. снизились на 49% с учетом сектора ЗИЗЛХ – землепользование, изменения в землепользовании и лесное хозяйство (на 33% без ЗИЗЛХ). Для сравнения, в ЕС за этот же период эмиссии снизились на 24%, а в США – выросли на 2%.

<sup>3</sup>Имеются в виду не только лесные экосистемы России, общемировая ценность которых увеличивается в связи с продолжающимся масштабным сведением лесов в других «легких» Земли (Амазонии), но и сохраняющиеся в нашей стране водно-болотные угодья, глобальная значимость которых обусловлена утратой в последние десятилетия 85% общемировой площади таких угодий.

<sup>4</sup>Nationally Determined Contributions under the Paris Agreement: Synthesis Report by the Secretariat. <https://unfccc.int/documents/268571FCCC/PA/CMA/2021/2>.

<sup>5</sup>В числе стран, не представивших свои обновленные NDC на эту дату – крупнейшие эмиттеры: Китай, США (представили только в апреле 2021 г.) и Индия, на которые в совокупности приходится порядка 40% мировых эмиссий парниковых газов. Обновленные обязательства из числа крупнейших эмиттеров представили страны ЕС и Россия, а также Япония, Южная Корея, ключевые экономики Латинской Америки.

отношению к 1990 г. Таким образом, принятые Россией NDC до 2030 г. неправомерно считать заниженными.

Кроме того, климатическая ответственность России проявляется и в части реализации Стратегии, завершение разработки и принятие которой в России планируется в 2021 г. В настоящее время (июль 2021 г.) из 197 государств, ратифицировавших Парижское соглашение, 120 или 61% от числа «подписантов» провозгласили гонку за достижением углеродной нейтральности (race for zero) к 2050 г.<sup>6</sup>. Однако Стратегии низкоуглеродного развития приняты лишь в 28 странах (включая 2 малых островных государства), которые не включают тройку государств-основных эмитентов парниковых газов: Китай, США<sup>7</sup> и Индию, на которые приходится половина мировых эмиссий. Таким образом, Россия не является государством, которое значительно отстает от действий мирового сообщества в области защиты климата.

Во-вторых, Стратегия должна исходить из национальных интересов, а также целей развития России до 2030 г. (определенных указами Президента РФ № 204 от 2018 г. и № 474 от 2020 г.). Они корреспондируются с целями устойчивого развития ООН до 2030 г. и предусматривают соблюдение стратегического баланса между (а) решением проблем сохранения населения, улучшения качества его жизни, и (б) обеспечением динамичного и инклюзивного экономического роста. Устойчивый рост является главным финансовым источником решения социальных, экологических и климатических проблем, а его ключевым драйвером в среднесрочной перспективе

Средняя углеродоемкость электроэнергии в 2018 году, г CO<sub>2</sub> / кВтч

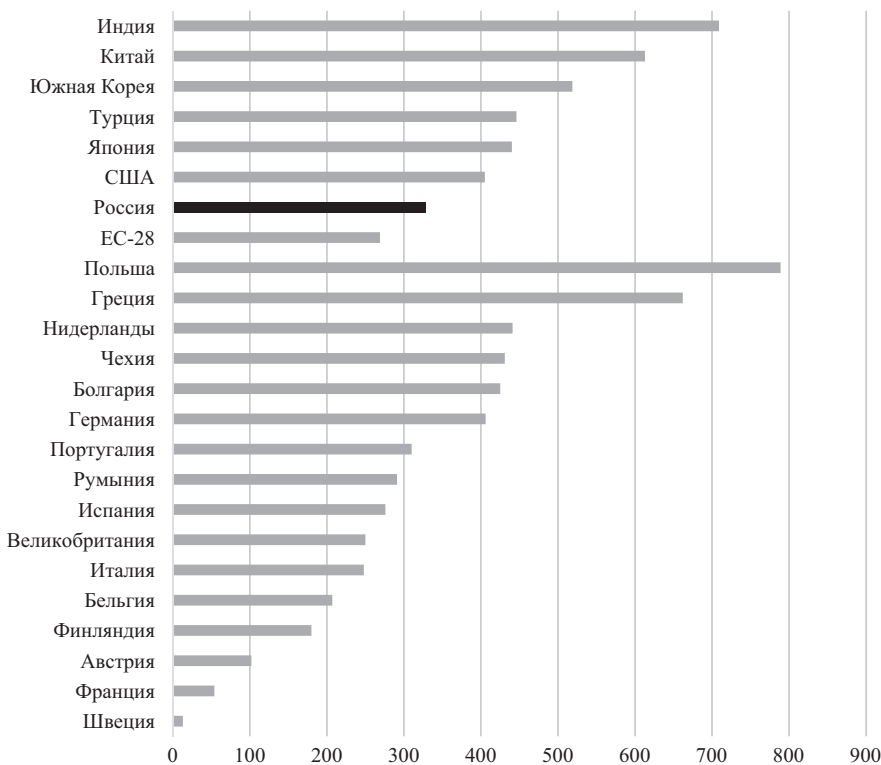


Рис. 1. Сравнение углеродоемкости электроэнергии, произведенной в разных странах в 2018 г. Источник: оценки ИИП РАН на основе данных МЭА, Росстата

<sup>6</sup><https://climateaction.unfccc.int/views/cooperative-initiative-details.html?id=94>

<sup>7</sup>Принятая в 2016 г. правительством президента Б. Обамы стратегия была отменена при президенте Д. Трампе и, насколько известно, пока не легитимизирована правительством Д. Байдена.



являются инвестиции. В соответствии с этим, решение задач по снижению климатических рисков в целом не должно быть самоцелью или доминантой, но органичной и важной составляющей комплекса целей устойчивого развития России. При этом обеспечение низкого уровня эмиссий парниковых газов должно быть интегрировано (как и решение экологических проблем и задач адаптации к климатическим изменениям) в общую стратегию долгосрочного социально-экономического развития страны.

В-третьих, для достижения национальных целей развития и защиты национальных интересов Стратегия должна предусматривать комплекс мер, направленных:

– во *внутриэкономической сфере* – на формирование и эффективную реализацию системы мер, в том числе:

(а) ускорение динамики экономического роста в 2021–2030 гг. и повышение энергоэффективности российской экономики – как основного фактора сокращения техногенных выбросов вредных и опасных веществ и эмиссий парниковых газов;

(б) поддержку стратегически важных секторов экономики, которые могут пострадать в случае агрессивного введения механизма СВМ в действие;

(в) полный учет и комплексную оценку поглощающей способности российских экосистем, прежде всего лесов и водно-болотных угодий, а также их экологически устойчивое использование и охрану – как основной ресурс стока углерода и фактор, обеспечивающий для России реалистичность выполнения требований Парижского соглашения в части повышения амбициозности уровня снижения эмиссий парниковых газов;

(г) увязку действий, указанных выше (в подпунктах а-в) с действиями по адаптации населения и экономики к изменениям климата, что, согласно расчетам ведущих мировых экспертов (Agrawala, 2011), обеспечивает наибольшую эффективность в терминах сокращения нетто-эмиссий парниковых газов;

– во *внешнеполитической и внешнеэкономической сферах* – на разработку и эффективное осуществление системы мер, в том числе:

(а) максимальное оттягивание сроков вступления механизмов СВМ в действие, апеллируя, прежде всего, к соблюдению норм ВТО и исключению дискриминации в отношении третьих стран при применении правил ЕС в отношении стран-членов по приоритетам энергетических технологий. Так, решения Совета Европы от 02.12.2020 не предусматривают ограничений использования странами-членами ЕС конкретных энергетических технологий для снижения эмиссий парниковых газов на 55% к 2030 г. по отношению к уровню 1990 г. Отмечено, что ЕС «будет уважать право государств-членов определять свой энергетический баланс и выбирать наиболее подходящие технологии для коллективного достижения климатической цели 2030 года, включая переходные технологии, такие как природный газ»<sup>8</sup>. Совершенно иной подход к другим странам: разработанная Европейской комиссией в феврале 2021 г. новая стратегия торговой политики для

ЕС предусматривает ни много, ни мало реформирование ВТО, усиление регулирующего влияния ЕС, применяя «более жесткий, более настойчивый подход к выполнению и обеспечению соблюдения партнерами своих торговых соглашений»<sup>9</sup>.

(б) взаимодействие с ведущими мировыми экономиками-реципиентами рисков СВМ, прежде всего с Китаем и США – основными торговыми партнерами ЕС, поставляющие европейским странам в том числе и товары с заметным углеродным следом;

(в) взаимодействие с развивающимися странами, отличающимися высокими темпами сведения национальных лесов (прежде всего, с Бразилией, Индонезией) по оценке перспектив и возможному формированию совместной переговорной позиции в отношении зачета лесных проектов, реализуемых в развитых странах. Указанная позиция может опираться на те же принципы, что и СВМ, учитывающий углеродный след торгуемых товаров и услуг, но применительно к учету и компенсации отрицательного влияния спроса развитых стран (ЕС, США) на импортные поставки из развивающихся стран продовольствия, древесины и других товаров и услуг, производство которых сопряжено с замещением и сокращением площадей лесных, мангровых и других природных экосистем – главных резервуаров стока углерода.

Только в 2015 г. такой импорт государствами «Большой семерки» стимулировал чистую потерю в развивающихся странах 20 тыс. кв. км лесов, прежде всего тропических, отличающихся наиболее высоким поглощающим углерод потенциалом, при том, что в самих государствах G7 площадь, покрытая лесами, увеличивалась каждый год в период 2001–2015 гг. Например, в 2015 г. в Великобритании, Германии и Франции площади их национальных лесов увеличились, соответственно, на 170, 20 и 1130 кв. км. При этом вклад их импорта в сокращение лесов в развивающихся странах составил, соответственно, –1629, –3101 и –1175 кв. км; в том числе, доля тропических лесов в указанном сокращении площади достигала 42%, 52% и 52%, соответственно (Hoang, Kanemoto, 2021).

Результаты выполненных в Институте народнохозяйственного прогнозирования РАН модельных расчетов показывают, что следование Россией перечисленным принципам позволяет иметь объем накопленных нетто-эмиссий парниковых газов в следующие 30 лет ниже аналогичного показателя для ЕС, что соответствует целевым значениям, озвученным Президентом России В.В. Путиным в ежегодном послании Федеральному собранию 21.04.2021 (Порфирьев, 2021).

Что касается СВМ, то на первых этапах его применения потери российских экспортеров при цене углеродных единиц в размере 50 евро/тCO<sub>2</sub>-экв. могут составить порядка 1 млрд евро в год (менее 1% выручки), хотя постепенно, по мере увеличения облагаемой базы (за счет отмены системы «бесплатных» квот на эмиссии внутри ЕС и расширения номенклатуры продукции, подлежащей уплате СВМ – например, углеводороды пока планируется вывести за периметр механизма), эти потери будут расти и могут достигать 7 млрд евро в год (при условии обложения всего спектра сырьевых товаров). Очевидно, что при прочих равных условиях значимая потеря рентабельности может привести к снижению объема

<sup>8</sup><https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2020/12/11/european-council-conclusions-10-11-december-2020>

<sup>9</sup>[https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:5bf4e9d0-71d2-11eb-9ac9-01aa75ed71a1.0001.02/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:5bf4e9d0-71d2-11eb-9ac9-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF)

поставок. Таким образом, действия стран ЕС по изъятию доходов внешних поставщиков в определенной степени ограничены их потребностью в импортных товарах, которые они сами не способны произвести – это не только энергетические, но и в целом широкая номенклатура сырьевых товаров.

В целом степень реагирования России на риски введения СВМ должны соответствовать масштабам этих рисков. Например, по нашим оценкам, предложения о введении внутренних углеродных сборов в России и широкомасштабном строительстве генерации на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) являются избыточными. Здесь важно подчеркнуть, что углеродный след российского экспорта в ЕС на 80% обусловлен прямыми эмиссиями (то есть непосредственной деятельностью компаний-поставщиков), тогда как на косвенные эмиссии, содержащиеся в покупаемой электроэнергии, приходится только 14%, в тепле – 6%. Поэтому реализация программы Договора о предоставлении мощностей ВИЭ по строительству генерации на основе возобновляемых источников в рамках Единой энергетической системы (ЕЭС) России будет способствовать снижению всего 14%-й составляющей суммарного углеродного следа. Если же бизнес считает целесообразным снижать свой прямой углеродный след с помощью установки собственной ВИЭ-генерации, то ситуация меняется. Однако навязывание бизнесу «общесистемной» реакции, которая, помимо своей избыточности, несомненно выльется в рост издержек на электроэнергию, является не совсем верным способом поддержки. К слову, чтобы полностью «озеленить» косвенный углеродный след «евроориентированных» экспортеров, ЕЭС России достаточно произвести объем безуглеродной электроэнергии в размере 4% общей выработки в стране. В настоящее время мощностей ВИЭ недостаточно для покрытия указанных объемов, но суммарная выработка на атомных и гидроэлектростанциях составляет 36% произведенной электроэнергии (табл. 1), то есть более чем достаточно для демпфирования претензий с европейской стороны. Если же России не удастся договориться с ЕС о признании безуглеродности АЭС и ГЭС, и будет сделан выбор в пользу строительства новых мощностей ВИЭ, то обозначенный выше 4%-й индикатор необходимо использовать как максимальный

целевой ориентир.

В контексте сказанного декларация в настоящее время Россией более жестких обязательств по снижению эмиссий парниковых газов (в сравнении с официально принятыми) может создать дополнительные ощутимые риски для российской экономики. Прежде всего потому, что Парижское соглашение уже предусматривает принцип повышения амбициозности соответствующих обязательств для стран-участников. Это означает, что, приняв сейчас на себя обязательство снизить нетто-эмиссии парниковых газов, например, до 60–65% от уровня 1990 г., Россия уже на рубеже 2025 г. может оказаться перед необходимостью дальнейшего ужесточения обязательств и дополнительного сокращения эмиссий, серьезно рискуя войти в противоречие с целями национального развития, включая устойчивый и инклюзивный экономический рост и пакет важнейших социальных гарантий государства по обеспечению достойного уровня и качества жизни граждан.

С не менее серьезным риском для национальных интересов России связано принятие ею сейчас конкретных обязательств по *однозначному* достижению углеродной нейтральности (нулевых эмиссий парниковых газов) к 2050 г. Это может создать предпосылки для дополнительного давления на отечественную экономику со стороны развитых стран, в том числе через настойчивые призывы и требования использования Россией графиков и «дорожных карт» выполнения этого обязательства, а затем – жесткого контроля их исполнения и соблюдения.

При этом наша страна может оказаться под риском понести ощутимые политические и репутационные издержки. В этой связи следует отметить, что, по нашим оценкам, лишь 50% необходимого снижения выбросов для достижения углеродной нейтральности в 2050 г. могут быть достигнуты за счет повышения эффективности использования энергоресурсов и иных действий в экономической сфере. Остальные 50% должны быть обеспечены ростом поглощающей способности российских экосистем. В последнем случае такое снижение требует верификации и официального признания со стороны мирового сообщества, на что в скором времени – учитывая текущее состояние международных отношений в целом и отношений России с ее западными «партнерами» – рассчитывать трудно, тогда как возникающие при этом для нашей страны дополнительные риски вполне очевидны.

В сложившихся обстоятельствах в целях максимального снижения вышеупомянутых рисков представляется целесообразным следующий комплекс мер:

– при дальнейшей эскалации темы углеродной нейтральности к 2050 г. в международных экономических отношениях и климатической политике использовать в соответствующей декларации вместо жесткой, однозначной формулировки «достижение углеродной нейтральности» более гибкую и приемлемую формулировку «о [максимальном] стремлении к достижению углеродной нейтральности». Такую или схожую формулировку использовали, в частности, Сингапур (в стратегии развития с низким уровнем эмиссий парниковых газов, 2020) и Китай (в официальном заявлении Си Цзиньпина в обращении к

|   | Объем,<br>млрд кВтч | Доля от<br>производства<br>электроэнергии<br>в России (%) |
|---|---------------------|---|
| Электроэнергия, содержащаяся<br>в ключевых товарных позициях<br>российского экспорта в ЕС | 45,1                | 4,0   |
| Выработка электроэнергии в<br>России на основе<br>безуглеродных источников                | 407,6               | 36,3  |
| ВИЭ   | 2,0                 | 0,2   |
| ГЭС   | 196,6               | 17,5  |
| АЭС   | 209,0               | 18,6  |

Табл. 1. Производство безуглеродной электроэнергии в России по сравнению с объемом, содержащимся в ключевых товарных позициях российского экспорта в ЕС в 2019 г. Источник: оценки ИИП РАН на основе статистики Росстата и ФТС России

<sup>10</sup><https://unfccc.int/process/the-paris-agreement/long-term-strategies;>  
<https://www.nytimes.com/2020/09/22/climate/china-emissions.html>



ООН о достижении [нетто] нулевых эмиссий парниковых газов в 2060 г.<sup>10</sup> Жесткая формулировка допустима только применительно к отдельным регионам, видам экономической деятельности, предприятиям или компаниям (или их группам) исключительно по их инициативе и после тщательной научной экспертизы соответствующих проектов. Примером может служить объявление о достижении Сахалинской области углеродной нейтральности к 2025 г., сделанное Президентом России в рамках его выступления на Саммите мировых лидеров по вопросам климата в апреле 2021 г.<sup>11</sup>

– в рамках указанной экспертизы провести анализ и оценку (прогноз) влияния реализации конкретных мер снижения нетто-эмиссий парниковых газов на экономическую динамику, отраслевые параметры производства, цены, уровень и качество жизни населения страны и ее регионов. Параметры такого прогноза должны быть согласованы с основными направлениями стратегии социально-экономического развития, стратегиями пространственного развития и развития ключевых секторов российской экономики. Учитывая, с одной стороны, жесткие сроки, а, с другой стороны, уже имеющиеся соответствующие аналитические материалы, такая задача могла быть решена достаточно оперативно.

<sup>11</sup><http://kremlin.ru/events/president/news/65425>

## Литература

Порфирьев Б. (2021). Зеленая» повестка: асимметричный ответ. *Эксперт*, 18–19, с. 19–21. <https://expert.ru/expert/2021/18/zelenaya-povestka-asimmetrichniy-otvet/>

Agrawala S. (2011). Economic aspects of adaptation: Costs, benefits and incentives for action. Presentation at the International conference “Problems of Adaptation to Climate Change”, Moscow.

Hoang N.T., Kanemoto K. (2021). Mapping the deforestation footprint of nations reveals growing threat to tropical forests. *Nature Ecology and Evolution*. <https://doi.org/10.1038/s41559-021-01417-z>

## Сведения об авторах

**Борис Николаевич Порфирьев** – академик РАН, доктор экон. наук, научный руководитель Института народнохозяйственного прогнозирования РАН

Россия, 117418, Москва, Нахимовский проспект, д. 47

**Александр Александрович Широ** – член-корреспондент РАН, доктор экон. наук, директор Института народнохозяйственного прогнозирования РАН

Россия, 117418, Москва, Нахимовский проспект, д. 47

**Андрей Юрьевич Колпак** – канд. экон. наук, старший научный сотрудник, Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН

Россия, 117418, Москва, Нахимовский проспект, д. 47

Статья поступила в редакцию 15.07.2021;

Принята к публикации 02.08.2021; Опубликована 30.08.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

# Comprehensive approach to the strategy of low-carbon socio-economic development of Russia

*B.N. Porfiriev\*, A.A. Shirov, A.Yu. Kolpakov*

*Institute of Economic Forecasting of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation*

*\*Corresponding author: Boris N. Porfiriev, e-mail: [contact@ecfor.ru](mailto:contact@ecfor.ru)*

**Abstract.** The article discusses the key risks of implementing a strategy for long-term socio-economic development of Russia with a low level of greenhouse gas emissions. In recent years, the climate agenda has been the most important driver of structural shifts in the world economy and is viewed by leading countries as a factor in intensifying economic growth and consolidating their technological leadership at the global level. In this context, Russia's efforts to reduce its carbon footprint without direct import of low-carbon technologies and equipment from developed countries will run into non-recognition (of the carbon sink by Russian forests and carbon-free nature of nuclear and large hydro power plants) and increase in requirements for even more radical reduction in emissions. At the same time, Russia is already making a significant contribution to achieving the goals of the Paris Agreement. The article provides a list of measures that should underlie a balanced national climate policy. The strategy for the socio-economic development of Russia with a low level of greenhouse gas emissions should provide for a balance between solving the problems of preserving the population, improving the quality of its life, and ensuring dynamic and inclusive economic growth in the country. Russia's potential announcement of commitments to unequivocally achieve carbon neutrality by mid-century carries serious risks to national interests. Instead, a more flexible language should be used to strive for carbon neutrality.

**Keywords:** economic growth, Paris Agreement, climate policy, Carbon Border Adjustment Mechanism, low-carbon development, carbon neutrality

**Recommended citation:** Porfiriev B.N., Shirov A.A., Kolpakov A.Yu. (2021). Comprehensive approach to the strategy of low-carbon

socio-economic development of Russia. *Georesursy = Georesources*, 23(3), pp. 3–7. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.1>

## References

Agrawala S. (2011). Economic aspects of adaptation: Costs, benefits and incentives for action. Presentation at the International conference “Problems of Adaptation to Climate Change”, Moscow.

Hoang N.T., Kanemoto K. (2021). Mapping the deforestation footprint of nations reveals growing threat to tropical forests. *Nature Ecology and Evolution*. <https://doi.org/10.1038/s41559-021-01417-z>

Porfiriev B. (2021). Green Agenda: Asymmetric Response. *Ekspert*, 18–19, pp. 19–21. (In Russ.). <https://expert.ru/expert/2021/18/zelenaya-povestka-asimmetrichniy-otvet/>

## About the Authors

**Boris N. Porfiriev** – DSc (Economics), Academician of the Russian Academy of Sciences, Academic Director of the Institute of Economic Forecasting of the Russian Academy of Sciences  
47, Nakhimov ave., Moscow, 117418, Russian Federation

**Alexander A. Shirov** – DSc (Economics), Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Director of the Institute of Economic Forecasting of the Russian Academy of Sciences  
47, Nakhimov ave., Moscow, 117418, Russian Federation

**Andrey Yu. Kolpakov** – PhD (Economics), Senior Researcher, Institute of Economic Forecasting of the Russian Academy of Sciences  
47, Nakhimov ave., Moscow, 117418, Russian Federation

Manuscript received 17 July 2021;

Accepted 2 August 2021; Published 30 August 2021

## Некоторые вызовы и возможности для России и регионов в плане глобального тренда декарбонизации

Д.К. Нургалиев, С.Ю. Селивановская\*, М.В. Кожевникова, П.Ю. Галицкая

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

В статье рассматривается схема возможного сценария энергетического перехода в Российской Федерации с учетом сложившегося экономического уклада, наличия гигантской нефтегазовой инфраструктуры и уникальных природных ресурсов. Все это позволяет рассматривать глобальные тенденции декарбонизации энергетики и экономики не только как вызов, но и как новые возможности для страны. С учетом развитой инфраструктуры нефтегазодобычи, транспортировки, нефтепереработки и нефтехимии, а также наличия огромной территории, лесных, водных, почвенных ресурсов перед нашей страной открываются уникальные возможности секвестрации углерода с использованием как биологических систем, так и имеющейся нефтегазовой инфраструктуры. Предлагается использовать существующие нефтегазодобывающие мощности для генерации водорода в процессах каталитической трансформации углеводородов внутри пласта. Предлагается создать и использовать для захоронения CO<sub>2</sub> масштабные технологии с использованием существующей инфраструктуры нефтедобывающей отрасли. Учитывая огромный потенциал Российской Федерации в секвестрации углерода биологическими системами, создается сеть российских карбоновых полигонов, в том числе и при Казанском федеральном университете (КФУ) – полигон «Карбон-Поволжье». Создание карбоновых ферм на основе разработок, созданных в таких полигонах, может стать востребованным высокотехнологичным бизнесом. Приводится подробное описание карбонового полигона КФУ «Карбон-Поволжье» и запланированных задач.

**Ключевые слова:** энергетический переход, декарбонизация, генерация водорода, захоронение CO<sub>2</sub>, секвестрация углерода биологическими системами, карбоновый полигон

**Для цитирования:** Нургалиев Д.К., Селивановская С.Ю., Кожевникова М.В., Галицкая П.Ю. (2021). Некоторые вызовы и возможности для России и регионов в плане глобального тренда декарбонизации. *Георесурсы*, 23(3), с. 8–16. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.2>

### Введение

Полный отказ от ископаемого топлива, в том числе и от углеводородов (УВ) как источника энергии, в ближайшие десятилетия маловероятен, но нет сомнений, что тренд на декарбонизацию продолжится, а экономические уклады стран будут изменяться. Сегодня научный мир признает, что сжигание углеродного топлива является главной причиной накопления парниковых газов в атмосфере, и это приводит к повышению средней температуры на планете. Последствия этого процесса уже обнаруживаются в сильной изменчивости погодных условий, более частом наблюдении катастрофических событий и заметном потеплении в арктической зоне. Все это связано с нарушением естественных причинно-следственных связей в системе «атмосфера-океан-климат». Последующее таяние метаносодержащей «вечной» мерзлоты и повышение уровня океана может привести к чрезвычайно негативным последствиям, и, вероятно, эти изменения уже нельзя остановить. К концу века средняя температура может подняться более чем на 2,7°C, хотя планируется (по Парижскому соглашению) удержать ее рост на уровне 1,7°C или хотя бы не более 2,0°C. В качестве одной из серьезных мер планируется ввести трансграничный углеродный налог в ЕС, а полученные средства направить на развитие зеленой

энергетики и компенсацию последствий «глобального потепления». Это, по сути, уникальное событие в истории цивилизации, когда глобальное стратегическое мышление, направленное на самосохранение человечества материализуется, и переводится в экономическую плоскость не только в рамках отдельного государства, но и на межгосударственном уровне. Это первый шаг в указанном направлении, но экономический инструмент инициирует ЕС, а не глобальный орган, и насколько это будет эффективно для решения задач, поставленных в Парижском соглашении, пока не понятно, время покажет. Тем не менее, раз мы уже выделяем парниковые газы в масштабах, способных изменить всю нашу планету, а не только инициировать какие-то региональные экологические проблемы, человечеству придется начать регулировать элементы этой сложнейшей системы. К сожалению, большинство государств и политических деятелей сегодня не до конца реально оценивают значение сложившейся ситуации. Наверно, легче было бы объединиться в понимании и принятии мер против астероидной опасности. Изменение климата, вызванное, по сути, сжиганием ископаемого топлива, в отличие от астероидной опасности, – это особенная проблема, которая затрагивает очень многие стороны жизни общества – обеспечение энергией, электричеством, а также доходы многих государств, добывающих это ископаемое топливо, и расходы многих государств, не имеющих этих природных ресурсов, проблемы государств, которые никакого отношения не имеют к ископаемому топливу – они их не

\* Ответственный автор: Светлана Юрьевна Селивановская  
e-mail: [svetlana.selivanovskaya@kpfu.ru](mailto:svetlana.selivanovskaya@kpfu.ru)

© 2021 Коллектив авторов



производят и не пользуются ими. Интересы различных государств, международных корпораций переплетены сложным образом в этой проблеме. В преамбуле Парижского соглашения отмечается, что «Стороны могут страдать не только от изменения климата, но также от воздействия мер, принимаемых в целях реагирования на него».

Необходимо обсуждать проблему, решать ее с учетом нюансов и проблем всех участников процесса. Речь идет о новой парадигме в глобальном мышлении, когда одним из важнейших факторов при принятии решений о дальнейшем развитии государств является осознание глобальных угроз типа глобального потепления.

Очень простой пример из области экономики. Если раньше в оптимизационных расчетах стоимости продукта, целевая функция имела размерность стоимости, куда были включены разнообразные прямые и косвенные расходы, включая и экологические, то сегодня – это еще и углеродный след, выраженный в тоннах CO<sub>2</sub> (а сегодня уже в евро), выделенного на всех стадиях производства продукта. Причем ущерб может проявиться совершенно в другом месте, совсем не там где продукт был произведен. Этот новый фактор меняет всю экономику, а значит политику и все стороны деятельности человека на этой планете: здоровье, образование, безопасность, производство продуктов питания, одежды, жилья, минимальной окружающей инфраструктуры и др.

Мы живем в эпоху, когда в истории планеты начинается новый период – влияние одного из биологических видов начинает нарушать сложную нелинейную систему Геи (Kleidon, 2004), и чтобы произвести корректирующие действия, человечество будет вынуждено взять на себя управление процессами в океанах, недрах, лесах, тундрах и других природных объектах – всех компонентах этой системы. Геологи, стратиграфы называют этот период Антропоценом (Carnegiani et al., 2020), хотя он больше похож на некоторые выдающиеся границы между геологическими системами, охарактеризованные уникальными глобальными событиями – массовыми вымираниями биологических видов, обусловленными самыми различными причинами. Массовое вымирание в биосфере сегодня – одно из самых значительных в истории Земли, и оно протекает чрезвычайно быстро в геологическом масштабе времени. Как же быть России в этой ситуации, что делать?

### **Российский энергетический переход: баланс природных ресурсов и глобальных трендов**

На первый взгляд, та уверенность и решительность, с которой ЕС и многие другие страны говорят о переходе к «зеленой» энергетике, не сулит ничего хорошего России, которая сегодня обеспечивает почти 40% своего бюджета из поступлений от нефтяной промышленности. Многие российские товары, производимые на экспорт и имеющие большой «углеродный след» (сталь, алюминий, газ, нефть и нефтепродукты, сельхозпродукция и др.), будут отягощены трансграничным углеродным налогом (Carbon border adjustment mechanism – CBAM), и это не будет способствовать их конкурентоспособности на рынке. Тем не менее, можно утверждать, что данный вызов для российской экономики является одновременно и огромной возможностью.

«Зеленый» энергетический переход должен происходить в России с учетом рационального использования имеющихся природных ресурсов – углеводородных, биологических и территориальных, а также созданной нефтегазовой инфраструктуры – конкретных скважин, исследованных резервуаров, залежей УВ, всей наземной инфраструктуры, включая трубопроводы, а также нефтеперерабатывающие и нефтехимические мощности. Стратегической задачей на ближайшие 30–40 лет является обеспечение страны конкурентными на мировом рынке запасами УВ, которые необходимо добыть экологично, экономично, с низким углеродным следом.

Следующий шаг России к «зеленой» экономике – это переход к производству водорода, нового энергетического агента. Для этого необходимо создать промышленные технологии генерации водорода непосредственно в нефтегазовой залежи и захоронения образующегося CO<sub>2</sub> в природных резервуарах. В этом направлении ведутся работы в нескольких лабораториях в мире. В Казанском федеральном университете (КФУ) имеется успешный опыт использования катализаторов для повышения эффективности тепловых методов для добычи сверхвязкой нефти (Vakhin et al., 2020; Varfolomeev et al., 2021), также получены первые обнадеживающие лабораторные результаты непосредственно по генерации водорода внутри пласта по технологии внутрипластового горения. Российские и зарубежные (Кувейт, Оман, Китай) нефтегазовые компании проявляют огромный интерес к этим технологиям.

Еще один шаг навстречу «зеленой» энергетике – это создание и внедрение промышленных технологий секвестрации углерода, использующих имеющиеся природные ресурсы и нефтегазовую инфраструктуру. Наличие огромной территории, лесных, водных, почвенных ресурсов открывает перед нашей страной уникальные возможности секвестрации углерода с использованием биологических систем. Кроме того, используя существующие и уже разработанные месторождения УВ, используя опыт мониторинга газовых хранилищ, необходимо реализовать секвестрацию парниковых газов, формирующихся при генерации водорода, а также в других процессах, в природных резервуарах.

Внедрение этих предложений позволит Российской Федерации не только выйти на уровень углеродной нейтральности, но и продавать значительные объемы углеродных квот и органично влиться в мировую «зеленую» экономику. Все эти предложения и предполагаемые результаты коррелируют с Национальными целями и Стратегией научно-технологического развития страны как в части обеспечения страны экологичной энергией, так и создания новых «зеленых» бизнесов и высокотехнологичных рабочих мест в области секвестрации углерода экосистемами.

Для регионов, в частности Республики Татарстан, реализация такой программы приведет к реструктуризации нефтегазодобывающей, энергетической и аграрной отраслей региона, привлечению инвестиций для этих целей, обеспечению лидерства в области генерации, хранения и транспортировки водорода. Т.е. республика может прийти к углеродной нейтральности, в том числе за счет масштабного внедрения технологий секвестрации углерода экосистемами и с использованием нефтегазодобывающей инфраструктуры.

### **Возможности биологической секвестрации двуокиси углерода и создание Карбоновых полигонов. Возможности и задачи полигона «Карбон-Поволжье»**

Ближайшей задачей в реализации предлагаемого плана на пути к «зеленой» экономике является создание Карбоновых полигонов, на которые возложены функции оценки потоков парниковых газов, и разработки эффективных технологий секвестрации диоксида углерода самыми различными природными биологическими системами.

Российская Федерация является пятой страной в мире по выбросам парниковых газов, однако, развитая система их мониторинга отсутствует (Climate Analysis Indicators Tool—CAIT 2.0). При этом в странах Европейского союза уже создана интегрированная система станций наблюдений за углеродом «Integrated Carbon Observation System – ICOS». Сеть станций ICOS включает ряд измерительных станций, расположенных на территории Бельгии, Чехии, Дании, Финляндии, Франции, Германии, Италии, Нидерландов, Норвегии, Испании, Швеции, Швейцарии, Великобритании. Станции осуществляют мониторинг потоков парниковых газов либо в атмосфере (38 станций), либо над океаном (23 станции), либо в целостных экосистемах (86 станций). Наблюдения координируются головным офисом, за сбор и распространение данных ICOS и производных от них информационных продуктов отвечает Carbon Portal. Для того, чтобы определить потенциал природных систем России секвестрировать углерод, необходимо организовать всеобъемлющую систему мониторинга парниковых газов, создать систему оценки баланса углерода природных систем различных климато-географических зон. С этой целью приказом Министерства науки и высшего образования Российской Федерации №74 от 5 февраля 2021 года «О полигонах для разработки и испытаний технологий контроля углеродного баланса» создается система «Карбоновых полигонов». Создание такой системы является реализацией первого этапа национального плана мероприятий по адаптации к изменению климата на период до 2022 года.

Одним из участников программы является Казанский федеральный университет (КФУ), который создает Карбоновый полигон «Карбон-Поволжье». В дальнейшем будет создана и карбоновая ферма.

Карбоновый полигон создается как часть консорциума для создания моделей изменения климата и методик учета эмиссии и поглощения климатически активных газов, определения объемов депонирования углерода наземными экосистемами. Важной частью работы станет разработка технологий долговременного депонирования углерода.

Карбоновый полигон подразделяется на два участка – лесной участок и водный. Лесной участок полигона размещается на территории Обсерватории (Зеленодольский район РТ), являющейся собственностью КФУ.

Основной тип ландшафта данного участка – липняк волосистоосоковый с елью и дубом на дерново-подзолистых почвах, расположенные на аллювиально-деллювиальных четвертичных отложениях третьей террасы крупных рек. Видовой состав сообщества представлен липой сердцевидной (бонитет II; возраст максимальный – 106 лет, средний – 60; диаметр – 35 см, средняя высота – 24 м), елью финской (бонитет I; возраст максимальный – 109 лет, средний – 80 лет; диаметр ствола – 66 см, средняя высота

– 28 м), дубом черешчатым (бонитет II; возраст максимальный – 101 год, средний – 0 лет; диаметр – 72 см, средняя высота – 24 м). Высота кустарникового яруса составляет 2 м. Кустарниковый ярус разреженный, травянистый, напочвенный покров сплошной, высотой до 70 см, многоярусный. В подлеске присутствует бересклет бородавчатый, жимолость обыкновенная, клен платановидный, лещина.

Почвы данного участка относятся к дерново-подзолистым на аллювиально-деллювиальных отложениях с горизонтами A0 (0–3 см), A1 (3–7 см), A1A2 (7–15 см), A2 (15–37 см), B (37–70 см), CD (70–100 см). Почвы являются слабокислыми (рН водн – 6,3, рН сол – 5,6), достаточно хорошо гумусированными (гумус – 3,0 %, N – 0,18 %, C/N – 9,66).

По количеству осадков район, в котором расположен лесной участок Карбонового полигона, относится к зоне умеренного увлажнения, их годовое количество составляет 552,5 мм. Наибольшее количество осадков приходится на июль (66,3 мм), а наименьшее – на март (23 мм). Число дней со снежным покровом составляет 156 дней. Устойчивый снежный покров формируется в начале ноября, исчезает в середине апреля. Высота снежного покрова достигает наибольших значений в марте – в среднем 56 см.

Промерзание почвы зимой составляет максимально 69 см. Суммарная солнечная радиация в данной районе составляет около 3900 МДж/м<sup>2</sup> за год, радиационный баланс – 1311 МДж/м<sup>2</sup>, причем с ноября по февраль он отрицательный. Наиболее солнечным является период с апреля по август.

Что касается водного участка полигона, в настоящее время идет обсуждение о его наилучшем расположении.

Полигон «Карбон-Поволжье» призван решать следующие задачи: а) создание системы сбора, валидации и обработки данных, позволяющей интегрировать их в общую модель источников и стоков на территории региона и РФ; б) организация регулярных метеорологических наблюдений; в) организация регулярного дистанционного мониторинга (включая спутниковые данные) климатически активных газов; г) организация регулярных мониторинговых наблюдений за потоками основных парниковых газов и параметрами фотосинтеза и дыхания растительных сообществ и почвы.

Карбоновый полигон станет центром сбора, валидации и обработки данных и позволит интегрировать их в общую модель источников и стоков парниковых газов на территории региона и РФ. Такая система будет основой для построения количественных оценок эмиссии и депонирования парниковых газов (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O) в природных и трансформированных ландшафтах Республики Татарстан.

Другими направлениями деятельности Карбонового полигона является оценка секвестрационного потенциала естественных фитоценозов и отдельных групп растений с выявлением наиболее продуктивных сообществ и отдельных видов растений, а также адаптация растений с высоким секвестрационным потенциалом, не свойственных местной флоре, к климатическим условиям региона и разработка технологии их использования в сельском и лесном хозяйстве.

Важным результатом деятельности Карбонового полигона должно стать создание сертификационного центра специалистов по валидации и верификации учетов



парниковых газов и компенсаторных мероприятий.

Несомненна образовательная и просветительская функция полигона, заключающаяся в адаптации существующих и разработке новых бакалаврских, магистерских и аспирантских программ, организации семинаров и конференций, проводимых на базе Карбонового полигона.

Исследования и разработки Карбонового полигона базируются на накопленном российском и международным опытом. Так, на территории России в 1978 году были начаты наблюдения на Центральной полевой экспериментальной базе ФГБУ «ГГО» в Воейково (Алферов и др., 2017). Позднее были созданы станции на о. Беринга, о. Котельный, Териберга, Новый порт и Тикси. В настоящее время станции Новый Порт и Воейково, расположенные вблизи крупномасштабных источников загрязнения, используются для исследования изменчивости выбросов парниковых газов (Зинченко и др., 2001; Zinchenko et al., 2002; Макарова и др., 2006; Зинченко и др., 2008; Решетников и др., 2009). С начала 2010-х годов были начаты интенсивные исследования потоков парниковых газов методом микродинамических пульсаций и закрытых камер на Валдае и в Ленинградской области (Karelin et al., 2020; Сафонов и др., 2012; Юзбеков и др., 2014; Алферов и др., 2017). В настоящее время большое внимание уделяется оценке эмиссии парниковых газов в Арктических зонах. Так, в работе Теi с соавторами приводятся результаты сезонного измерения выделения парниковых газов в условиях вечной мерзлоты (Теi et al., 2021). В данном исследовании изучаются обменные потоки углекислого газа ( $\text{CO}_2$ ) в пограничных экосистемах тайги и тундры на северо-востоке Сибири с 2013 по 2015 год. В вегетационный период (май – сентябрь) наблюдалось поглощение  $\text{CO}_2$  в объемах  $-39,4$  (от  $-60,1$  до  $-20,2$ )  $\text{гС/м}^2$ . Показано, что микроклиматические факторы, определяющие обменные потоки  $\text{CO}_2$ , меняются сезонно. На них существенно влияет время начала поглощения углерода связанное, прежде всего, с температурой почвы весной и в начале лета, после чего определяющим фактором становится плотность потока фотосинтетических фотонов. В работе Holl с соавторами представлены многолетние временные ряды потоков углекислого газа в Сибирской Арктике, измеренные методом вихревой ковариации (Holl et al., 2019). Этот же метод применен для оценки объемов чистой первичной продукции и потоков энергии в болотах Западной Сибири (Alekseychik et al., 2017). На основе измерений в мае–августе 2015 года представлены первые оценки баланса углекислого газа в типичном болоте средней тайги. Территории, на которых были проведены измерения потоков углекислого газа, представляли собой чередование поросших деревьями возвышенностей и понижений, занятых осоками и кустарниками. В течение всех четырех месяцев измерений поглощение  $\text{CO}_2$  было сравнительно высоким и составило  $202 \text{ гС/м}^2$ . Во время нескольких переходных периодов в июне и июле, напротив, наблюдалась эмиссия  $\text{CO}_2$ .

Тематике экосистемного обмена углекислого газа и воды в различных типах экосистем посвящены работы Института биологии КомиНЦ УрО РАН. Для еловых лесов европейского Северо-востока России продемонстрирован хорошо выраженный с марта по октябрь суточный ход газообмена  $\text{CO}_2$  с максимумом в полдень.

В зимние месяцы значения нетто-обмена  $\text{CO}_2$  были положительными. Суммарное суточное значение нетто-обмена углекислого газа за сутки составило в апреле  $4$ , мае  $-62$ , июне  $-79$ , августе и сентябре  $-31\%$  июльского значения. Суммарное нетто-поглощение  $\text{CO}_2$  ельником в апреле–августе соответствовало  $-327 \text{ гС/м}^2$ . Для сосновых лесов того же региона выявлена корреляция между среднесуточными значениями гросс-фотосинтеза и суммарного испарения. Общий нетто-обмен  $\text{CO}_2$ , гросс-фотосинтез и экосистемное дыхание в сосновом лесу были оценены в  $-103$ ,  $-407$  и  $304 \text{ гС/м}^2\text{год}$ , соответственно (Загирова и др., 2020).

Как уже было указано выше, значительный вклад в круговорот углерода вносит дыхание экосистем, складывающееся из растительной и почвенной компонент (Houghton et al., 1992). Почва является одним из важнейших естественных резервуаров углерода, при этом обмен углерода между почвой и атмосферой происходит очень активно. Так, эмиссия данного газа из почвы является вторым по значимости компонентом глобального круговорота углерода и, соответственно, климатических изменений (Reth et al., 2005; Lal et al., 2018; Bernoux et al., 2005). Не случайно одной из глобальных инициатив, направленных на снижение содержания углекислого газа в атмосфере, является инициатива «4 промилли», предполагающая ежегодное увеличение секвестрируемого органического углерода в почве на  $4\%$  в слое  $30\text{--}40 \text{ см}$ , за счет смены сельскохозяйственных практик (Chabbi et al., 2017; Corbeels et al., 2019; de Vries, 2018; Lal, 2016; VandenBygaart, 2018).

Баланс углерода в системе «почва-припочвенный слой атмосферы» формируется процессами его эмиссии (в результате минерализации почвенного и привнесенного растениями и удобрениями органического вещества) и его накопления (в результате накопления растительного опада и другой отмершей органики, корневых выделений, а также внесения органического углерода с удобрениями).

Минерализация органического вещества осуществляется почвенными микроорганизмами и зависит как от количества и состава первого, так и от активности последних. Традиционно, содержание органического углерода в почве оценивается при агрохимических обследованиях и вместе с показателем содержания углерода в микробной биомассе свидетельствует о степени плодородия почвы. Органический углерод составляет порядка  $55\text{--}60\%$  от массы органического вещества почвы (Canedoli et al., 2020). Показано, что содержание органического углерода в почве значимо зависит от ее типа, для сельскохозяйственных почв умеренного климата оно может колебаться в пределах  $5\text{--}30 \text{ г кг}^{-1}$  плодородного слоя,  $0,5\text{--}4,5\%$  из которых находятся в составе микробной биомассы. В целом, запасы органического углерода в данных климатических условиях составляют  $15\text{--}80 \text{ т га}^{-1}$  в слое  $0\text{--}20 \text{ см}$  и  $5\text{--}20 \text{ т}^{-1}$  в слое  $20\text{--}40 \text{ см}$  (Xie et al., 2021; Shukla et al., 2005). Еще одним фактором, влияющим на скорость минерализации органического углерода почвы, являются климатические условия, в которых она расположена (Alvarez et al., 2001; La Scala et al., 2006). В целом, запасы углерода в почве больше подвержены различным видам влияний в теплых и влажных условиях, чем в прохладных (но не морозных) и засушливых (Ogle et al., 2019).

Тип землепользования и способ обработки почвы в сельском хозяйстве влияет на интенсивность минерализации органического углерода в ней (Reicosky, 2001). Интенсификация разложения почвенного органического вещества при обработке почвы происходит из-за разрушения почвенных макроагрегатов и высвобождения «запакованного» в него углерода, доступного для микроорганизмов. Кроме того, вспашка способствует лучшему снабжению почвы кислородом, что также приводит к интенсификации процессов минерализации (Cambardella et al., 1992). Показано, что количество углерода почвы, теряемого в виде углекислого газа, коррелирует с интенсивностью разрушения агрегатов и объемами перемещенной почвы (Reicosky et al., 2007; La Scala et al., 2006). Так, например, количество выделяемого углекислого газа из почвы под посевами кукурузы составило 0.82, 0.56, 0.51 и 0.49 г м<sup>-2</sup>ч<sup>-1</sup> при следующих вариантах обработки: стандартная отвальная, усеченная обработка (reduced till), минимальная обработка и безотвальная обработка (McNunn et al., 2020). Замена отвального типа обработки почвы на неотвальный в течение 20 лет приводит к ежегодному приросту запасов органического углерода в почве на 0,06–0,35, 0,21–0,50 и 0,34–0,54 т га<sup>-1</sup> в условиях холодного, теплого и тропического климата соответственно. Интересно, что такая тенденция характерна лишь для верхнего плодородного слоя почвы (порядка 20–25 см) (Ogle et al., 2019). В нижележащих слоях почвы, напротив, безотвальная обработка приводит к снижению содержания органического углерода (Angers et al., 1997).

В последнее время исследователи все чаще говорят о значительном потенциале нижележащих слоев почвы для секвестрации углерода, и для обмена углерода между почвой и атмосферой в целом (VandenBygaart et al., 2011). Для получения полноценных выводов о роли нижележащих слоев почвы в накоплении углерода, а также о влиянии различных практик на его оборот в почве и между почвой и атмосферой на данный момент не хватает информации. Так, самый длинный ряд наблюдений за содержанием органического углерода в почве при отказе от отвальной обработки, составляет 45 лет, большая же часть рядов наблюдений не превышает 20 лет. Набор измеряемых параметров в этих наблюдениях различен. Вместе с тем, стабилизация сорбции выработанных микроорганизмами органических соединений после их миграции в нижележащие почвенные слои, возможно, требует более длительных сроков исследования (Cotrufo et al., 2013; Lehmann et al., 2015). Установлено, что обработка оказывает большее влияние на содержание углерода в почве на глубине до 60 см в глинистых, илистых и пылеватых почвах в тропических и субтропических климатических условиях по сравнению с песчаными почвами в тех же климатических условиях. Вместе с тем, в умеренных широтах эта тенденция обратна: именно песчаные почвы наиболее подвержены влиянию отвальной вспашки с точки зрения содержания в них углерода, в т.ч. на глубинах, превышающих глубину проникновения плуга (Ogle et al., 2019). В ряде случаев определяют не только количество углекислого газа, но и других парниковых газов, выражая суммарную эмиссию в массе т.н. CO<sub>2</sub>-эквивалента. Но и в этом случае описанная тенденция увеличения объемов при увеличении степени воздействия на почву

прослеживается. Так, эмиссия из почвы под паром составила 520, 400 и –230 кг экв-CO<sub>2</sub> га<sup>-1</sup> год<sup>-1</sup>, а из почвы под клевером – 100, –50, –1900 кг экв-CO<sub>2</sub> га<sup>-1</sup> год<sup>-1</sup> для стандартной, усеченной и безотвальной обработки соответственно (отрицательное значение соответствует поглощению, а не выделению углекислого газа) (McNunn et al., 2020).

Интересным эффектом на скорость минерализации органического вещества почвы обладает внесение удобрений. Минеральные удобрения повышают микробную активность в целом за счет привнесения лимитирующих макро- и микроэлементов и, таким образом, интенсифицируют процессы микробного разложения органического углерода в почве. С другой стороны, минеральные удобрения приводят к росту и развитию растений, интенсификации корневой эксудации, накопления растительного опада, т.е. к секвестрации углерода в почве. Смещение баланса между двумя этими процессами в сторону накопления углерода в почве является предметом большого числа научных исследований. Органические удобрения, такие как компосты из пометов и навозов, осадков сточных вод и других видов органических отходов, содержат значительное количество органического углерода и кратковременно увеличивают его запасы в почве после внесения. Однако в большинстве случаев углерод в таких удобрениях содержится в легкодоступном для микроорганизмов виде, поэтому быстро минерализуется и не накапливается в почве в долгосрочной перспективе. Более того, при внесении легкодоступных органических веществ в почву наблюдается т.н. прайминг-эффект, заключающийся в интенсификации минерализующей активности почвенной микрофлоры не только по отношению к внесенному, но и по отношению к имевшемуся в почве ранее органическому веществу. В результате, внесение органических удобрений не только не способствует увеличению запасов углерода в почве, но и наоборот – приводит к их снижению. Альтернативой указанным быстрорастворимым органическим удобрениям может стать биочар – продукт бескислородного термического разложения биомассы. Он не только способствует интенсификации роста растений, но и, являясь медленноразлагаемым удобрением, позволяет длительно сохранить углерод в почве.

Таким образом, для снижения объемов эмиссии углекислого газа в сельском хозяйстве может быть использовано снижение интенсивности обработки почвы, исключение выпаса, посев почвопокровных растений, грамотное управление севооборотом и совершенствование практик внесения удобрений (Eze et al., 2018; Olson et al., 2010; Parkin et al., 2016; Snyder, 2017). В целом, согласно оценкам, мероприятия по снижению объемов потерь почвенного органического углерода могут быть реализованы на сельскохозяйственных площадях до 57 млн га. Внедрение таких мероприятий может привести к значительно большему объему секвестрации углерода, нежели 4‰, заявленные в соответствующей инициативе. Так, ежегодная секвестрация углерода в слое 0–30 см в объеме 2–3 т га<sup>-1</sup> была достигнута за счет смены типа использования почвы, характеризовавшейся исходными запасами углерода в 19 т га<sup>-1</sup>. Это составило не 4‰, а 70–189 ‰ в год (Noulèkoun et al., 2021).

Если почва не включена в сельскохозяйственный оборот, основными факторами, влияющими на накопление

органического углерода и выделение углекислого газа, становятся эрозия и аккумуляция, а также характер растительного покрова. На эродированных участках, где на поверхность выходит значительное количество минеральных частиц, наблюдается тенденция к накоплению органического углерода из-за его сорбции на этих частицах. На аккумулятивных участках также наблюдается накопление органического углерода в почве вследствие захоронения намытого плодородного слоя под минеральным, и связанного с этим снижения скорости минерализации захороненного органического вещества. В целом, исследователи оценивают объемы глобального накопления углерода в почве в результате антропогенно-обусловленных эрозионных процессов в 78 млрд т для наземных экосистем (Shukla et al., 2005; Wang et al., 2017).

Растения в течение суток могут как поглощать, так и выделять углекислый газ. В периоды активного развития и наращивания биомассы этот баланс сдвинут в сторону поглощения и секвестрирования  $\text{CO}_2$  в биомассе. До 89% углерода, секвестрируемого растениями, затем переходит в состав почвы (Eze et al., 2018). Привнесение углерода происходит за счет углеродосодержащих корневых выделений, являющихся труднобиоразлагаемыми, а также за счет накопления отмерших частей растений в почве (Noulékoun et al., 2021; Rasse et al., 2005). Древесная растительность является лучшим секвестратором углекислого газа по сравнению с травянистой (Chen et al., 2018; Chan et al., 2008; Poulton et al., 2018). Тем не менее, глобальная роль территорий, покрытых травянистыми растениями, в секвестрации углерода чрезвычайно велика – они составляют порядка 40% поверхности суши, в них содержится 34% глобальных запасов почвенного углерода (Eze et al., 2018). Объемы накапливаемого в почве углерода могут различаться и между различными травянистыми культурами (McNunn et al., 2020).

В России в результате мониторинга агрохимических свойств почв накоплена информация о содержании органического вещества в верхнем слое почвы. Значительно меньше данных имеется об интенсивности почвенного дыхания, являющегося показателем интенсивности минерализации органического вещества, и почвенной микробной биомассе в верхнем слое почвы. Практически отсутствует информация о потоках углерода в почве и припочвенном слое атмосферы, так же как и о балансе углерода в отдельных экосистемах и регионах, рассчитанного с использованием данных дистанционных замеров с применением моделей.

Именно поэтому создание Карбоновых полигонов, призванных объединить усилия по мониторингу парниковых газов, по построению моделей их распространения, созданию технологий секвестрации углерода на основе фундаментальных закономерностей баланса углерода в различных экосистемах является актуальной и необходимой задачей в России.

## Заключение

1. Глобальные тренды декарбонизации энергетики и экономики в целом, направленные на уменьшение последствий глобальных климатических изменений, являются для России не только вызовом, но также и открывают новые возможности.

2. Предлагается новый подход к российскому энергетическому переходу с учетом рационального использования имеющихся природных ресурсов – углеводородных, биологических и территориальных, а также созданной нефтегазовой инфраструктуры – конкретных скважин, исследованных резервуаров, залежей УВ, всей наземной инфраструктуры, включая трубопроводы, а также нефтеперерабатывающие и нефтехимические мощности.

3. Необходимо создавать и реализовывать промышленные технологии генерации водорода непосредственно в нефтегазовой залежи и захоронения образующегося  $\text{CO}_2$  в природных резервуарах.

4. Необходимо создание и внедрение промышленных технологий секвестрации углерода, как с использованием биологических систем, так и путем закачки и хранения в природных резервуарах.

5. Ближайшей задачей в реализации предлагаемого плана на пути к «зеленой» экономике является создание Карбоновых полигонов, основной функцией которых будет оценка потоков парниковых газов и разработка эффективных технологий секвестрации диоксида углерода природными биологическими системами.

6. Карбоновый полигон Республики Татарстан «Карбон-Поволжье», оператором которого является Казанский федеральный университет, станет центром сбора, валидации и обработки данных, которые в дальнейшем будут интегрированы в общую модель эмиссии и стоков парниковых газов на территории региона и РФ. Такая система станет основой для построения количественных оценок эмиссии и депонирования парниковых газов ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{N}_2\text{O}$ ) в природных и трансформированных ландшафтах.

7. Несмотря на наличие данных об агрохимических свойствах и содержании органического вещества в верхнем слое почв, в России практически отсутствует информация о потоках углерода в почве и припочвенном слое атмосферы, так же как и о балансе углерода в отдельных экосистемах. Получение таких данных необходимо для последующего создания природоподобных технологий секвестрации углерода.

## Литература

- Алферов А., Блинов В., Гитарский М., Грабар В., Замолотчиков Д., Зинченко А. и др. (2017). Мониторинг потоков парниковых газов в природных экосистемах. Саратов, 279 с.
- Загирова С., Михайлов О., Елсаков В. (2020). Потоки диоксида углерода, тепла и влаги между еловым насаждением и атмосферой на европейском северо-востоке России. *Известия РАН. Серия Биологическая*, 3, с. 325–336.
- Зинченко А., Парамонова Н., Решетников А. (2001). Оценка эмиссии метана в районе Санкт-Петербурга на основе данных измерений его концентрации в приземном слое атмосферы. *Метеорология и гидрология*, 5, с. 35–39.
- Зинченко А., Парамонова Н., Решетников А., Титов В. (2008). Оценка источников метана на основе измерений его концентрации в районе добычи газа на севере Западной Сибири. *Метеорология и гидрология*, 1, с. 51–64.
- Макарова А., Поберовский А., Яговкина С., Кароль И., Лагун В., Парамонова Н. и др. (2006). Исследование процессов формирования поля метана в атмосфере Северо-Западного региона Российской Федерации. *Физика атмосферы и океана*, 42(2), с. 237–249.
- Решетников А.И., Зинченко А.В., Яговкина С.В., Кароль И.Л., Лагун В.А., Парамонова Н.Н. (2009). Исследование эмиссии метана на севере Западной Сибири. *Метеорология и Гидрология*, 3, с. 53–64.
- Сафонов С., Карелин Д., Грабар В., Латышев Б., Грабовский Б., Уварова Н. и др. (2012). Эмиссия углерода от разложения валежа в южнотаежном ельнике. *Лесоведение*, 5, с. 75–80.



- Юзбеков А., Замолодчиков Д., Иващенко А. (2014). Фотосинтез у ели европейской в лесных экосистемах экспериментального полигона 'Лог Тажный'. *Вестник Московского университета*, 4, с. 32–35.
- Alekseychik P., Mammarella I., Karpov D., Dengel S., Terentieva I., Sabrekov A., Lapshina E. (2017). Net ecosystem exchange and energy fluxes measured with the eddy covariance technique in a western Siberian bog. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 17(15), pp. 9333–9345. <https://doi.org/10.5194/acp-17-9333-2017>
- Alvarez R., Alvarez C. R., Lorenzo G. (2001). Carbon dioxide fluxes following tillage from a mollisol in the Argentine Rolling Pampa. *European Journal of Soil Biology*, 37(3), pp. 161–166. [https://doi.org/10.1016/S1164-5563\(01\)0085-8](https://doi.org/10.1016/S1164-5563(01)0085-8)
- Angers D.A., Bolinder M.A., Carter M.R., Gregorich E.G., Drury C.F., Liang B.C., et al. (1997). Impact of tillage practices on organic carbon and nitrogen storage in cool, humid soils of eastern Canada. *Soil and Tillage Research*, 41(3–4), pp. 191–201. [https://doi.org/10.1016/S0167-1987\(96\)01100-2](https://doi.org/10.1016/S0167-1987(96)01100-2)
- Bernoux M., Cerri C. C., Volkoff B., Carvalho M. da C. S., Feller C., Cerri C. E. P., et al. (2005). Gases do efeito estufa e estoques de carbon nos solos: inventário do Brasil. *Cadernos de Ciência & Tecnologia*, 22(1), pp. 235–246.
- Cambardella C.A., Elliott E.T. (1992). Particulate Soil Organic-Matter Changes across a Grassland Cultivation Sequence. *Soil Science Society of America Journal*, 56(3), pp. 777–783. <https://doi.org/10.2136/sssaj1992.03615995005600030017x>
- Canedoli C., Ferrè C., Abu El Khair D., Comolli R., Liga C., Mazzucchelli F., et al. (2020). Evaluation of ecosystem services in a protected mountain area: Soil organic carbon stock and biodiversity in alpine forests and grasslands. *Ecosystem Services*, 44, 101135. <https://doi.org/10.1016/j.ecoser.2020.101135>
- Carpejani G., Assad A.S., Godoi L.R., Waters J., Andrade Guerra J.B.S.O. de (2020). The Anthropocene: Conceptual Analysis with Global Climate Change, Planetary Boundaries and Gaia 2.0. *Climate Change Management*, pp. 301–314. [https://doi.org/10.1007/978-3-030-57235-8\\_24](https://doi.org/10.1007/978-3-030-57235-8_24)
- Chabbi A., Lehmann J., Ciais P., Loeschner H.W., Cotrufo M.F., Don A., et al. (2017). Aligning agriculture and climate policy. *Nature Climate Change*, 7(5), pp. 307–309. <https://doi.org/10.1038/nclimate3286>
- Chan K.Y., Van Zwieten L., Meszaros I., Downie A., Joseph S. (2008). Using poultry litter biochars as soil amendments. *Soil Research*, 46(5), p. 437. <https://doi.org/10.1071/SR08036>
- Chen Y., Liu J., Lv P., Gao J., Wang M., and Wang Y. (2018). IL-6 is involved in malignancy and doxorubicin sensitivity of renal carcinoma cells. *Cell Adhesion and Migration*, 12(1), pp. 28–36. <https://doi.org/10.1080/19336918.2017.1307482>
- Climate Analysis Indicators Tool-CAIT 2.0 | NDC Partnership <https://ndcpartnership.org/toolbox/climate-analysis-indicators-tool-cait-20>
- Corbeels M., Cardinael R., Naudin K., Guibert H., Torquebiau E. (2019). The 4 per 1000 goal and soil carbon storage under agroforestry and conservation agriculture systems in sub-Saharan Africa. *Soil and Tillage Research*, 188, pp. 16–26. <https://doi.org/10.1016/j.still.2018.02.015>
- Cotrufo M.F., Wallenstein M.D., Boot C.M., Denef K., Paul E. (2013). The Microbial Efficiency-Matrix Stabilization (MEMS) framework integrates plant litter decomposition with soil organic matter stabilization: do labile plant inputs form stable soil organic matter? *Global Change Biology*, 19(4), pp. 988–995. <https://doi.org/10.1111/gcb.12113>
- Eze S., Palmer S.M., and Chapman P.J. (2018). Soil organic carbon stock in grasslands: Effects of inorganic fertilizers, liming and grazing in different climate settings. *Journal of Environmental Management*, 223, pp. 74–84. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2018.06.013>
- Holl D., Wille C., Sachs T., Schreiber P., Runkle B. R. K., Beckebanze L., et al. (2019). A long-term (2002 to 2017) record of closed-path and open-path eddy covariance CO<sub>2</sub> net ecosystem exchange fluxes from the Siberian Arctic. *Earth System Science Data*, 11(1), pp. 221–240. <https://doi.org/10.5194/essd-11-221-2019>
- Houghton J., Callander B., and Varney S. (1992). Climate change 1992: the supplementary report to the IPCC scientific assessment.
- Karelín D.V., Zamilodchikov D.G., Shilkin A.V., Popov S.Y., Kumanyaev A.S., de Gerenyu V.O.L., et al. (2020). The effect of tree mortality on CO<sub>2</sub> fluxes in an old-growth spruce forest. *Eur J Forest Res*, 140, pp. 287–305. <https://doi.org/10.1007/s10342-020-01330-3>
- Kleidon A. (2004). Beyond Gaia: Thermodynamics of Life and Earth System Functioning. *Climatic Change*, 66, pp. 271–319. <https://doi.org/10.1023/B:CLIM.0000044616.34867.ec>
- Lal R. (2016). Beyond COP 21: Potential and challenges of the '4 per Thousand' initiative. *Journal of Soil and Water Conservation*, 71(1), 20A–25A. <https://doi.org/10.2489/jswc.71.1.20A>
- Lal R., Faussey N. R., and Eckert D. J. (2018). Land Use and Soil Management Effects on Emissions of Radiatively Active Gases from Two Soils in Ohio. *Soil Management and Greenhouse Effect*, pp. 41–60.
- Lehmann J. and Kleber M. (2015). The contentious nature of soil organic matter. *Nature*, 528, pp. 60–68. <https://doi.org/10.1038/nature16069>
- McNunn G., Karlen D.L., Salas W., Rice C.W., Mueller S., Muth D., et al. (2020). Climate smart agriculture opportunities for mitigating soil greenhouse gas emissions across the U.S. Corn-Belt. *Journal of Cleaner Production*, 268.
- Noulékoun F., Birhane E., Kassa H., Berhe A., Gebremichael Z. M., Adem N. M., et al. (2021). Grazing exclosures increase soil organic carbon stock at a rate greater than '4 per 1000' per year across agricultural landscapes in Northern Ethiopia. *Science of The Total Environment*, 782, 146821. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2021.146821>
- Ogle S. M., Alsaker C., Baldock J., Bernoux M., Breidt F.J., McConkey B., et al. (2019). Climate and Soil Characteristics Determine Where No-Till Management Can Store Carbon in Soils and Mitigate Greenhouse Gas Emissions. *Scientific Reports*, 9, pp. 1–8. <https://doi.org/10.1038/s41598-019-47861-7>
- Olson K.R., Ebelhar S.A., Lang J.M. (2010). Cover crop effects on crop yields and soil organic carbon content. *Soil Science*, 175(2), pp. 89–98. <https://doi.org/10.1097/SS.0b013e3181cf7959>
- Parkin T.B., Kaspar T.C., Jaynes D.B., and Moorman T.B. (2016). Rye Cover Crop Effects on Direct and Indirect Nitrous Oxide Emissions. *Soil Science Society of America Journal*, 80(6), pp. 1551–1559. <https://doi.org/10.2136/sssaj2016.04.0120>
- Poulton P., Johnston J., Macdonald A., White R., Powlson D. (2018). Major limitations to achieving '4 per 1000' increases in soil organic carbon stock in temperate regions: Evidence from long-term experiments at Rothamsted Research, United Kingdom. *Global Change Biology*, 24(6), pp. 2563–2584. <https://doi.org/10.1111/gcb.14066>
- Rasse D.P., Rumpel C., Dignac M.F. (2005). Is soil carbon mostly root carbon? Mechanisms for a specific stabilisation. *Plant and Soil*, 269(1–2), pp. 341–356. <https://doi.org/10.1007/s11104-004-0907-y>
- Reicosky D.C. (2001). Selected papers from the 10th International Soil Conservation Organization Meeting held May 24–29.
- Reicosky D.C., Archer D.W. (2007). Moldboard plow tillage depth and short-term carbon dioxide release. *Soil and Tillage Research*, 94(1), pp. 109–121. <https://doi.org/10.1016/j.still.2006.07.004>
- Reth S., Reichstein M., Falge E. (2005). The effect of soil water content, soil temperature, soil pH-value and the root mass on soil CO<sub>2</sub> efflux – A modified model. *Plant and Soil*, 268, pp. 21–33. <https://doi.org/10.1007/s11104-005-0175-5>
- La Scala N., Bolonhezi D., Pereira G.T. (2006). Short-term soil CO<sub>2</sub> emission after conventional and reduced tillage of a no-till sugar cane area in southern Brazil. *Soil and Tillage Research*, 91(1–2), pp. 244–248. <https://doi.org/10.1016/j.still.2005.11.012>
- Shukla M.K., Lal R. (2005). Erosional effects on soil organic carbon stock in an on-farm study on Alfisols in west central Ohio. *Soil and Tillage Research*, 81(2), pp. 173–181. <https://doi.org/10.1016/j.still.2004.09.006>
- Snyder C.S. (2017). Enhanced nitrogen fertiliser technologies support the '4R' concept to optimise crop production and minimise environmental losses. *Soil Research*, 55(5–6), pp. 463–472. <https://doi.org/10.1071/SR16335>
- Tei S., Morozumi T., Kotani A., Takano S., Sugimoto A., Miyazaki S., et al. (2021). Seasonal variations in carbon dioxide exchange fluxes at a taiga-tundra boundary ecosystem in Northeastern Siberia. *Polar Science*, 28, 100644. <https://doi.org/10.1016/j.polar.2021.100644>
- Vakhin A.V., Aliev F.A., Mukhamatdinov I.I., Sitnov S.A., Sharifullin A.V., Kudryashov S.I., et al. (2020). Catalytic aquathermolysis of boca de jaruco heavy oil with nickel-based oil-soluble catalyst. *Processes*, 8(5). <https://doi.org/10.3390/pr8050532>
- VandenBygaart A.J. (2018). Comments on soil carbon 4 per mille by Minasny et al. 2017. *Geoderma*, 309, pp. 113–114.
- VandenBygaart A.J., Bremer E., McConkey B.G., Ellert B.H., Janzen H.H., Angers D.A., et al. (2011). Impact of Sampling Depth on Differences in Soil Carbon Stocks in Long-Term Agroecosystem Experiments. *Soil Science Society of America Journal*, 75(1), pp. 226–234. <https://doi.org/10.2136/sssaj2010.0099>
- Varfolomeev M.A., Yuan C., Bolotov A.V., Minkhanov I.F., Mehrabi-Kalajahi S., Saifullin E.R., et al. (2021). Effect of copper stearate as catalysts on the performance of in-situ combustion process for heavy oil recovery and upgrading. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 207, 109125. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109125>
- de Vries W. (2018). Soil carbon 4 per mille: a good initiative but let's manage not only the soil but also the expectations: Comment on Minasny et al. (2017). *Geoderma*, 292, pp. 59–86. *Geoderma*, 309, pp. 111–112.
- Wang Z., Hoffmann T., Six J., Kaplan J.O., Govers G., Doetterl S., et al. (2017). Human-induced erosion has offset one-third of carbon emissions from land cover change. *Nature Climate Change*, 7, pp. 345–349. <https://doi.org/10.1038/nclimate3263>

Xie H., Tang Y., Yu M., Geoff Wang G. (2021). The effects of afforestation tree species mixing on soil organic carbon stock, nutrients accumulation, and understory vegetation diversity on reclaimed coastal lands in Eastern China. *Global Ecology and Conservation*, 26, e01478. <https://doi.org/10.1016/j.gecco.2021.e01478>

Zinchenko A.V., Paramonova N.N., Privalov V.I., Reshetnikov A.I. (2002). Estimation of methane emissions in the St. Petersburg, Russia, region: An atmospheric nocturnal boundary layer budget approach. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 107(20), ACH 2-1-ACH 2-11. <https://doi.org/10.1029/2001JD001369>

### Сведения об авторах

Данис Карлович Нурғалиев – доктор геол.-мин. наук, профессор, директор института геологии и нефтегазовых технологий, проректор по направлениям нефтегазовых технологий, природопользования и наук о Земле

Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420111, Казань, ул. Чернышевского, д. 7

Светлана Юрьевна Селивановская – доктор биол. наук, профессор, директор института экологии и природопользования Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420097, Казань, ул. Товарищеская, д. 5

Мария Владимировна Кожевникова – канд. биол. наук, заместитель директора института экологии и природопользования по научной деятельности

Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420097, Казань, ул. Товарищеская, д. 5

Полина Юрьевна Галицкая – доктор биол. наук, профессор кафедры прикладной экологии института экологии и природопользования

Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420097, Казань, ул. Товарищеская, д. 5

Статья поступила в редакцию 02.08.2021;

Принята к публикации 09.08.2021; Опубликована 30.08.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

## Some challenges and opportunities for Russia and regions in terms of the global decarbonization trend

D.K. Nurgaliev, S.Yu. Selivanovskaya\*, M.V. Kozhevnikova, P.Yu. Galitskaya

Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

\*Corresponding author: Svetlana Yu. Selivanovskaya, e-mail: svetlana.selivanovskaya@kpfu.ru

**Abstract.** This article discusses a possible scenario of energy transition in Russia, taking into account the economic structure, presence of huge oil and gas infrastructure and unique natural resources. All this allows to consider global trends of energy and economic decarbonization not only as a challenge, but also as a new opportunity for the country. Considering developed oil and gas production, transportation, refining and petrochemical infrastructure, as well as the vast territory, forest, water and soil resources, our country has unique opportunities for carbon sequestration using both biological systems and the existing oil and gas infrastructure. It is proposed to use the existing oil and gas production facilities for hydrogen generation in the processes of hydrocarbon catalytic transformation inside the reservoir. It is suggested to create and use large-scale technologies for CO<sub>2</sub> sequestration using existing oil and gas production infrastructure. Considering high potential of the Russian Federation for carbon sequestration by biological systems, a network of Russian carbon testing areas is being developed, including one at Kazan Federal University (KFU), – the “Carbon-Povolzhye” testing area. The creation of carbon farms based on the applications at such testing areas could become a high-demand high-tech business. A detailed description of the KFU carbon testing area and its planned objectives are given.

**Keywords:** energy transition, decarbonization, hydrogen generation, CO<sub>2</sub> disposal, carbon sequestration by biological systems, carbon testing area

**Recommended citation:** Nurgaliev D.K., Selivanovskaya S.Yu., Kozhevnikova M.V., Galitskaya P.Yu. (2021). Some challenges and opportunities for Russia and regions in terms of the global decarbonization trend. *Georesursy = Georesources*, 23(3), pp. 8–16. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.2>

### References

- Alekseychik P., Mammarella I., Karpov D., Dengel S., Terentjeva I., Sabrekov A., Lapshina E. (2017). Net ecosystem exchange and energy fluxes measured with the eddy covariance technique in a western Siberian bog. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 17(15), pp. 9333–9345. <https://doi.org/10.5194/acp-17-9333-2017>
- Alferov A., Blinov V., Gitarskii M., Grabar V., Zamolodchikov D., Zinchenko A. et al. (2017). Monitoring of greenhouse gas flows in natural ecosystems. *Saratov*, 279 p. (In Russ.)

Alvarez R., Alvarez C. R., Lorenzo G. (2001). Carbon dioxide fluxes following tillage from a mollisol in the Argentine Rolling Pampa. *European Journal of Soil Biology*, 37(3), pp. 161–166. [https://doi.org/10.1016/S1164-5563\(01\)01085-8](https://doi.org/10.1016/S1164-5563(01)01085-8)

Angers D.A., Bolinder M.A., Carter M.R., Gregorich E.G., Drury C.F., Liang B.C., et al. (1997). Impact of tillage practices on organic carbon and nitrogen storage in cool, humid soils of eastern Canada. *Soil and Tillage Research*, 41(3–4), pp. 191–201. [https://doi.org/10.1016/S0167-1987\(96\)01100-2](https://doi.org/10.1016/S0167-1987(96)01100-2)

Bernoux M., Cerri C. C., Volkoff B., Carvalho M. da C. S., Feller C., Cerri C. E. P., et al. (2005). Gases do efeito estufa e estoques de carbon nos solos: inventario do Brasil. *Cadernos de Ciência & Tecnologia*, 22(1), pp. 235–246.

Cambardella C.A., Elliott E.T. (1992). Particulate Soil Organic-Matter Changes across a Grassland Cultivation Sequence. *Soil Science Society of America Journal*, 56(3), pp. 777–783. <https://doi.org/10.2136/sssaj1992.03615995005600030017x>

Canedoli C., Ferré C., Abu El Khair D., Comolli R., Liga C., Mazzucchelli F., et al. (2020). Evaluation of ecosystem services in a protected mountain area: Soil organic carbon stock and biodiversity in alpine forests and grasslands. *Ecosystem Services*, 44, 101135. <https://doi.org/10.1016/j.ecoser.2020.101135>

Carpejani G., Assad A.S., Godoi L.R., Waters J., Andrade Guerra J.B.S.O. de (2020). The Anthropocene: Conceptual Analysis with Global Climate Change, Planetary Boundaries and Gaia 2.0. *Climate Change Management*, pp. 301–314. [https://doi.org/10.1007/978-3-030-57235-8\\_24](https://doi.org/10.1007/978-3-030-57235-8_24)

Chabbi A., Lehmann J., Ciais P., Loescher H.W., Cotrufo M.F., Don A., et al. (2017). Aligning agriculture and climate policy. *Nature Climate Change*, 7(5), pp. 307–309. <https://doi.org/10.1038/nclimate3286>

Chan K.Y., Van Zwieten L., Meszaros I., Downie A., Joseph S. (2008). Using poultry litter biochars as soil amendments. *Soil Research*, 46(5), p. 437. <https://doi.org/10.1071/SR08036>

Chen Y., Liu J., Lv P., Gao J., Wang M., and Wang Y. (2018). IL-6 is involved in malignancy and doxorubicin sensitivity of renal carcinoma cells. *Cell Adhesion and Migration*, 12(1), pp. 28–36. <https://doi.org/10.1080/19336918.2017.1307482>

Climate Analysis Indicators Tool-CAIT 2.0 | NDC Partnership <https://ndcpartnership.org/toolbox/climate-analysis-indicators-tool-cait-20>

Corbeels M., Cardinael R., Naudin K., Guibert H., Torquebiau E. (2019). The 4 per 1000 goal and soil carbon storage under agroforestry and conservation agriculture systems in sub-Saharan Africa. *Soil and Tillage Research*, 188, pp. 16–26. <https://doi.org/10.1016/j.still.2018.02.015>

Cotrufo M.F., Wallenstein M.D., Boot C.M., Deneff K., Paul E. (2013). The Microbial Efficiency-Matrix Stabilization (MEMS) framework integrates plant litter decomposition with soil organic matter stabilization: do labile plant inputs form stable soil organic matter? *Global Change Biology*, 19(4), pp. 988–995. <https://doi.org/10.1111/gcb.12113>



- Eze S., Palmer S.M., and Chapman P.J. (2018). Soil organic carbon stock in grasslands: Effects of inorganic fertilizers, liming and grazing in different climate settings. *Journal of Environmental Management*, 223, pp. 74–84. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2018.06.013>
- Holl D., Wille C., Sachs T., Schreiber P., Runkle B. R. K., Beckebanze L., et al. (2019). A long-term (2002 to 2017) record of closed-path and open-path eddy covariance CO<sub>2</sub> net ecosystem exchange fluxes from the Siberian Arctic. *Earth System Science Data*, 11(1), pp. 221–240. <https://doi.org/10.5194/essd-11-221-2019>
- Houghton J., Callander B., and Varney S. (1992). Climate change 1992: the supplementary report to the IPCC scientific assessment.
- Karelin D.V., Zamolodchikov D.G., Shilkin A.V., Popov S.Y., Kumanyaev A.S., de Gerenyu V.O.L., et al. (2020). The effect of tree mortality on CO<sub>2</sub> fluxes in an old-growth spruce forest. *Eur J Forest Res*, 140, pp. 287–305. <https://doi.org/10.1007/s10342-020-01330-3>
- Kleidon A. (2004). Beyond Gaia: Thermodynamics of Life and Earth System Functioning. *Climatic Change*, 66, pp. 271–319. <https://doi.org/10.1023/B:CLIM.0000044616.34867.ec>
- Lal R. (2016). Beyond COP 21: Potential and challenges of the ‘4 per Thousand’ initiative. *Journal of Soil and Water Conservation*, 71(1), 20A–25A. <https://doi.org/10.2489/jswc.71.1.20A>
- Lal R., Fauser N. R., and Eckert D. J. (2018). Land Use and Soil Management Effects on Emissions of Radiatively Active Gases from Two Soils in Ohio. *Soil Management and Greenhouse Effect*, pp. 41–60.
- Lehmann J. and Kleber M. (2015). The contentious nature of soil organic matter. *Nature*, 528, pp. 60–68. <https://doi.org/10.1038/nature16069>
- Makarova M.V., Poberovskii A.V., Yagovkina S.V., Karol I.L., Lagun V.E., Paramonova N.N., Reshetnikov A.I., Privalov V.I. (2006). Study of the formation of the methane field in the atmosphere over Northwestern Russia. *Izvestiya. Atmospheric and Oceanic Physics*, 42(2), pp. 215–227.
- McNunn G., Karlen D.L., Salas W., Rice C.W., Mueller S., Muth D., et al. (2020). Climate smart agriculture opportunities for mitigating soil greenhouse gas emissions across the U.S. Corn-Belt. *Journal of Cleaner Production*, 268.
- Noulékoun F., Birhane E., Kassa H., Berhe A., Gebremichael Z. M., Adem N. M., et al. (2021). Grazing enclosures increase soil organic carbon stock at a rate greater than ‘4 per 1000’ per year across agricultural landscapes in Northern Ethiopia. *Science of The Total Environment*, 782, 146821. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2021.146821>
- Ogle S. M., Alsaker C., Baldock J., Bernoux M., Breidt F.J., McConkey B., et al. (2019). Climate and Soil Characteristics Determine Where No-Till Management Can Store Carbon in Soils and Mitigate Greenhouse Gas Emissions. *Scientific Reports*, 9, pp. 1–8. <https://doi.org/10.1038/s41598-019-47861-7>
- Olson K.R., Ebelhar S.A., Lang J.M. (2010). Cover crop effects on crop yields and soil organic carbon content. *Soil Science*, 175(2), pp. 89–98. <https://doi.org/10.1097/SS.0b013e3181cf7959>
- Parkin T.B., Kaspar T.C., Jaynes D.B., and Moorman T.B. (2016). Rye Cover Crop Effects on Direct and Indirect Nitrous Oxide Emissions. *Soil Science Society of America Journal*, 80(6), pp. 1551–1559. <https://doi.org/10.2136/sssaj2016.04.0120>
- Poulton P., Johnston J., Macdonald A., White R., Powlson D. (2018). Major limitations to achieving ‘4 per 1000’ increases in soil organic carbon stock in temperate regions: Evidence from long-term experiments at Rothamsted Research, United Kingdom. *Global Change Biology*, 24(6), pp. 2563–2584. <https://doi.org/10.1111/gcb.14066>
- Rasse D.P., Rumpel C., Dignac M.F. (2005). Is soil carbon mostly root carbon? Mechanisms for a specific stabilisation. *Plant and Soil*, 269(1–2), pp. 341–356. <https://doi.org/10.1007/s11104-004-0907-y>
- Reicosky D.C. (2001). Selected papers from the 10th International Soil Conservation Organization Meeting held May 24–29.
- Reicosky D.C., Archer D.W. (2007). Moldboard plow tillage depth and short-term carbon dioxide release. *Soil and Tillage Research*, 94(1), pp. 109–121. <https://doi.org/10.1016/j.still.2006.07.004>
- Reshetnikov A.I., Zinchenko A.V., Yagovkina S.V., Karol I.L., Lagun V.E., Paramonova N.N. (2009). Studying methane emission in the north of Western Siberia. *Russian Meteorology and Hydrology*, 34(3), pp. 171–179. <https://doi.org/10.3103/S1068373909030054>
- Reth S., Reichstein M., Falge E. (2005). The effect of soil water content, soil temperature, soil pH-value and the root mass on soil CO<sub>2</sub> efflux – A modified model. *Plant and Soil*, 268, pp. 21–33. <https://doi.org/10.1007/s11104-005-0175-5>
- Safonov S., Karelin D., Grabar V., Latyshev B., Grabovskii B., Uvarova N. et al. (2012). Carbon emission from the decomposition of dead wood in the southern taiga spruce forest. *Lesovedenie*, 5, pp. 75–80. (In Russ.)
- La Scala N., Bolonhezi D., Pereira G.T. (2006). Short-term soil CO<sub>2</sub> emission after conventional and reduced tillage of a no-till sugar cane area in southern Brazil. *Soil and Tillage Research*, 91(1–2), pp. 244–248. <https://doi.org/10.1016/j.still.2005.11.012>
- Shukla M.K., Lal R. (2005). Erosional effects on soil organic carbon stock in an on-farm study on Alfisols in west central Ohio. *Soil and Tillage Research*, 81(2), pp. 173–181. <https://doi.org/10.1016/j.still.2004.09.006>
- Snyder C.S. (2017). Enhanced nitrogen fertiliser technologies support the ‘4R’ concept to optimise crop production and minimise environmental losses. *Soil Research*, 55(5–6), pp. 463–472. <https://doi.org/10.1071/SR16335>
- Tei S., Morozumi T., Kotani A., Takano S., Sugimoto A., Miyazaki S., et al. (2021). Seasonal variations in carbon dioxide exchange fluxes at a taiga-tundra boundary ecosystem in Northeastern Siberia. *Polar Science*, 28, 100644. <https://doi.org/10.1016/j.polar.2021.100644>
- Vakhin A.V., Aliev F.A., Mukhamatdinov I.I., Sitnov S.A., Sharifullin A.V., Kudryashov S.I., et al. (2020). Catalytic aquathermolysis of boca de jaruco heavy oil with nickel-based oil-soluble catalyst. *Processes*, 8(5). <https://doi.org/10.3390/pr8050532>
- VandenBygaart A.J. (2018). Comments on soil carbon 4 per mille by Minasny et al. 2017. *Geoderma*, 309, pp. 113–114.
- VandenBygaart A.J., Bremer E., McConkey B.G., Ellert B.H., Janzen H.H., Angers D.A., et al. (2011). Impact of Sampling Depth on Differences in Soil Carbon Stocks in Long-Term Agroecosystem Experiments. *Soil Science Society of America Journal*, 75(1), pp. 226–234. <https://doi.org/10.2136/sssaj2010.0099>
- Varfolomeev M.A., Yuan C., Bolotov A.V., Minkhanov I.F., Mehrabi-Kalajahi S., Saifullin E.R., et al. (2021). Effect of copper stearate as catalysts on the performance of in-situ combustion process for heavy oil recovery and upgrading. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 207, 109125. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109125>
- de Vries W. (2018). Soil carbon 4 per mille: a good initiative but let’s manage not only the soil but also the expectations: Comment on Minasny et al. (2017). *Geoderma*, 292, pp. 59–86. *Geoderma*, 309, pp. 111–112.
- Wang Z., Hoffmann T., Six J., Kaplan J.O., Govers G., Doetterl S., et al. (2017). Human-induced erosion has offset one-third of carbon emissions from land cover change. *Nature Climate Change*, 7, pp. 345–349. <https://doi.org/10.1038/nclimate3263>
- Xie H., Tang Y., Yu M., Geoff Wang G. (2021). The effects of afforestation tree species mixing on soil organic carbon stock, nutrients accumulation, and understory vegetation diversity on reclaimed coastal lands in Eastern China. *Global Ecology and Conservation*, 26, e01478. <https://doi.org/10.1016/j.gecco.2021.e01478>
- Yuzbekov A.K., Zamolodchikov D.G., Ivashchenko A.I. (2014). Spruce fir photosynthesis in the forest ecosystems of the Log Tayezhnyi test area. *Moscow University Biological Sciences Bulletin*, 69(4), pp. 169–172.
- Zagirova S., Mikhailov O., Elsakov V. (2020). Carbon dioxide, heat, and water vapor fluxes between a spruce forest and the atmosphere in Northeastern European Russia. *Biology Bulletin*, 47(3), pp. 306–317.
- Zinchenko A.V., Paramonova, N.N., Privalov, V.I. et al. (2008). Estimation of methane sources from concentration measurements in the area of gas production in the north of Western Siberia. *Russ. Meteorol. Hydrol.* 33, pp. 34–42. <https://doi.org/10.3103/S1068373908010068>
- Zinchenko A.V., Paramonova N.N., Privalov V.I., Reshetnikov A.I. (2002). Estimation of methane emissions in the St. Petersburg, Russia, region: An atmospheric nocturnal boundary layer budget approach. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 107(20), ACH 2-1-ACH 2-11. <https://doi.org/10.1029/2001JD001369>
- Zinchenko, A.V., Paramonova, N.N., Privalov, V.I. et al. (2001). Estimation of methane emission from surface concentrations in St. Petersburg and its environs. *Meteorologiya i gidrologiya*, 5, pp. 35–39. (In Russ.)

## About the Authors

**Danis K. Nurgaliev** – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Director of the Institute of Geology and Petroleum Technologies, Vice-Rector for Oil and Gas Technologies, Nature Management and Earth Sciences, Kazan Federal University

7, Chernyshevsky St., Kazan, 420111, Russian Federation

**Svetlana Yu. Selivanovskaya** – DSc (Biology), Professor, Director of the Institute of Environmental Sciences, Kazan Federal University

5, Tovarishcheskaya St., Kazan, 420097, Russian Federation

**Maria V. Kozhevnikova** – PhD. (Biology), Deputy Director, Institute of Environmental Sciences, Kazan (Volga Region) Federal University

5, Tovarishcheskaya St., Kazan, 420097, Russian Federation

**Polina Yu. Galitskaya** – DSc (Biology), Professor, Applied Ecology Department, Institute of Environmental Sciences, Kazan (Volga Region) Federal University

5, Tovarishcheskaya St., Kazan, 420097, Russian Federation

Manuscript received 2 August 2021;

Accepted 9 August 2021; Published 30 August 2021



## Вызовы и ответы экономики Республики Татарстан на процессы декарбонизации

В.А. Крюков<sup>1\*</sup>, Д.В. Миляев<sup>1,2</sup>, А.Д. Савельева<sup>1,2</sup>, Д.И. Душенин<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Институт экономики и организации промышленного производства Сибирского отделения РАН, Новосибирск, Россия

<sup>2</sup>АО «СНИИТГимС», Новосибирск, Россия

Процессы глобального энергоперехода во все большей степени становятся одними из основных движущих сил как трансформации существующей модели рынка, так и технологических основ функционирования энергетических объектов. Переориентация мировой экономики в направлении декарбонизации ставит под угрозу устойчивость функционирования многих ранее казавшихся незыблемыми технологических решений и подходов в области системной интеграции топливно-энергетического комплекса, что, в свою очередь, стимулирует поиск новой парадигмы его развития.

Проявления трансформации наблюдаются на различных уровнях экономической иерархии: межстрановом, страновом и внутристрановом. Выработка механизмов реагирования российских производителей на реалии энергетического перехода требует обкатки на реальных объектах. По мнению авторов, Татарстан может стать показательным полигоном для развития подходов к достижению углеродной нейтральности.

Для превентивного прогноза достижимости ESG-показателей (социально-экологических индикаторов бизнеса) авторами предлагается концептуальный подход к оценке развития технологий декарбонизации, основанный на комбинации экономико-математических методов, который позволяет выработать организационно-правовую основу процесса, сформировать и оценить критерии эффективности инноваций и условия их реализации.

**Ключевые слова:** декарбонизация, энергетический переход, оценка инноваций, экология, пороговый анализ, байесовские сети, кривые обучения

**Для цитирования:** Крюков В.А., Миляев Д.В., Савельева А.Д., Душенин Д.И. (2021). Вызовы и ответы экономики Республики Татарстан на процессы декарбонизации. *Георесурсы*, 23(3), с. 17–23. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.3>

### Введение

В китайском языке слово кризис состоит из двух символов: один означает опасность, а другой – шанс. Находясь на пороге экологического кризиса важно осознать условия и цели, которые возникают перед нами в новых реалиях. Создание региональных полигонов, научно-промышленных и научно-технологических объединений, формирование новой эколого-экономической политики – ключевые элементы стратегии трансформации в направлении углеродной нейтральности.

Глобальная декарбонизация, как ответ на глобальное потепление и распространение природных катаклизмов, постепенно охватывает мир на всех уровнях и секторах экономики и политики: смещение интересов мирового финансового рынка, политические инициативы («Зеленый пакт ЕС»), трансформация транснациональных компаний, глобальная научно-технологическая переориентация, изменение структуры бизнеса. Хотя сейчас осознание вызовов и возможностей декарбонизации развивается неравномерно, в мире происходит смещение экономической модели с краткосрочный приоритетов к созданию долгосрочной глобальной ценности, ключевым двигателем которой в рассматриваемом контексте становится наступление «зеленой» технологической революции.

### Изменение существующей модели рынка: тренд декарбонизации

Анализ шагов и мер в области энергоперехода при всей общей их направленности на снижение выбросов парниковых газов и факторов, вызывающих их образование, весьма существенно различается в зависимости от уровня рассмотрения данной проблемы: межстранового, странового, внутристранового и отраслевого. В последнем случае, речь идет об отдельных проектах и мероприятиях, связанных как со снижением выбросов углерода, так и повышением энергоэффективности на различных этапах производства и потребления энергии.

На межстрановом уровне ключевую роль занимают действия регуляторов. Если раньше они заключались в субсидировании, то сейчас – в ужесточении экологических требований путем создания нормативно-правовой базы в отношении производителей – эмитентов CO<sub>2</sub>. Особенно широко обсуждаемы инициативы ЕС в направлении комплексного регулирования, а именно введение трансграничного углеродного налога – меры пограничного углеродного регулирования, обязывающей экспортеров товаров в ЕС платить сбор за выбросы углекислого газа, связанные с производством их продукции. Для России это более 40% экспорта, который по итогам 2020 года составил 571,5 млрд долл. В соответствии с установленными в ЕС тарифами на эмиссию CO<sub>2</sub> в размере 30\$ за тонну и экспертными оценками углеродного следа российского экспорта в ЕС в размере более 1 млрд т CO<sub>2</sub>,

\* Ответственный автор: Валерий Анатольевич Крюков  
e-mail: [valkryukov@mail.ru](mailto:valkryukov@mail.ru)

© 2021 Коллектив авторов

потенциальный ущерб отечественной экономике представляется существенным (Сафонов, 2020).

Помимо перечисленного все более активную позицию в процессе энергоперехода занимает финансовый сектор. Развивается направление климатического финансирования, основу которого составляют инструменты и меры, направленные на поддержание «зеленых» проектов: целевое кредитование, зеленые облигации, налоговые льготы, национальные банки развития, политика раскрытия информации и национальные климатические фонды (Сафонов, 2020). В то же время для отраслей и отдельных предприятий с низким ESG-рейтингом\*, особенно в отношении экологического аспекта, происходит ужесточение кредитно-инвестиционной политики вплоть до намерений существенных дивестиций. Растет объем средств под управлением компаний с ESG-стратегиями. Это ощутимо влияет на долгосрочные тенденции спроса, регуляторную среду и доступность финансирования для нефтегазовых компаний всего мира, не исключая и российских. Национальный нефтегазовый бизнес вертикально интегрированных нефтяных компаний существенно зависит от международного финансирования, которое составляет более 50% в заемном капитале ведущих предприятий (рис. 1), что ставит для них новые условия по раскрытию информации инвесторам и приоритетности климатической стратегии (Гайда и др., 2021).

Крупнейшая финансовая корпорация BlackRock в своих обращениях к генеральным директорам и инвесторам подчеркивает важность климатической повестки и предупреждает о намерениях выходить из ценных бумаг компаний, которые не раскрывают информацию или не делают шагов к углеродной нейтральности (Ананькина, 2021). Также по данным Reuters, существует угроза прекращения финансирования Всемирным банком проектов, связанных с нефтью и углем, а в долгосрочной перспективе – сокращения и газовых активов, в рамках стратегии по борьбе с изменениями климата (Порядин, Белоглазова, 2021). Пенсионный фонд штата Нью-Йорк уже в конце 2020 года заявил о приостановке инвестирования в активы компаний, не отвечающих его экологическим стандартам. Пока что требования коснулись только угольной отрасли и разработки нефтеносных песков, но далее будут распространены и на компании нефтегазового сектора, входящие в портфель фонда. В том числе при несоответствии экологическим стандартам на продажу могут быть выставлены акции крупных российских компаний: ПАО «НК «Роснефть» – 0,008% от общего числа акций компании, ПАО «Татнефть» – 0,008%, ПАО «Новатэк» и ПАО «Сургутнефтегаз» – 0,003%. Несмотря на несущественный биржевой эффект от этого разового инцидента, удар по репутации и ESG-рейтингу компаний может быть серьезным (Климатическая повестка России..., 2021).

Смещение интересов инвесторов находит отражение и в рыночной стоимости активов. Углеродный след постепенно становится одной из ключевых характеристик любого бизнеса – капитализация компаний, имеющих экологические обязательства и программы устойчивого

развития, значительно выше по сравнению с конкурентами. Например, стоимость американской NextEra Energy, которая производит и продает энергию из возобновляемых источников, с начала 2020 года выросла почти на 30%, в то время как капитализация ExxonMobil за этот период продемонстрировала динамику вниз на 20% (Порядин, Белоглазова, 2021).

В таких условиях вектор развития нефтегазового сектора напрямую зависит от его способности к трансформации в направлении, обусловленном необходимостью ускоренной декарбонизации.

На страновом уровне основной круг проблем связан с соблюдением баланса между отражением общих подходов и инициатив международного сообщества в национальном законодательстве и сохранением ключевых направлений стратегии экономического развития. Позиция отечественных экспертов насчет стратегии России в процессе энергетического перехода кажется неоднозначной (Глобальный энергопереход..., 2021). Многие из них выступают оппонентами «зеленой» повестки, ссылаясь на то, что это политический шаг в направлении снижения энергозависимости ЕС, и что ключевое значение для страны играет лишь собственная Энергетическая стратегия, поддерживающая ее интересы и условия. Имеет место и позиция непротиводействия: энергопереход – это актуальное направление мировой энергетической трансформации и технологического развития. Принципиально существуют две альтернативы: влиться в процесс со всеми его ограничениями, либо остаться за гранью мировой трансформации.

По мнению авторов, наиболее конструктивна мысль о формировании своего вектора развития с учетом новых условий, которые диктует энергетическая повестка. На самых верхних уровнях (межстрановом и страновом) – сохранение баланса между национальными интересами и целями глобальной климатической инициативы, координация с другими странами, для которых инициатива международного сообщества является источником вынужденных изменений, проактивный диалог с Евросоюзом. На внутристрановом уровне, по мнению экспертов программы по экологической ответственности бизнеса WWF России, рационально использовать региональную специфику для ускорения процессов энергоперехода. Иными словами, выделить регионы-полигоны, приоритетные для тех или иных источников энергии и отработать все процессы (финансовые, технологические и прочие) (Глобальный энергопереход..., 2021).

Данный подход отличает постепенность осуществления основных шагов и мероприятий при переходе к низкоуглеродной экономике, а также «экспериментальный» характер апробирования моделей в различных отраслях и регионах.

Структура экономики России, благодаря развитым промышленным секторам и сильным межотраслевым связям, позволяет комплексно подойти к решаемой задаче: изменяя один фрагмент структуры, трансформировать всю систему в целом. Важным аспектом в данном вопросе, как уже упоминалось ранее, является учет пространственных (региональных) особенностей производства и потребления энергоресурсов. Так, например, важно принимать во внимание (в случае углеводородов) стадию освоения

\*ESG-рейтинг отражает степень направленности бизнес-решений компании на развитие в экологической и социальной сферах. ESG – Environmental, Social and Governance.

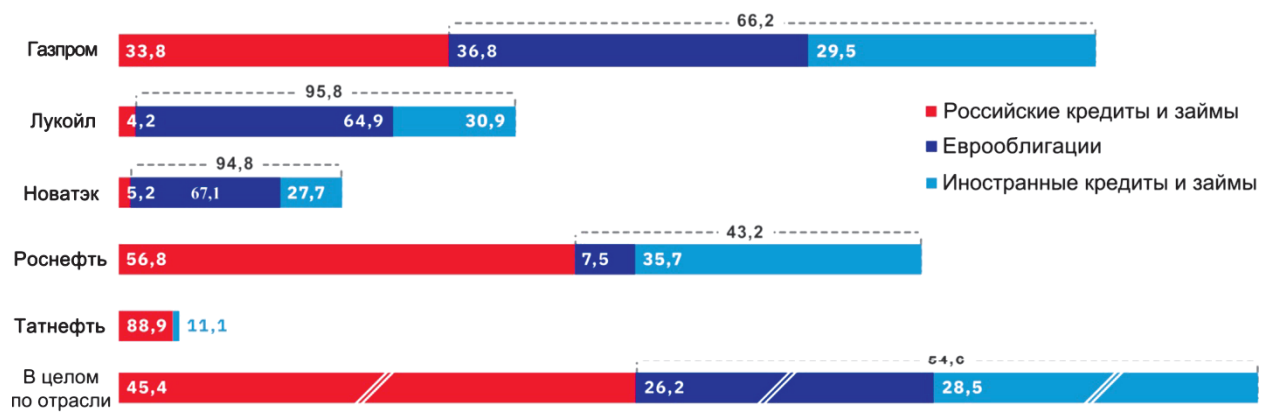


Рис. 1. Доля иностранных кредитов и займов в заемном капитале. По данным доклада Центра стратегических разработок (ЦСР) совместно с Аналитическим центром ТЭК РЭА Минэнерго России и «Ситуационным центром» (ГК Селдон). <https://www.csr.ru/news/klimaticheskaya-povestka-rossii-reagiruya-na-mezhdunarodnye-vyzovy/>

ресурсного потенциала (новый район, растущая добыча, высокая степень «освоенности» ресурсной базы), а также особенности структуры экономики конкретного региона.

По мнению авторов, Республика Татарстан как один из регионов-лидеров имеет уникальные особенности и характеристики как нефтегазовой промышленности, так и экономики в целом. В отношении нефтегазового сектора речь идет о высокой степени зрелости ресурсной базы, а также о наличии уникальных навыков и компетенций работы с высоковязкими и сильно истощенными залежами. Это находит отражение в значительной роли, которую играют малые инновационные компании. Данное обстоятельство формирует устойчивый спрос на новые технологии и подходы, связанные с эффективным (в рамках новой экологической парадигмы) освоением и разработкой подобных нетрадиционных залежей.

Чрезвычайно значимо и то, что экономика Республики Татарстан также имеет многоотраслевой характер – помимо собственно добычи углеводородов активно развиваются нефте-, газопереработка и нефтехимия. В Республике развито машиностроение, сельское хозяйство, наука и образование и др. отрасли экономики (табл. 1).

Благодаря выраженному доминированию отраслей с высоким углеродным следом, развитыми знание-интенсивными отраслями и хорошо выстроенной системе межсекторальных взаимодействий, Республика Татарстан может стать показательным регионом (не путать с полигоном) для развития подходов к достижению углеродной нейтральности в процессе кооперации и тесного взаимодействия участников из разных секторов экономики в рамках отдельного экономически самодостаточного и устойчивого региона.

Модель развития технологических инноваций

Следуя тренду декарбонизации, промышленникам предстоит адаптировать и внедрять дорогостоящие технологии, что на начальном этапе требует определения экономического эффекта и рисков составляющей от предстоящей модернизации производства. Оценка технологических инноваций – специфическая задача ввиду высокой неоднозначности прогноза производственных и финансовых показателей, что ограничивает применение привычных методов инвестиционного анализа. По мнению авторов, необходимо последовательно решить две подзадачи:

- определить требуемое состояние развития технологии;
- определить условия достижения такого состояния.

Результатом должен стать практически применимый комплекс технологических и организационно-правовых механизмов освоения углеводородов более экологичным способом с сохранением приемлемой нормы рентабельности бизнеса.

Авторский алгоритм оценки технологических инноваций по декарбонизации для решения первой подзадачи применяет пороговый анализ, а для второй – построение байесовской сети с использованием кривых обучения (рис. 2).

Каждая технология характеризуется набором индикаторов, определяющих стоимость её разработки, приобретения и последующего использования, применимость к конкретной задаче, производительность в тех или иных режимах эксплуатации. Комбинация значений индикаторов определяет **состояние** развития технологии. Очевидно, что в контексте декарбонизации могут рассматриваться

|                      | Сельское, лесное хозяйство, охота, рыболовство и рыбоводство | Добыча полезных ископаемых | Обрабатывающие производства | Строительство | Знание-интенсивные отрасли | Прочие |
|----------------------|--|----------------------------|-----------------------------|---------------|----------------------------|--------|
| Российская Федерация | 4,3  | 14,8                       | 18                          | 5,6           | 17,2                       | 40,1   |
| г. Москва            | 0,1  | 0                          | 16,2                        | 3,4           | 25                         | 55,3   |
| г. Санкт-Петербург   | 0,2  | 0,3                        | 17,2                        | 4,4           | 28,6                       | 49,3   |
| ХМАО-Югра            | 0,2  | 73,3                       | 2,3                         | 5,2           | 6,2                        | 12,8   |
| Московская область   | 1,7  | 0,2                        | 20,6                        | 5,2           | 16,3                       | 56     |
| Республика Татарстан | 5,7  | 30,5                       | 15,9                        | 8,1           | 12                         | 27,8   |

Табл. 1. Отраслевая структура валовой добавленной стоимости по регионам-лидерам России по социально-экономическому развитию 2020 г. По данным Федеральной службы государственной статистики. [https://gks.ru/bgd/regl/b20\\_14p/Main.htm](https://gks.ru/bgd/regl/b20_14p/Main.htm)





Рис. 2. Схема оценки технологических инноваций по декарбонизации

технологии с различными исходными состояниями, а главное – направленное воздействие на ту или иную технологию посредством научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР) приводит к различным изменениям её состояния.

Более экологичная технология, приходящая на замену старой, не обязательно должна быть ей идентична по производственной эффективности и стоимости применения. Новая технология может быть дороже, но при этом результативнее, или наоборот. Тем самым искомым является множество всех целевых состояний – удовлетворяющих заданным критериям, например, положительной ожидаемой доходности (Expected Monetary Value – EMV > 0), экологическим нормативам (ESG обязательствам), корпоративному бюджету на модернизацию производства и т.д. Вычислительная процедура для такого порогового анализа предполагает построение производственно-инвестиционной модели (Dushenin, Milyaev, 2018) и с её помощью оценки сценариев внедрения в производство новых технологий, находящихся в различных состояниях развития.

Метод перебора – самый простой способ реализации порогового анализа, но из-за большого количества возможных сценариев применим только для вырожденных, как правило, теоретических задач. На практике можно воспользоваться монотонной зависимостью экономического результата от большинства исходных индикаторов и исключить большую часть возможных сочетаний варьируемых характеристик на старте вычислений (Milyaev, Kidanova, 2017).

Теперь, когда определены минимально допустимые состояния развития технологии, необходимо сопоставить их с объективными реалиями: весьма вероятно, что все или большинство состояний в настоящее время не могут

быть реализованы. Например, улавливание углекислого газа непосредственно на источнике выбросов потребует применения мембран с проницаемостью на 30% выше, чем у существующих. Или закачка углекислого газа в пласт повлечёт использование антикоррозионных труб, стоимость которых должна быть вдвое ниже текущей. Может ли быть достигнуто целевое состояние технологии, с какой вероятностью, за какой срок и какими средствами? Ответы на поставленные вопросы могут быть получены в результате моделирования совместной инновационной деятельности предприятий отрасли.

Классически для проведения НИОКР формируется организационно-правовая единица, так называемый «научный кластер», состоящий из одного или нескольких агентов: недропользователей, R&D центров, сервисных компаний, инвесторов, государственных органов. **Состав** кластера определяет его возможность воздействовать на развитие технологии в направлении одного или нескольких целевых состояний, ведь каждый агент привносит уникальный вклад в виде собственных кадровых, материально-технических, финансовых ресурсов и компетенций. Как следствие, каждому потенциальному составу кластера можно сопоставить набор измеримых численных характеристик, влияющих на скорость развития технологии силами такого кластера.

В математической постановке это может быть реализовано в виде байесовской сети (Abdulkareem et al., 2019), имеющей структуру направленного дерева – ациклического графа с единственным корнем, в каждую некорневую вершину которого будет вести ровно одна дуга (рис. 3). Число уровней сети складывается из числа агентов, формирующих организационно-правовую структуру кластера, и числа возможных усовершенствований технологии, характеризующих различные варианты её развития. Каждый

путь байесовской сети, то есть последовательность вершин, связанных дугами, от корня до конечного листа, соответствует отдельному сценарию развития технологии сформированным кластером. Некоторые пути позволяют достигнуть целевого состояния технологии.

Любая дуга байесовской сети задаёт событие. Вероятность наступления событий на верхних N уровнях сети задаётся бинарными переменными таким образом, чтобы рассмотреть все допустимые варианты состава кластера. Для нижних M уровней сети вычисление вероятностей событий представляет нетривиальную задачу, решаемую с помощью кривых обучения (Learning curve, LC).

LC обеспечивают математическое представление процесса обучения в процессе повторения задач. Эти кривые были первоначально предложены Т.Р. Wrigt в 1936 году для оценки снижения затрат и времени изготовления изделия в результате повторяющихся процессов на производственных предприятиях (Yelle, 1979). Позднее данный подход был модифицирован для моделирования технологического развития (см. напр. Kryukov, Gorlov, 2019).

За основу берётся ретроспектива развития другой технологии, близкой по концепции развития, то есть по совокупности организационно-правовых и научно-производственных задач. Например, для некоторых технологий

декарбонизации в качестве ретроспективной основы можно использовать технологию проведения многостадийного гидроразрыва пласта (ГРП): по ней имеется достаточно статистических данных, увязывающих вложения в НИОКР с ростом производительности ГРП и снижением удельных издержек.

Упрощённо анализ кривой обучения проиллюстрирован на рис. 4:

1. Выбираются влияющие факторы в зависимости от специфики рассматриваемого события (дуги) байесовской сети. Например, если событием является тот или иной бюджет кластера, то в качестве влияющего фактора разумно выбрать объём вложений в НИОКР;
2. Строится зависимость целевого индикатора от одного или нескольких влияющих факторов по принципу минимального суммарного отклонения от ретроспективных точек  $M_1, M_2, \dots$ ;
3. Полученная кривая и все точки  $M_i$  нормируются таким образом, чтобы максимально соответствовать истории развития и текущему состоянию технологии декарбонизации, которую предстоит развивать;
4. Рассматривается поочерёдно каждое значение влияющего фактора  $X'$ , фигурирующее в байесовской сети: проекции точек  $M_1, M_2, \dots$  на секущую  $X=X'$  задают распределение вероятности целевого индикатора. Так, на представленном графике проекции  $M'_1, M'_2, \dots$  отражают множество возможных стоимостей технологий после  $X'$  инвестиций.

Применение кривой обучения позволяет определить искомые вероятности событий, то есть веса ребер байесовской сети. Далее, вероятность реализации сценария развития технологии вычисляется перемножением весов всех дуг выбранного пути.

В результате описанных вычислений находится вероятностное распределение потенциальных состояний технологии, а главное – вероятность достижения её целевого состояния. Соответствующий путь байесовской сети характеризует механизм инновационного развития.

Выводы

Декарбонизация формирует технологический и экономический вызовы, обусловленные потребностью в замещении традиционного экспорта углеводородов поставкой «зелёных» энергоносителей. Новый тренд имеет искусственное происхождение, развиваясь, очевидно, вопреки рыночным механизмам, в первую очередь, благодаря анонсированным мерам стимулирования и принуждения. В любом случае российской нефтянке придётся адаптировать и внедрять дорогостоящие технологии, что порождает вопрос экономической оправданности модернизации производства или инвестиций в новые венчурные проекты.

Процесс развития технологических инноваций формализуем с помощью математического аппарата: порогового анализа, агентного моделирования, байесовских сетей, кривых обучения. Это позволяет определить вероятность разработки и внедрения искомой технологии декарбонизации, удовлетворяющей требованиям к ожидаемой доходности, ESG-стратегии и корпоративному бюджету.

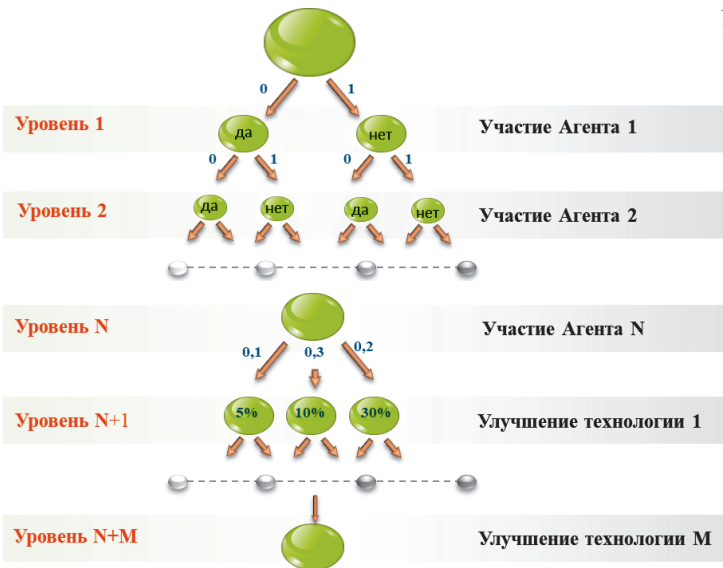


Рис. 3. Структура байесовской сети для прогноза технологических успехов кластера

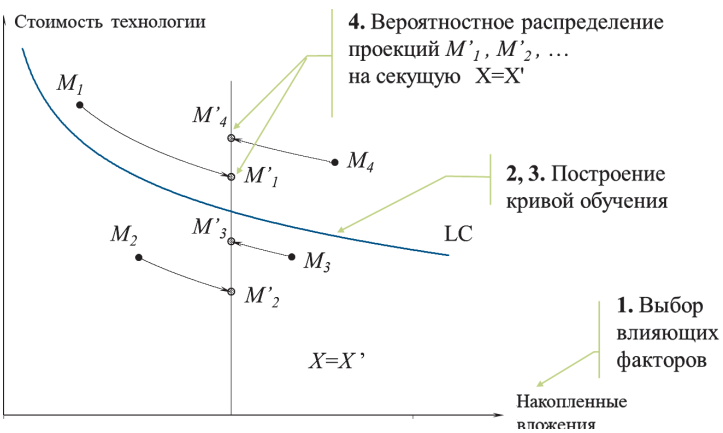


Рис. 4. Вероятностный анализ кривых обучения

## Финансирование

Работа выполнена при поддержке Российского национального фонда (РНФ), грант №19-18-00170.

## Литература

- Ананькина Е.А. (2021). ESG – три роковые карты для российского НГК. *Нефтегазовая вертикаль*, 7, с. 44–49.
- Гайда И.В., Митрова Т.А., Грушевенко Е. и др. (2021). Декарбонизация в нефтегазовой отрасли: международный опыт и приоритеты России. *Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО*. 158 с.
- Глобальный энергопереход для России – возможность или опасность? (2021). *Нефтегазовая вертикаль*. [http://www.ngv.ru/pr/globalnyy-energo perekhod-dlya-rossii-vozmozhnost-ili-opasnost-institut-razvitiya-tekhnologiy-tek-obr/?sphrase\\_id=3273313](http://www.ngv.ru/pr/globalnyy-energo perekhod-dlya-rossii-vozmozhnost-ili-opasnost-institut-razvitiya-tekhnologiy-tek-obr/?sphrase_id=3273313)
- Климатическая повестка России: реагируя на международные вызовы (2021). <https://www.csr.ru/ru/news/klimaticheskaya-rovestka-rossii-reagiru ya-na-mezhdunarodnye-vyzovy/>
- Порядин А.Е., Белоглазова О. Глобальная декарбонизация: эволюция подходов нефтегазовых компаний (2021). Ernst&Young. [https://www.ey.com/ru\\_ru/oil-gas/global-decarbonization-evolution-of-oil-and-gas-companies-approaches](https://www.ey.com/ru_ru/oil-gas/global-decarbonization-evolution-of-oil-and-gas-companies-approaches)
- Сафонов Г.В. (2020). Декарбонизация мировой экономики и Россия. *Нефтегазовая вертикаль*, 21–22, с. 66–70.
- Abdulkareem S.A., Mustafa Y.T., Augustijn E.W., Filatova T. (2019). Bayesian networks for spatial learning: a workflow on using limited survey data for intelligent learning in spatial agent-based models. *Geoinformatica*, 23, pp. 243–268. <https://doi.org/10.1007/s10707-019-00347-0>
- Dushenin D., Milyaev D. (2018). Automation of the Analysis of the Efficiency of Geological Exploration for Oil and Gas. In *Geomodel 2018* (No. 1, pp. 1–5). European Association of Geoscientists & Engineers.
- Globerson S., Gold D. (2010). Statistical attributes of the power learning curve model. *International journal of production research*, 35(3), pp. 699–711. <https://doi.org/10.1080/002075497195669>
- Kryukov V.A., Gorlov A.A. (2019). Forecasting the Development Process of Wind Energy in the North Sea Basin Based on Learning Curves. *Stud. Russ. Econ. Dev.*, 30, pp. 177–184. <https://doi.org/10.1134/S1075700719020084>
- Milyaev D.V., Kidanova O.A., Dushenin D.I. (2017). Determination of threshold values for the solution of the multiparametric problem of assessing the efficiency of geological exploration. *Mathematics in the Modern World*, pp. 567–567.

Yelle L.E. (1979). The learning curve: Historical review and comprehensive survey. *Decision Sciences*, 10, pp. 302–328. <https://doi.org/10.1111/j.1540-5915.1979.tb00026.x>

## 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

Дмитрий Владимирович Мильев – канд. экон. наук, начальник отдела геолого-экономического анализа АО «СНИИГГиМС»; научный сотрудник Института экономики и организации промышленного производства Сибирского отделения РАН

Россия, 630091, Новосибирск, Красный проспект, д. 67

Анастасия Денисовна Савельева – соискатель степени кандидата наук, инженер 2 категории АО «СНИИГГиМС»; инженер Института экономики и организации промышленного производства Сибирского отделения РАН

Россия, 630091, Новосибирск, Красный проспект, д. 67

Дмитрий Игоревич Душенин – канд. физ.-мат. наук, заведующий лабораторией технико-экономической оценки проектов АО «СНИИГГиМС»; научный сотрудник Института экономики и организации промышленного производства Сибирского отделения РАН

Россия, 630091, Новосибирск, Красный проспект, д. 67

Статья поступила в редакцию 15.07.2021;

Принята к публикации 02.08.2021; Опубликована 30.08.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

## Challenges and responses of the economy of the Republic of Tatarstan to decarbonization processes

V.A. Kryukov<sup>1\*</sup>, D.V. Milyaev<sup>1,2</sup>, A.D. Savelieva<sup>1,2</sup>, D.I. Dushenin<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Institute of Economics and Industrial Engineering of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation

<sup>2</sup>Siberian Scientific Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk, Russian Federation

\*Corresponding author: Valeriy A. Kryukov, e-mail: valkryukov@mail.ru

**Abstract.** The processes of global energy transition are increasingly becoming one of the main driving forces of both the transformation of the existing market model and the technological foundations of the functioning of energy facilities. The reorientation of the world economy towards decarbonization threatens the stability of the functioning of many previously seemingly unshakable technological solutions and approaches in the field of system integration of the fuel and energy complex, which, in turn, stimulates the search for a new paradigm of its development.

The manifestations of transformation are observed at various levels of the economic hierarchy: inter-country, country and intra-country. The development of mechanisms for the response of Russian manufacturers to the realities of the energy transition requires testing at real facilities.

According to the authors, Tatarstan can become an indicative region for the development of approaches to achieving carbon neutrality.

For a preventive forecast of the attainability of ESG (Environmental, Social and Governance) indicators, the authors propose a conceptual approach to assessing the development of decarbonization technologies, based on a combination of economic and mathematical methods, which allows us to develop an organizational and legal basis for the process, form and evaluate criteria for the effectiveness of innovations and the conditions for their implementation.

**Keywords:** decarbonization, energy transition, innovation assessment, ecology, threshold analysis, Bayesian networks, learning curves



## Acknowledgements

*This work was supported by the Russian Science Foundation, grant no. 19-18-00170.*

**Recommended citation:** Kryukov V.A., Milyaev D.V., Savelieva A.D., Dushenin D.I. (2021). Challenges and responses of the economy of the Republic of Tatarstan to decarbonization processes. *Georesursy = Georesources*, 23(3), pp. 17–23. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.3>

## References

- Abdulkareem S.A., Mustafa Y.T., Augustijn E.W., Filatova T. (2019). Bayesian networks for spatial learning: a workflow on using limited survey data for intelligent learning in spatial agent-based models. *Geoinformatica*, 23, pp.243–268. <https://doi.org/10.1007/s10707-019-00347-0>
- Anankina E.A. (2021). ESG – three fatal cards for the Russian oil and gas complex. *Neftegazovaya vertikal* [Oil and gas vertical], 7, pp. 44–49. (In Russ.)
- Dushenin D., Milyaev D. (2018). Automation of the Analysis of the Efficiency of Geological Exploration for Oil and Gas. In *Geomodel 2018* (No. 1, pp. 1–5). European Association of Geoscientists & Engineers.
- Gaida I.V., Mitrova T.A., et al. (2021). Decarbonization in the oil and gas industry: international experience and Russia's priorities. *Skolkovo Energy Centre*, 158 p. (In Russ.)
- Globerson S., Gold D. (2010). Statistical attributes of the power learning curve model. *International journal of production research*, 35(3), pp. 699–711. <https://doi.org/10.1080/002075497195669>
- Global Energy Transition for Russia – Opportunity or Danger? (2021). *Neftegazovaya vertikal* [Oil and gas vertical]. (In Russ.). [http://www.ngv.ru/pr/globalnyy-energoperekhod-dlya-rossii-vozmozhnost-ili-opasnost-institut-razvitiya-tehnologiy-tek-obr/?sphrase\\_id=3273313](http://www.ngv.ru/pr/globalnyy-energoperekhod-dlya-rossii-vozmozhnost-ili-opasnost-institut-razvitiya-tehnologiy-tek-obr/?sphrase_id=3273313)
- Russia's Climate Agenda: Responding to International Challenges (2021). (In Russ.). <https://www.csr.ru/ru/news/klimaticheskaya-povestka-rossii-reagiruya-na-mezhdunarodnye-vyzovy/>
- Kryukov V.A., Gorlov A.A. (2019). Forecasting the Development Process of Wind Energy in the North Sea Basin Based on Learning Curves. *Stud. Russ. Econ. Dev.*, 30, pp. 177–184. <https://doi.org/10.1134/S1075700719020084>
- Milyaev D.V., Kidanova O.A., Dushenin D.I. (2017). Determination of threshold values for the solution of the multiparametric problem of assessing the efficiency of geological exploration. *Mathematics in the Modern World*, pp. 567–567.
- Poryadin A.E., Beloglazova O. (2021). Global decarbonization: the evolution of approaches of oil and gas companies. *Ernst&Young*. (In Russ.). [https://www.ey.com/ru\\_ru/oil-gas/global-decarbonization-evolution-of-oil-and-gas-companies-approaches/](https://www.ey.com/ru_ru/oil-gas/global-decarbonization-evolution-of-oil-and-gas-companies-approaches/)

Safonov G.V. (2020). Decarbonization of the world economy and Russia. *Neftegazovaya vertikal* [Oil and gas vertical], 21–22, pp. 66–70. (In Russ.)

Yelle L.E. (1979). The learning curve: Historical review and comprehensive survey. *Decision Sciences*, 10, pp. 302–328. <https://doi.org/10.1111/j.1540-5915.1979.tb00026.x>

## About the Authors

**Valeriy A. Kryukov** – DSc (Economics), Professor, Director, Institute of Economics and Industrial Engineering of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences  
17, Ac. Lavrentiev ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation  
e-mail: [kryukov@ieie.nsc.ru](mailto:kryukov@ieie.nsc.ru)

**Dmitriy V. Milyaev** – PhD (Economics), Head of the Geological and Economic Analysis Department, Siberian Scientific Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources; Researcher, Institute of Economics and Industrial Engineering of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

67, Krasniy ave., Novosibirsk, 630091, Russian Federation

**Anastasiya D. Savelieva** – External PhD student, Engineer, Siberian Scientific Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources; Engineer, Institute of Economics and Industrial Engineering of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

67, Krasniy ave., Novosibirsk, 630091, Russian Federation

**Dmitriy I. Dushenin** – PhD (Physics and Mathematics), Head of the Laboratory of Technical and Economic Assessment of Projects, Siberian Scientific Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources; Researcher, Institute of Economics and Industrial Engineering of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

67 Krasniy ave., Novosibirsk, 630091, Russian Federation

*Manuscript received 15 July 2021;*

*Accepted 2 August 2021;*

*Published 30 August 2021*

# О возможностях запуска регионального пилотного проекта по развитию низкоуглеродной экономики в Республике Татарстан

И.А. Макаров\*, Е.Э. Музыченко

Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики», Москва, Россия

Декарбонизация мировой экономики – один из главных трендов глобального развития последнего десятилетия. Уже более 120 стран заявили о планах достижения углероднейтральности к середине века. Среди них – крупнейшие торговые партнеры России, включая Европейский союз, Китай, Японию, Республику Корея, Казахстан, а также США. Амбиции подкрепляются ужесточением углеродного регулирования: системы ценообразования на углерод выстроены уже в 64 странах и регионах. В крупнейшей такой системе – европейской – цена на углерод уже превысила 50 евро за тонну выбросов.

Значительные усилия в области декарбонизации предпринимаются на уровне многих отраслевых объединений (например, в гражданской авиации, морских перевозках, металлургии, нефтегазовой промышленности и т.д.), на уровне отдельных компаний (многие из них объявляют о целях обеспечения углероднейтральности и введении внутренних цен на углерод), а также на уровне финансового сектора. Развиваются стандарты раскрытия корпоративной информации о выбросах и о стратегиях их сокращения, в частности CDP и TCFD.

Параллельно разрабатываются способы давления на конкурентов, не желающих нести издержки, связанные с сокращением выбросов парниковых газов. Примером может выступать пограничный компенсационный углеродный механизм (СВАМ), который будет запущен Европейским союзом с 2023 г. Все эти тенденции означают, что низкий углеродный след продукции становится не просто бонусом в конкурентной борьбе, а необходимым условием присутствия любой компании на международном рынке. Компании с высоким углеродным следом сталкиваются с менее благоприятными условиями предоставления заемных средств, с пограничными барьерами, а также с растущим давлением со стороны покупателей, как корпоративных, так и индивидуальных.

В связи с этим развитие низкоуглеродной экономики в России является неизбежным для минимизации издержек, связанных с нарастающим регулированием на международных рынках. Особенную актуальность этот вопрос приобретает для экспортоориентированных регионов с высоким углеродным следом, к числу которых относится Республика Татарстан. По нашему мнению, запуск пилотного проекта по регулированию выбросов парниковых газов в этом регионе важен не только в целях непосредственного сокращения выбросов, он также может поддержать конкурентоспособность компаний Татарстана на международных рынках и способствовать привлечению инвестиций в регион как от российских, так и зарубежных инвесторов. В данной работе мы обосновываем необходимость запуска такого пилотного проекта. Вместе с тем, опираясь на действующий российский и международный опыт с одной стороны и отталкиваясь от особенностей экономики Республики с другой, мы демонстрируем схему, посредством которой такой проект может быть организован.

**Ключевые слова:** низкоуглеродная экономика, декарбонизация, пограничный компенсационный углеродный механизм, углеродный след, международных рынок, регулирование выбросов парниковых газов, пилотный проект

**Для цитирования:** Макаров И.А., Музыченко Е.Э. (2021). О возможностях запуска регионального пилотного проекта по развитию низкоуглеродной экономики в Республике Татарстан. *Георесурсы*, 23(3), с. 24–31. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.4>

## Тренды декарбонизации

В условиях, когда изменение климата во всем мире признается одной из ключевых угроз, социально-экономическая политика страны на долгосрочную перспективу должна включать планы по декарбонизации экономики. Все большее число государств мира ставят цели по сокращению выбросов парниковых газов и внедряют механизмы углеродного регулирования. О планах по достижению углеродной нейтральности к середине века по состоянию на декабрь 2020 года заявляют 127 стран,

823 города, 101 регион и 1,5 тыс. компаний (World Bank. State and Trends of Carbon Pricing, 2021).

На международном уровне цели низкоуглеродного развития зафиксированы Парижским соглашением, которое вступило в силу в 2016 г. и уже ратифицировано 191 страной мира, в том числе Россией<sup>1</sup>. Парижское соглашение ставит целью сдержать рост глобальной средней температуры в пределах 2°C по сравнению с доиндустриальным уровнем и приложить усилия к ограничению роста в пределах 1,5°C. В рамках соглашения

\* Ответственный автор: Игорь Алексеевич Макаров  
e-mail: [imakarov@hse.ru](mailto:imakarov@hse.ru)

© 2021 Коллектив авторов

<sup>1</sup>Status of Treaties. United Nations Treaty Collection. [https://treaties.un.org/Pages/ViewDetails.aspx?src=TREATY&mtdsg\\_no=XXVII-7-d&chapter=27&clang=\\_en](https://treaties.un.org/Pages/ViewDetails.aspx?src=TREATY&mtdsg_no=XXVII-7-d&chapter=27&clang=_en)

странами устанавливаются национально определяемые вклады – цели по сокращению выбросов, которые в совокупности и должны привести к достижению глобальной цели (Парижское соглашение..., 2015).

Для реализации поставленных целей по декарбонизации национальных экономик государства вынуждены внедрять инструменты регулирования выбросов парниковых газов, а предприятия для соблюдения требований и поддержания своей конкурентоспособности – различные решения по сокращению углеродоемкости выпускаемой продукции. В энергетической отрасли среди ключевых трендов низкоуглеродного развития – рост использования возобновляемых источников энергии, себестоимость которых кардинально снизилась за последнее десятилетие. В частности, за десятилетний период (к 2019 г.) стоимость генерации электроэнергии с использованием солнечных панелей сократилась на 82%, наземных и шельфовых ветряных станций – на 40% и 29%, соответственно (IRENA, 2021). В промышленных процессах продолжается внедрение энергосберегающих и материаловсберегающих технологий, а на уровне организации промышленных систем – построение циклической экономики. В целях сокращения выбросов в транспортном секторе ряд стран стимулирует использование «зеленых» альтернатив, в частности внедряя различные налоговые льготы и субсидии для электромобилей и гибридных автомобилей, в то время как другие используют административные инструменты, вводя запреты на продажу автомобилей с двигателями внутреннего сгорания. Значительная тенденция к росту наблюдается и на рынке зеленого финансирования, способствующего реализации экологических и низкоуглеродных проектов: в 2020 году объем вновь выпущенных зеленых облигаций составил 297 млрд долл., а совокупный объем рынка превысил 1,2 трлн долл.<sup>2</sup>.

В целях создания стимулов для сокращения эмиссии парниковых газов за рубежом широкое применение находят экономические механизмы климатического регулирования, в частности введение цены на углерод. В том или ином виде цена на углерод присутствует уже в 64 странах и регионах мира. Масштабы распространения цены на углерод растут: в 2020 году оборот углеродных рынков достиг 53 млрд долл., что на 8 млрд больше значений 2019 г. Цена на углерод покрывает уже около 22% мировых выбросов парниковых газов (World Bank. State and Trends of Carbon Pricing, 2021).

Несмотря на то, что все больше экономических субъектов ставят целью углероднейтральность и внедряют цену на углерод, текущие усилия все еще недостаточны для удержания роста глобальной температуры в пределах 2°C (World Bank. State and Trends of Carbon Pricing, 2021). В связи с этим климатическое регулирование будет и дальше расширяться и ужесточаться, обеспечивая больший охват отраслей и объемов выбросов, а также более высокую цену на них.

Расширение регулирования выбросов парниковых газов имеет самоподдерживающий характер. Компании, которые оказываются ему подвержены, проигрывают в конкурентоспособности тем, кто не несет издержек на декарбонизацию. Как следствие, первые настаивают на

дополнительных барьерах по отношению ко вторым. Аналогично, новые ограничения появляются в отношении бизнеса из стран, не желающих самостоятельно предпринимать усилия по сокращению выбросов. В частности, Европейский союз планирует введение пограничных барьеров для импортной продукции, при производстве которой образуются высокие удельные выбросы парниковых газов. Такой механизм получил название Carbon Border Adjustment Mechanism – CBAM (пограничный компенсационный углеродный механизм). Согласно документу, опубликованному Еврокомиссией 14 июля (Carbon Border Adjustment Mechanism, 2021), на первой стадии его внедрения под регулирование попадут электроэнергетика и углеродоемкая промышленность (цемент, удобрения, сталь и железо, алюминий), тем не менее не исключено, что в будущем охват продукции может быть расширен. Минэкономразвития России считает, что механизм затронет российский экспорт в ЕС в размере 7,6 млрд долл., включая поставки электроэнергии, железа, стали, алюминия, труб и цемента (Решетников, 2021).

В России декарбонизация имеет двоякую цель. С одной стороны, страна подвержена рискам изменения климата и, как и другие государства, должна быть заинтересована в сокращении выбросов парниковых газов для недопущения его дальнейшего усиления. С другой стороны, декарбонизация в глобальном масштабе ставит многочисленные угрозы перед действующей моделью экономического развития России. В частности, будет постепенно сокращаться спрос на российский экспорт энергоносителей (Makarov et al., 2020), а российские производители энергоемких товаров (металлов, удобрений, продукции химической промышленности и т.д.) будут сталкиваться с требованиями сокращения углеродного следа на международных рынках. Между тем, декарбонизация для России может выступать инструментом диверсификации национальной экономики и перехода на другую модель экономического развития, в большей степени способствующую экономическому росту в долгосрочной перспективе.

В России низкоуглеродная повестка активно развивается в последние несколько лет (Башмаков, 2020; Порфирьев и др., 2020). В 2016 году утвержден План реализации комплекса мер по совершенствованию государственного регулирования выбросов парниковых газов и подготовки к ратификации Парижского соглашения. В 2019 году Россия присоединилась к Парижскому соглашению. В 2021 году принят федеральный закон «Об ограничении выбросов парниковых газов». В процессе утверждения Стратегия долгосрочного экономического развития с низким уровнем выбросов парниковых газов; происходит постепенная увязка планов сокращения выбросов с программами повышения энергоэффективности, поддержки возобновляемых источников энергии, развития зеленого финансирования. При этом, согласно взятой за основу этих усилий регуляторной рамке, федеральный уровень сосредоточен преимущественно на мягком регулировании, которое заключается в выстраивании системы учета и отчетности о выбросах парниковых газов, а также координации действий бизнеса и помощи ему в реализации проектов в области сокращения выбросов и их поглощения.

<sup>2</sup>Green Bonds Market 2021. <https://www.climatebonds.net/>



Многие компании, особенно присутствующие на международных рынках, предпринимают серьезные усилия по сокращению своего углеродного следа и развитию направления ESG (Environmental, Social and Governance – экологическое, социальное и корпоративное управление) в целом. Наиболее активно этим вынуждены заниматься компании из секторов, уязвимых перед СВАМ, а также компании нефтегазового сектора. Часть российских компаний присоединяется к стандартам раскрытия информации, связанной с выбросами и климатическими рисками, демонстрируя готовность вносить вклад в противодействие изменению климата.

Несмотря на действия властей и отдельных компаний, усилия России на текущий момент кажутся недостаточно амбициозными в сравнении с климатической политикой многих других стран мира. В частности, проект Стратегии долгосрочного экономического развития с низким уровнем выбросов парниковых газов содержит несколько сценариев развития климатического регулирования, в каждом из которых выбросы будут выше, чем в 2017 году<sup>3</sup>. Во многих международных рейтингах климатические усилия России также оцениваются на достаточно низком уровне. Так, в Climate Change Performance Index Россия занимает 52 место (из 61)<sup>4</sup>, в the Green Future Index – 73 место (из 76)<sup>5</sup>. Это несет за собой дополнительные риски на международных рынках.

Более жесткое регулирование, предполагающее постановку амбициозных целей сокращения выбросов и введение цены на углерод, пока только начинает отрабатываться на региональном уровне. В частности, пилотный проект по выстраиванию системы торговли выбросами, нацеленный на обеспечение углероднейтральности к 2025 г., запущен в Сахалинской области. Запуск схожих пилотных проектов обсуждается в Алтайском крае, Ханты-Мансийском автономном округе и Калининградской области. Подобный подход, начинающийся с региональных регуляторных схем, уже реализуется в ряде стран, включая Канаду, США, Австралию и особенно Китай, где создание 7 пилотных механизмов торговли квотами стало ступенью для запуска общенациональной системы.

### Опыт региональных систем

Регионы заинтересованы в развитии низкоуглеродного регулирования по нескольким причинам. Во-первых, это средство поддержания конкурентоспособности их компаний на глобальных рынках, где к продукции предъявляются все более жесткие требования в отношении ее углеродного следа. Во-вторых, это способ привлекать в регион инвестиции от российских, а в перспективе и зарубежных компаний, вынужденных сокращать углеродный след своей продукции (например, для снижения

потерь от СВАМ, следования отраслевым регуляторным нормам или реагирования на требования потребителей продукции), но не способных сделать это исключительно за счет внутренних усилий. В России сокращать выбросы дешевле, чем в большинстве крупных экономик (кроме Китая и Индии), и лишь отсутствие регуляторных рамок как внутри страны, так и на наднациональном уровне сдерживает такой приток инвестиций. В-третьих, комплексные усилия по сокращению выбросов могут стать драйвером экономического роста региона – через развитие более современных технологий, которые одновременно являются и менее углеродоемкими.

Зачастую создание систем регулирования выбросов не на национальном уровне, а в рамках отдельных административных единиц имеет свои преимущества. В частности, формирование климатической политики на субнациональном уровне может позволить стране экспериментировать с различными системами и механизмами и избежать высоких и неоправданных издержек при создании масштабного общестранового регулирования, которое потенциально может оказаться не таким эффективным и более затратным. В некоторых сферах (например, твердые коммунальные отходы и транспорт) эффективность сокращения выбросов выше именно на региональном уровне, поскольку это приносит ясные сопутствующие выгоды населению. Также правительствам административных единиц проще адаптировать систему климатического регулирования под меняющиеся обстоятельства из-за более высокой гибкости таких систем.

Внедрение экономических механизмов регулирования, в частности системы торговли квотами на выбросы, в качестве инструмента климатической политики проще для экономик с меньшим масштабом и более высоким уровнем однородности. Это связано с тем, что при более однородной экономической системе появляется возможность более точно выбирать объекты регулирования, определить необходимый «потолок» выбросов, осуществлять мониторинг, управлять рынком торговли разрешениями и т.д. Другими словами, на базе рынков с меньшей диверсификацией климатическое регулирование может быть организовано наиболее эффективным образом с наименьшими издержками<sup>6</sup>. Во многих странах (например, в Китае, Канаде, США) формирование климатического регулирования начинается именно на уровне отдельных административных единиц – регионов, штатов, провинций и даже городов.

На сегодняшний день наиболее популярными механизмами регулирования являются экономические инструменты, основанные на введении цены на углерод. Их преимуществом является то, что сокращение выбросов происходит с наименьшими издержками, поскольку у экономических агентов есть возможность самостоятельно выбирать для себя наиболее эффективные и наименее ресурсозатратные способы.

Цена на углерод может быть установлена в форме углеродного налога или системы торговли квотами на выбросы. Углеродный налог представляет собой взимание

<sup>3</sup>Минэкономразвития России подготовило проект Стратегии долгосрочного развития России с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года (2020). Минэкономразвития России. [https://www.economy.gov.ru/material/news/minekonomrazvitiya\\_rossii\\_podgotovilo\\_proekt\\_strategii\\_dolgosrochnogo\\_razvitiya\\_rossii\\_s\\_nizkim\\_urovнем\\_vybrosov\\_parnikovyh\\_gazov\\_do\\_2050\\_goda\\_.html](https://www.economy.gov.ru/material/news/minekonomrazvitiya_rossii_podgotovilo_proekt_strategii_dolgosrochnogo_razvitiya_rossii_s_nizkim_urovнем_vybrosov_parnikovyh_gazov_do_2050_goda_.html)

<sup>4</sup>Climate Change Performance Index. <https://ccpi.org/>

<sup>5</sup>The Green Future Index (2021). MIT Technology Review. [https://www.technologyreview.com/2021/01/25/1016648/green-future-index/?utm\\_source=telegram.me&utm\\_medium=social&utm\\_campaign=indeks-zelenogo-buduschegoindex-zelenog](https://www.technologyreview.com/2021/01/25/1016648/green-future-index/?utm_source=telegram.me&utm_medium=social&utm_campaign=indeks-zelenogo-buduschegoindex-zelenog)

<sup>6</sup>IPCC: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change

определенной платы за единицу выбросов, в то время как система торговли квотами предполагает фиксирование выбросов парниковых газов на определенном уровне, распределение разрешений на выбросы между эмитентами и торговлю ими. При превышении установленного порога выбросов компаниям придется докупать дополнительные разрешения, а при возникновении излишка разрешений они могут продать их: и то, и то создает предприятиям финансовые стимулы для сокращения выбросов.

Углеродный налог и системы торговли выбросами имеют свои преимущества и недостатки. Введение системы торговли выбросами (СТВ) позволяет с высокой точностью прогнозировать сокращение выбросов по сравнению с налогом, но при этом имеет более высокие издержки администрирования. При введении углеродного налога при этом компаниям проще оценить потенциальные издержки при отсутствии ограничений на выбросы, тогда как при СТВ возникает дополнительная неопределенность в результате колебания цен на квоты (Goulder, Schein, 2013). Для преодоления недостатков, связанных с обеими системами, рассматриваются также гибридные схемы, сочетающие в себе элементы углеродного налога и системы торговли квотами на выбросы.

Региональными системами углеродного регулирования используются оба подхода. В частности, углеродный налог на субнациональном уровне применяется в некоторых провинциях Канады (Британской Колумбии, Ньюфаундленде и Лабрадоре, Нью-Брансуике и Острове Принца-Эдуарда), штатах Мексики (Сакатекас, Нижняя Калифорния) и испанской Каталонии. Тем не менее, ввиду ограниченных во многих странах (включая Россию) полномочий регионов в части налоговой политики чаще используются системы торговли квотами на выбросы. Наиболее крупные СТВ на региональном уровне действуют в Калифорнии (США), Квебеке (Канада), а также в рамках Региональной инициативы по парниковым газам<sup>7</sup> (Regional Greenhouse Gas Initiative – RGGI) на Северо-Востоке США<sup>8</sup> (рис. 1).

Региональное углеродное регулирование различается не только по механизмам, применяемым для стимулирования сокращения выбросов экономическими агентами,

но и по объектам и объемам регулирования. Например, среди субнациональных систем торговли квотами на выбросы наблюдается высокая дифференциация по охвату регулируемых секторов и объему выбросов. Так, например, СТВ в Квебеке включает в себя 4 сектора (энергетика, промышленность, транспорт и жилищный сектор) и охватывает около 80% выбросов, в то время как в Токийской СТВ включены только 2 сектора (жилищный сектор и промышленность) с охватом лишь 20% выбросов (Emissions Trading Worldwide..., 2021).

Преимущества региональных СТВ можно проследить как в непосредственном сокращении выбросов парниковых газов, так и в синергетических эффектах: увеличении инновационной активности, снижении негативного влияния на здоровье населения, повышении энергетической безопасности. При этом опыт региональных СТВ демонстрирует и их совместимость с экономическим ростом, несмотря на распространенные опасения, что действия по сокращению выбросов могут подрывать темпы прироста экономики. Так, например, снижение углеродоемкости электроэнергетического сектора штатов-участников RGGI сократилось на 30% в 2008–2015 годах благодаря функционированию СТВ, в то время как экономика в аналогичный период увеличилась на 25% (Benefits of Emissions Trading..., 2018).

В Китае пилотный проект СТВ в 7 регионах страны в 2013–2014 годах окончился запуском крупнейшей в мире системы торговли квотами в 2021 году. Успех региональной СТВ Китая заключается, в частности, в ускорении зеленого технологического развития, что проявилось в увеличении количества «зеленых» патентов. Инновационная активность в сфере низкоуглеродных технологий увеличилась в стране в результате запуска пилотных СТВ не только за счет компаний, включенных в существующую конфигурацию программы, но и благодаря «эффекту перелива», который вынудил предприятия, рискующие попасть под регулирование, заранее позаботиться о технологических возможностях сокращения выбросов (Zhu et al., 2019). Аналогично, в ЕС инновационная активность в сфере низкоуглеродных технологий увеличилась на 10%, и при этом не был зафиксирован эффект вытеснения прочих технологий (Calel, Dechezleprêtre, 2014).

Таким образом, экономические механизмы регулирования имеют ряд существенных преимуществ, которые делают их привлекательными инструментами в международной политике по декарбонизации. Введение цены на углерод не только приводит к снижению углеродоемкости

<sup>7</sup>Участниками RGGI являются Коннектикут, Делавэр, Мэн, Мэриленд, Массачусетс, Нью-Гэмпшир, Нью-Джерси, Нью-Йорк, Род-Айленд, Вермонт и Вирджиния

<sup>8</sup>World Bank. Carbon Pricing Dashboard. [https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/map\\_data](https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/map_data)

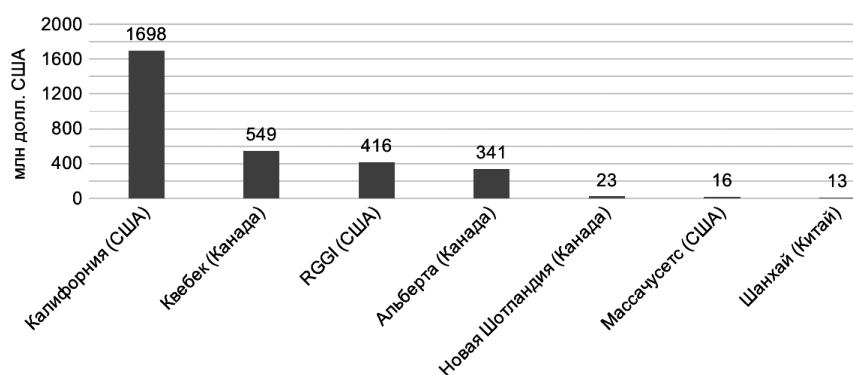


Рис. 1. Крупнейшие региональные СТВ по объемам выручки от торговли, млн долл. США, 2020 г. Источник: World Bank. State and Trends of Carbon Pricing, 2021.

экономики, но также несет с себе набор сопутствующих выгод, среди которых рост «зеленых» инноваций, улучшение качества воздуха и снижение заболеваний, привлечение инвестиций, поддержка конкурентоспособности на зарубежных рынках.

На сегодняшний момент в России углеродное регулирование на основе применения экономических инструментов ограничивается планами запуска пилотной СТВ в Сахалинской области с января 2022 г. Минэкономразвития России внесло законопроект о введение экспериментального регулирования в Сахалинской области, реализация которого предполагает достижение углеродной нейтральности к концу 2025 года. В проекте указано, что под регулирование попадут компании, выбросы которых составят 50 тыс. т CO<sub>2</sub> и более с 1 января 2023 г. и 20 тыс. т и более с 1 января 2025 г. (Федеральный закон..., 2019).

### Возможная система в Татарстане

Татарстан – один из регионов, где пилотный проект в области низкоуглеродного развития был бы наиболее уместен. Регион имеет развитую диверсифицированную экономику, сочетающую мощную добывающую промышленность и обрабатывающий сектор, в том числе и наукоемкие отрасли.

Татарстан – 7й регион России по объему валового регионального продукта. Основными отраслями экономики региона являются добывающий сектор, на который приходится почти треть добавленной стоимости, а также обрабатывающие производства, составляющие около 16% валового регионального продукта (ВРП). При этом регион также является одним из крупнейших экспортных центров страны. Ключевыми товарными группами его экспорта является продукция топливно-энергетического комплекса и химической промышленности, добыча и производство которой характеризуется высокими удельными выбросами на единицу произведенной продукции. Данные отрасли имеют большое значение и для доходов регионального бюджета – поступления в бюджет Татарстана по налогу на прибыль, являющегося основной статьей доходов, от нефтедобычи и химических производств составляла более двух третей совокупных поступлений по данной статье в 2019 году (Отчет об исполнении бюджета Республики Татарстан..., 2019) (рис. 2).

Структура добавленной стоимости региона и экспортно-ориентированность Республики Татарстан обуславливают возможную заинтересованность региона во внедрении углеродного регулирования. В условиях предъявления все более жестких требований к углеродоемкой продукции на

международных рынках, отсутствие внутреннего климатического регулирования может сказаться на положении экспортоориентированных компаний. Особенно важную роль в этой связи играет введение первого в мире механизма трансграничного регулирования СВМ в Европейском союзе, который является основным направлением экспортных поставок из Республики Татарстан (более 70% совокупного объема экспорта).

Поскольку лидерами экономики региона являются компании, работающие не только на российском рынке, но и за рубежом, они подвержены потенциальным барьерам, связанным с высоким углеродным следом, и сами вынуждены будут предпринимать меры по сокращению выбросов парниковых газов для обеспечения своей международной конкурентоспособности.

Некоторые крупнейшие компании Татарстана уже выделяют климатические риски в рамках своего стратегического планирования, а также заявляют о планах по сокращению выбросов. В частности, Татнефть стала участницей международной инициативы Science Based Targets initiative, созданной ООН, Фондом дикой природы и Всемирным институтом ресурсов. Компания планирует достичь углеродной нейтральности к 2050 году и последовательно сокращать выбросы. К 2025 году Татнефть ставит цель снизить углеродоемкость на 10%, к 2030 г. – на 20% по сравнению с базовым 2016 годом<sup>9</sup>. ПАО «Казаньоргсинтез» также заявлял о реализации инициатив по повышению энергоэффективности, которые имеют потенциал сокращения выбросов на 1 млн тонн CO<sub>2</sub> к 2020 году<sup>10</sup>. Компании региона также присоединяются к стандартам раскрытия информации, связанной с вопросами изменения климата – ПАО «Нижнекамскнефтехим» с 2016 года представляет углеродную отчетность по стандарту CDP (Carbon Disclosure Project). В 2021 году компания начала разработку климатической стратегии и также планирует присоединиться к раскрытию корпоративной информации по стандарту TCFD (Task Force on Climate-related Financial Disclosures – Рабочая группа по вопросам раскрытия финансовой информации, связанной с изменением климата)<sup>11</sup>.

Несмотря на то, что некоторые компании реализуют стратегии по сокращению выбросов, большинство предприятий не имеет собственных целей ввиду отсутствия явных стимулов для сокращения углеродоемкости. Введение регулирования со стороны правительства Республики могло бы помочь создать необходимые для этого условия. Татарстан также заинтересован в том, чтобы усилия по сокращению выбросов, предпринимаемые компаниями Республики для выхода на зарубежные рынки,

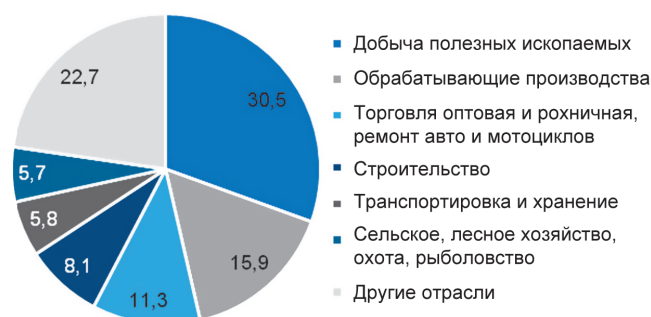


Рис. 2. Отраслевая структура валовой добавленной стоимости Республики Татарстан, в %, 2018 г. Источник: Росстат

<sup>9</sup>Климат и устойчивое энергетическое будущее. ПАО «Татнефть». <https://www.tatneft.ru/ustoychivoe-razvitie/klimat-i-ustoychivoe-energeticheskoe-budushchee/?lang=ru>

<sup>10</sup>Отчет об устойчивом развитии. ПАО «Казаньоргсинтез» (2015). [https://www.kazanorgsintez.ru/upload/docs/otchet\\_ob\\_ustoychivom\\_razviti\\_2015.pdf](https://www.kazanorgsintez.ru/upload/docs/otchet_ob_ustoychivom_razviti_2015.pdf)

<sup>11</sup>Забора об экологии: «Нижнекамскнефтехим» усиливает работу по сокращению выброса парниковых газов. *Реальное время*. <https://realnoevremya.ru/articles/213081-nizhnekamskneftehim-sokraschyaet-vybrosy-parnikovyyh-gazov>

<sup>12</sup>World Bank. Carbon Pricing Assessment and Decision-Making: A Guide to Adopting a Carbon Price (2021)



концентрировались внутри нее, а не реализовывались вне региона из-за отсутствия должных регуляторных рамок.

При этом, в силу того что системных усилий по сокращению выбросов парниковых газов в регионе не предпринималось, существует потенциал дешевого сокращения выбросов, который может быть коммерциализован. Кроме того, масштабы экономики региона позволяют создать здесь работающие рыночные механизмы сокращения выбросов, основной плюс которых – обеспечение возможности сокращения выбросов там, где это дешевле всего (Макаров, Степанов, 2017). Помимо сокращения выбросов, рыночные механизмы будут способствовать привлечению инвестиций, повышению темпов экономического роста в результате инновационного развития, а также поддержанию конкурентоспособности компаний региона на международных рынках.

Существует проработанная схема построения любой системы углеродного регулирования<sup>12</sup>. Она начинается с разработки системы мониторинга отчетности и верификации выбросов парниковых газов. Далее ставится цель по их сокращению и разрабатывается система стимулов, которая сподвигает компании обеспечить реализацию этой цели, причем с минимально возможными издержками. Эти стимулы могут быть различны: они варьируют от поддержки низкоуглеродных проектов до введения углеродного налога, а в большинстве случаев применяются в комбинации «кнута» и «пряника». Последний может включать в себя и целевую государственную поддержку инвестиций в конкретные низкоуглеродные технологии, на которых специализируются инновационные предприятия региона. Это позволит сделать декарбонизацию драйвером технологического развития Республики. «Пряник» может предлагаться не только на республиканском, но и на национальном уровне: в частности, проекты по сокращению выбросов в Татарстане могут пользоваться инструментами «зеленого» финансирования, разрабатываемыми Банком России и корпорацией развития «ВЭБ.РФ».

Отдельно разрабатывается схема зачета углеродных единиц (оффсетов), создающая возможности компаниям сокращать выбросы не только в своей основной деятельности, но и за ее пределами (в том числе за счет реализации проектов в жилищно-коммунальном хозяйстве, в области развития инфраструктуры или в области поглощения выбросов в лесном секторе). Система оффсетов в российских реалиях критически важна: она фактически позволяет объединить спрос на реализацию низкоуглеродных проектов, предъявляемый экспортоориентированными компаниями, заинтересованными в сокращении своего углеродного следа, с наиболее дешевыми проектами по сокращению выбросов, которые к тому же сопряжены со значимыми общественными выгодами: от модернизации муниципальных котельных до мер по борьбе с лесными пожарами.

При этом вся регуляторная рамка не только приводится в соответствие с российским законодательством в области регулирования выбросов и поглощений, но и гармонизируется с механизмами низкоуглеродного регулирования в других российских регионах и международными стандартами. Последнее необходимо для обеспечения учета этих механизмов в рамках СВМ и возможности привлекать внерегиональные и зарубежные инвестиции

в низкоуглеродные проекты.

Общая схема, представленная выше, имеет множество развилок в своей реализации, при прохождении которых необходим учет региональной специфики. Пилотный проект в сфере низкоуглеродного развития на уровне Республики должен базироваться на комплексном подходе, предполагающем совмещение инструментов регулирования выбросов (в том числе цены на углерод) с механизмами адаптации традиционных отраслей к вызовам «зеленого» развития, а также запуском процессов «зеленого» инвестирования. Для выработки деталей такого проекта необходимо совмещение усилий региональной администрации, бизнеса, а также центров компетенций как внутри Республики, так и за ее пределами.

## Заключение

Проект по созданию Сахалинской системы торговли выбросами парниковых газов положил начало климатическому регулированию на территории Российской Федерации. Ряд регионов России уже выразили желание последовать этому примеру. Республика Татарстан также представляется перспективным регионом для создания пилотного проекта в области низкоуглеродного развития. Регион отличается высокой долей добывающей и обрабатывающей промышленности, преимущественно в сфере нефтепереработки, химической промышленности и машиностроения. Поскольку многие предприятия Республики ориентированы на продажу продукции на международных рынках, они будут нести издержки из-за трансграничного регулирования, которое будет введено в переходном виде в Европейском союзе уже начиная с 2023 года и в полную силу начиная с 2026 года. Вероятно, в будущем список продукции, являющейся предметом пограничного компенсационного углеродного механизма ЕС, будет расширяться, а аналогичные схемы появятся и в других странах. Это означает, что дополнительная нагрузка будет возлагаться на все большее число компаний региона, и внутреннее углеродное регулирование необходимо для минимизации данного риска.

Комплексные усилия по низкоуглеродному развитию Республики Татарстан принесут региону ряд преимуществ помимо непосредственно вклада в сокращение выбросов парниковых газов. Прежде всего, они позволят повысить конкурентоспособность компаний на международных рынках ввиду ужесточения требований к углеродоемкой продукции, которая доминирует в экспорте региона. Кроме того, будут созданы стимулы для развития технологий, которые с одной стороны будут способствовать сокращению выбросов, а с другой приведут к ускорению экономического роста. «Зеленое» развитие, особенно если Татарстан запустит его одним из первых среди российских регионов, позволит привлекать инвестиции как от российских инвесторов, так и международных, заинтересованных в сокращении собственного углеродного следа. Круг таких инвесторов постоянно растет и включает в себя крупнейшие авиа-, IT, нефтегазовые компании, возможности выхода на углероднейтральность которых за счет исключительно оптимизации внутренних процессов имеют технологические пределы.

Для построения эффективной системы углеродного регулирования в регионе потребуется создание системы

мониторинга и верификации выбросов, определение механизмов их сокращения, организации схемы зачета углеродных единиц. Необходимо также определение наиболее перспективных направлений «зеленого» развития, имеющих научную и технологическую базу внутри Республики, а также создание республиканских и использование национальных инструментов их стимулирования. Выстраивание комплексной схемы пилотного проекта по развитию низкоуглеродной экономики станет возможным только при координации действий республиканских властей, экспертных центров и бизнеса при поддержке федеральных органов власти.

## Литература

- Башмаков И.А. (2020). Стратегия низкоуглеродного развития российской экономики. *Вопросы экономики*, 7, с. 51–74. <https://doi.org/10.32609/0042-8736-2020-7-51-74>
- Макаров И.А., Степанов И.А. (2017). Углеродное регулирование: варианты и вызовы для России. *Вестник Московского университета. Серия 6: Экономика*, 6, с. 3–22.
- Макаров И.А., Суслов Д.В., Степанов И.А., Серова Д.А. (2021). Поворот к природе: новая экологическая политика России в условиях зелёной трансформации мировой экономики и политики. Под ред. С.А. Караганова. М.: Международные отношения.
- Отчет об исполнении бюджета Республики Татарстан за 2019 год. [https://gossov.tatarstan.ru/file/gossov/docs/other\\_6354.pdf](https://gossov.tatarstan.ru/file/gossov/docs/other_6354.pdf)
- Парижское соглашение. Рамочная конвенция ООН об изменении климата (2015). <https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/rus/109r.pdf>
- Порфирьев Б.Н., Широков А.А., Колпаков А.Ю. (2020). Стратегия низкоуглеродного развития: перспективы для экономики России. *Мировая экономика и международные отношения*, 64(9), с. 15–25. DOI: 10.20542/0131-2227-2020-64-9-15-25
- Решетников М. (2021). Рассчитываем на содержательный диалог с Еврокомиссией по ТУРy. Минэкономразвития России. [https://economy.gov.ru/material/news/maksim\\_reshetnikov\\_rasschityvaem\\_na\\_soderzhatelnyy\\_dialog\\_s\\_evrokommissey\\_po\\_turu.html?utm\\_source=yxnews&utm\\_medium=desktop&nw=1626284676000](https://economy.gov.ru/material/news/maksim_reshetnikov_rasschityvaem_na_soderzhatelnyy_dialog_s_evrokommissey_po_turu.html?utm_source=yxnews&utm_medium=desktop&nw=1626284676000)
- Федеральный закон «О проведении эксперимента по квотированию выбросов загрязняющих веществ и внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в части снижения загрязнения атмосферного воздуха» от 26.07.2019 N 195-ФЗ
- Benefits of Emissions Trading: Taking Stock of the Impacts of Emissions

- Trading Systems Worldwide (2018). ICAP. [https://icapcarbonaction.com/en/?option=com\\_attach&task=download&id=575](https://icapcarbonaction.com/en/?option=com_attach&task=download&id=575)
- Calel R., Dechezleprêtre A. (2014). Environmental Policy and Directed Technological Change: Evidence from the European carbon market. [https://personal.lse.ac.uk/dechezle/Calel\\_Dechezlepretre\\_2014.pdf](https://personal.lse.ac.uk/dechezle/Calel_Dechezlepretre_2014.pdf)
- Carbon Border Adjustment Mechanism (2021). European Commission. [https://ec.europa.eu/info/files/carbon-border-adjustment-mechanism\\_en](https://ec.europa.eu/info/files/carbon-border-adjustment-mechanism_en)
- Emissions Trading Worldwide. ICAP Status Report (2021). Berlin: International Carbon Action Partnership. <https://icapcarbonaction.com/en/icap-status-report-2021>
- Goulder L.H., Schein A. (2013). Carbon Taxes vs. Cap and Trade: A Critical Review. <https://ssrn.com/abstract=2308219>
- IRENA (2020). Renewable Power Generation Costs in 2019. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [file:///C:/Users/Daria/Desktop/TEMP/IRENA\\_Power\\_Generation\\_Costs\\_2019.pdf](file:///C:/Users/Daria/Desktop/TEMP/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf)
- Makarov I.A., Chen H., Paltsev S. (2020). Impacts of climate change policies worldwide on the Russian economy. *Climate Policy*, 20(10), pp. 1242–1256. <https://doi.org/10.1080/14693062.2020.1781047>
- World Bank. State and Trends of Carbon Pricing (2021). Washington, DC: World Bank. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/35620>
- Zhu J., Fan Y., Deng X. et al. (2019). Low-carbon innovation induced by emissions trading in China. *Nat Commun*, 10. <https://doi.org/10.1038/s41467-019-12213-6>

## Сведения об авторах

**Игорь Алексеевич Макаров** – доцент, руководитель департамента мировой экономики, заведующий научно-учебной лабораторией экономики изменения климата

Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики»  
Россия, Москва, М. Ордынка ул., д. 17

**Евгения Эдуардовна Музыченко** – стажер-исследователь, научно-учебная лаборатория экономики изменения климата

Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики»  
Россия, Москва, М. Ордынка ул., д. 17

Статья поступила в редакцию 19.07.2021;  
Принята к публикации 02.08.2021;  
Опубликована 30.08.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

# On the possibilities of launching a regional pilot project for the development of a low-carbon economy in the Republic of Tatarstan

*I.A. Makarov\*, E.E. Muzychenko*

*National Research University Higher School of Economics, Moscow, Russian Federation*

*\*Corresponding author: Igor A. Makarov, e-mail: imakarov@hse.ru*

**Abstract.** Decarbonization is one of the main trends in global development of the last decade. More than 120 countries have already announced plans to achieve net-zero emissions by the middle of the century. Among them are Russia's largest trading partners, including the European Union, China, Japan, the Republic of Korea, Kazakhstan, as well as the United States. These ambitions are supported by a tightening carbon regulation: carbon pricing has already been set up in 64 countries and regions. In the largest emissions trading system – the European one – carbon price has already exceeded 50 euros per ton of emissions.

Significant effort in decarbonization has been taken in many industries (e.g., civil aviation, maritime transport, oil and gas industry), companies (which set up carbon neutrality targets and introduce internal carbon pricing) and the financial sector. Standards for corporate information disclosure about emissions and strategies for their reduction, in particular CDP and TCFD, are being developed and adopted. At the same time, ways to put pressure on competitors who do not want to bear the costs associated with reducing greenhouse gas emissions are being developed. For example, the Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) will be launched by the

European Union in 2023. All these trends mean that products with low carbon footprint become not just a competitive advantage for a company, but also an inevitable condition for its presence on the international market. Companies with a high carbon footprint face less favorable conditions of borrowing, as well as trading barriers and growing pressure from customers both corporate and individual.

In this regard, the development of low-carbon economy in Russia is inevitable to minimize the costs associated with tightening regulation. It is becoming particularly relevant for export-oriented regions with large emissions, including the Republic of Tatarstan. In our opinion, the launch of a pilot project to regulate greenhouse gas emissions in this region is important not only for GHG reduction itself, but also for increasing competitiveness of Tatarstan companies on international markets and attracting investment from both Russian and foreign investors. In this paper, we explain the need to launch such a pilot and relying on the existing Russian and international experience on the one hand and taking into account the characteristics of Tatarstan's economy on the other, we demonstrate a scheme by which such a project can be organized.

**Keywords:** low-carbon economy, decarbonization, Carbon Border Adjustment Mechanism, carbon footprint, international markets, GHG emissions regulation, pilot project

**Recommended citation:** Makarov I.A., Muzychenko E.E. (2021). On the possibilities of launching a regional pilot project for the development of a low-carbon economy in the Republic of Tatarstan. *Georesursy = Georesources*, 23(3), pp. 24–31. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.4>

## References

- Bashmakov I.A. (2020). Russian low carbon development strategy. *Voprosy ekonomiki*, 7, pp. 51–74. (In Russ.). <https://doi.org/10.32609/0042-8736-2020-7-51-74>
- Benefits of Emissions Trading: Taking Stock of the Impacts of Emissions Trading Systems Worldwide (2018). ICAP. [https://icapcarbonaction.com/en/?option=com\\_attach&task=download&id=575](https://icapcarbonaction.com/en/?option=com_attach&task=download&id=575)
- Budget implementation report of the Republic of Tatarstan for 2019. (In Russ.). [https://gossov.tatarstan.ru/file/gossov/docs/other\\_6354.pdf](https://gossov.tatarstan.ru/file/gossov/docs/other_6354.pdf)
- Calel R., Dechezleprêtre A. (2014). Environmental Policy and Directed Technological Change: Evidence from the European carbon market. [https://personal.lse.ac.uk/dechezle/Calel\\_Dechezlepretre\\_2014.pdf](https://personal.lse.ac.uk/dechezle/Calel_Dechezlepretre_2014.pdf)
- Carbon Border Adjustment Mechanism (2021). European Commission. [https://ec.europa.eu/info/files/carbon-border-adjustment-mechanism\\_en](https://ec.europa.eu/info/files/carbon-border-adjustment-mechanism_en)
- Goulder L.H., Schein A. (2013). Carbon Taxes vs. Cap and Trade: A

*Critical Review*. <https://ssrn.com/abstract=2308219>

Emissions Trading Worldwide. ICAP Status Report (2021). Berlin: International Carbon Action Partnership. <https://icapcarbonaction.com/en/icap-status-report-2021>

IRENA (2020). Renewable Power Generation Costs in 2019. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [file:///C:/Users/Daria/Desktop/TEMP/IRENA\\_Power\\_Generation\\_Costs\\_2019.pdf](file:///C:/Users/Daria/Desktop/TEMP/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf)

Makarov I.A., Chen H., Paltsev S. (2020). Impacts of climate change policies worldwide on the Russian economy. *Climate Policy*, 20(10), pp. 1242–1256.

Makarov I.A., Stepanov I.A. (2017). Carbon Regulation: Options and Challenges for Russia. *Moscow University Economics Bulletin*, 6, pp. 3–22. (In Russ.)

Makarov I.A., Suslov D.V., Stepanov I.A., Serova D.A. (2021). Turn to nature: Russia's new environmental policy in the context of the green transformation of the world economy and politics. Ed. S.A. Karaganova. Moscow: "Mezhdunarodnye otnosheniya" (In Russ.)

On Conducting an Experiment on Quotas for Pollutant Emissions and Amending Certain Legislative Acts of the Russian Federation to Reduce Air Pollution. Federal Law (2019). 26.07.2019 N 195-FZ (In Russ.)

Paris Agreement (2015). United Nations Framework Convention on Climate Change. [https://unfccc.int/sites/default/files/english\\_paris\\_agreement.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf)

Porfir'ev B.N., Shirov A.A., Kolpakov A.Yu. (2020). Low-Carbon Development Strategy: Prospects for the Russian Economy. *Mirovaya ekonomika i mezhdunarodnye otnosheniya*, 64(9), pp. 15–25. (In Russ.). <https://doi.org/10.20542/0131-2227-2020-64-9-15-25>

Reshetnikov M. (2021). We look forward to a meaningful dialogue with the European Commission on the EU Carbon Border Adjustment. Ministry of Economic Development of Russia (In Russ.). [https://economy.gov.ru/material/news/maksim\\_reshetnikov\\_rasschityvaem\\_na\\_soderzhatelnyy\\_dialog\\_s\\_evrokomissiei\\_po\\_turu.html?utm\\_source=yxnews&utm\\_medium=desktop&nw=1626284676000](https://economy.gov.ru/material/news/maksim_reshetnikov_rasschityvaem_na_soderzhatelnyy_dialog_s_evrokomissiei_po_turu.html?utm_source=yxnews&utm_medium=desktop&nw=1626284676000)

World Bank. State and Trends of Carbon Pricing (2021). Washington, DC: World Bank. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/35620>

Zhu J., Fan Y., Deng X. et al. (2019). Low-carbon innovation induced by emissions trading in China. *Nat Commun*, 10. <https://doi.org/10.1038/s41467-019-12213-6>

## About the Authors

*Igor A. Makarov* – Associate Professor, Head of the School of World Economy, Head of the Laboratory for Economics of Climate Change

National Research University Higher School of Economics  
17, M. Ordynka st., Moscow, Russian Federation

*Evgeniya E. Muzychenko* – Research Assistant, Laboratory for Economics of Climate Change

National Research University Higher School of Economics  
17, M. Ordynka st., Moscow, Russian Federation

*Manuscript received 19 July 2021;*

*Accepted 2 August 2021; Published 30 August 2021*



## О первоочередных мерах повышения инвестиционной привлекательности нефтепоисковых работ в условиях энергоперехода

А.В. Соколов

ООО «ПЕТРОГЕКО», Нижневартовск, Россия  
e-mail: sokolov@petrogeco.ru

Стране необходимы свежие рентабельные запасы «здесь и сейчас», способные замедлить темп падения добычи нефти. В этой связи, распорядителю недр необходимо срочно принимать кардинальные меры, направленные на привлечение инвестиций в нефтепоисковые работы и ускорение этого процесса. Все надежды связаны только с независимыми инвесторами, обладающими наибольшим потенциалом для ускорения и наращивания поисковой активности. Для стимулирования нефтепоисковых работ распорядителю недр необходимо сделать несколько шагов навстречу независимым инвесторам.

**Ключевые слова:** нефтепоисковые работы, геологоразведочные работы, независимые инвесторы, энергопереход, рентабельные запасы, инвестиции, нефтедобыча, Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов

**Для цитирования:** Соколов А.В. (2021). О первоочередных мерах повышения инвестиционной привлекательности нефтепоисковых работ в условиях энергоперехода. *Георесурсы*, 23(3), с. 32–35. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.5>

Усиление мер по декарбонизации во многих странах и связанное с этим активное развитие альтернативных видов источников энергии, возможно, приведёт к вытеснению и полному замещению доли нефти из общего энергобаланса многих стран к 2040 году. В этой связи, сроки реализации отечественных нефтепоисковых проектов, возможно, еще до окончания геологоразведочного процесса, попадут в зону экономической недоступности. Учитывая, что длительность поисков и разведки нефтегазовых месторождений занимает 10 и более лет, в ближайшее двадцатилетие геологоразведочные работы (ГРП), стоящие в начале всего процесса подготовки к нефтедобыче, будут наиболее уязвимыми с точки зрения обесценения инвестиций.

В этой связи, сроки реализации отечественных грандиозных и затратных нефтепоисковых проектов, для исполнения которых запрашиваются триллионы бюджетных рублей и бесконечные льготы по освобождению от налогов, возможно, еще до окончания геологоразведочного процесса попадут в зону экономической недоступности.

Следует признать, что предложенные распорядителем стимулирующие меры по увеличению объемов ГРП и повышения качества открываемых запасов нефти так и не дали должного результата. Кроме того, остались на бумаге нереализованные объемы инвестиций, необходимые для освоения ресурсной базы и, соответственно, объем налоговых поступлений в бюджет. Очень красноречиво об этом говорят сведения на примере ХМАО-Югра (табл. 1)

Между тем, ситуация в отечественной нефтедобыче свидетельствует о неумолимом приближении долгосрочного тренда снижения добычи. Существует множество прогнозов на этот счет, но все авторы этих расчетов единодушны в том, что без новых месторождений темпы падения добычи будут еще более существенными. В

качестве иллюстрации на рисунке 1 приводится один из прогнозов Минэнерго.

Сегодня официальными мейнстримами, где государство ждет прироста свежих нефтяных запасов, способных, как ожидается, упредить тенденцию падения добычи, объявлены Баженовский проект, Арктический шельф и Арктическое побережье Карского моря. Под эти направления уже выданы и обещаны многомиллиардные бюджетные субсидии и налоговые преференции, созданы центры компетенций и национальные проекты.

Между тем, по Баженовскому проекту промысловые эксперименты пока продолжаются, и объявленные прогнозы только ожидают своего подтверждения. Таким образом, вовлечение Баженовской свиты в активную разработку остается далеко за горизонтом долгосрочного планирования, и вклад в ближайшую добычу будет ничтожным.

Арктический шельф со всеми своими экологическими и технологическими ограничениями если когда-то и выдаст промышленную нефть, то в обозримом будущем сможет давать не более 10–12 млн тонн добычи, что явно недостаточно. Открытые шельфовые нефтяные месторождения

| Поисковая зона  | Ожидаемый объем инвестиций, необходимый для освоения ресурсов, млрд. руб. | Ожидаемый объем налоговых поступлений в бюджет в результате освоения ресурсов, млрд. руб. |
|-----------------|---|---|
| ХМАО-Югра       |   |   |
| Колтогорская    | 7,09  | 115,6   |
| Казымская       | 37,46   | 656,89  |
| Октябрьская     | 7,29  | 142,52  |
| Александровская | 3,87  | 72,61   |
| Юганская        | 6,86  | 141,26  |
| Всего           | 62,57   | 1128,88   |

Табл. 1. Ожидания инвестиций в нефтепоисковые работы и налоговых поступлений в бюджет (по материалам ЦРН ХМАО-Югра им. В.И. Штильмана, 2018)

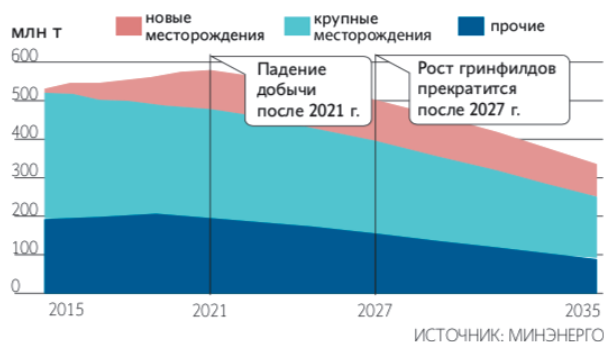


Рис. 1. Прогноз уровней добычи в РФ (по материалам Минэнерго, 2015)

– Победа (Карское море, 2014) и Центрально-Ольгинское (Море Лаптевых, 2017), по всей вероятности, никогда не будут введены в разработку.

Возведенная в ранг государственной идеи годовая загрузка Северного морского пути до 80 млн тонн грузооборота целиком зависит от размера транспортировки добытой нефти с Пайяхского кластера месторождений вдоль побережья Карского моря и, возможно, с других арктических шельфовых проектов. Несмотря на то, что на государственный баланс в 2019 году поставлены 1,2 млрд извлекаемых запасов, их еще надо превратить в доказанные. А на это потребуется десятилетие и огромные физические объемы глубокого бурения. И какой при этом будет коэффициент подтверждаемости запасов, еще только предстоит выяснить.

В свете вышесказанного, очевидно, что стране необходимы свежие рентабельные запасы «здесь и сейчас», способные компенсировать или хотя бы как-то замедлить темп падения добычи нефти. В этой связи, распорядителю недр необходимо срочно принимать кардинальные меры, направленные на вовлечение инвестиций в нефтепоисковые работы и ускорение этого процесса.

Следует сказать, что участие государства в масштабном финансировании нефтепоисковых работ в ближайшей и среднесрочной перспективе представляется невозможным и нецелесообразным. По разным причинам. Начиная с 2003 года, как был отменен налог на воспроизводство минерально сырьевой базы, государство присутствует в геологоразведке лишь символически, ограничиваясь региональными работами, да и то в не должном объеме.

Не следует ждать увеличения объемов высокорисковых нефтепоисковых работ и со стороны нефтяных компаний, т.к. поисковый потенциал их лицензионных участков практически исчерпан. Как показывает опыт прошлых лет, в основной своей массе размеры открытий, их запасы, становятся все более маргинальными. В итоге, многие месторождения уже при открытии являются нерентабельными, а их ввод в разработку затягивается на многие десятилетия.

Так, из материалов Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ФБУ «ГКЗ») следует, что в период с 2000 по 2016 гг. в РФ было открыто 850 месторождений нефти и газа, из них 18% открытых месторождений введены в разработку в течение 5 лет; 7% – в течение 10 лет и 1% – в течение 15 лет. 54% открытых месторождений не введены в разработку, а об остальных 20% открытых месторождений в государственном балансе нет данных о сроке ввода в разработку (рис. 2).

Статистика свидетельствует, что нефтяные компании подавляющий объем прироста запасов углеводородов (УВ) обеспечивают на своих разрабатываемых месторождениях.

Таким образом, фактически, все надежды по восстановлению минерально-ресурсной базы связаны только с третьей группой игроков на рынке недропользования – независимыми инвесторами. Однако показывает жизнь – даже самые непоколебимые оптимисты уходят из этого сегмента рынка. Почему это происходит?

**Во-первых**, текущее финансирование поисковых работ в рамках лицензии на геологическое изучение недр стало происходить, как правило, за счет капитала основных владельцев, т.к. в стране практически полностью исчезла возможность привлечения инвестиций по разным причинам.

Регулярные совещания у распорядителя недр про необходимость развития юниорных геологоразведочных компаний, привлечение рыночных механизмов, таких как биржи и финансовые институты, создание информационно-торговых площадок, и т.д. и т.п. пока остаются разговорами и планами на бумаге.

**Во-вторых**, выдавая свидетельство о факте открытия месторождения в рамках лицензии на геологическое изучение недр, государство признает, что для конкретного участка недр была создана прибавочная стоимость за счет средств независимого инвестора. Однако на капитализацию компании инвестора это никак не влияет, поскольку в рамках пятилетней лицензии на геологическое изучение запрещена любая коммерческая деятельность. В итоге, в течение всего периода нефтепоисковых работ, стоимость нефтепоисковых компаний имеет «мусорные» значения.

**В-третьих**, «финальным ударом» по мотивации независимых инвесторов к финансированию нефтепоисковых работ является необходимость выплаты разового платежа по факту открытия месторождения в рамках лицензии на геологическое изучение. Если новое месторождение окажется достаточно крупным по запасам, размер платежа будет соизмерим, а иногда может даже превысить стоимость поисковых работ. Этот платеж обязателен, если компания хочет сохранить право недропользования на открытое месторождение. Но уже в ином статусе – нефтедобывающей организации. Если же разовый платеж не будет уплачен, то это квалифицируется как нарушение существенных лицензионных условий, и, соответственно, лицензия будет досрочно отозвана.

**И наконец, в-четвертых**, следует признать, что в настоящее время наблюдается абсолютная девальвация оценок ресурсного потенциала. Так, в частности, на

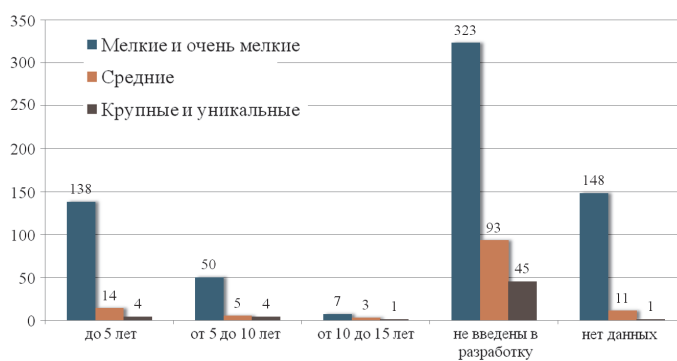


Рис. 2. Динамика вовлечения открытых месторождений в разработку с 2000 по 2016 гг. (по материалам ФБУ ГКЗ РФ, 2017)

государственном балансе РФ (на 01.01.2018) числится 13 млрд т перспективных ресурсов (Д0) и 45 млрд т прогнозных ресурсов (Д1+Д2). Сколько из них рентабельных? Нужно ли их опоисковывать любой ценой? Ответов нет.

В этом плане показательна статистика по ХМАО-Югре. Из 1727 шт. ловушек УВ 94% имеют ресурсы менее 3 млн т., половина из которых находится в отложениях нижней и средней юры, очень сложных по своему геологическому строению. Т.е. изначально понятно, что подтверждаемость этих оценок будет крайне низкой. По-сути, практически весь фонд локальных ловушек ХМАО-Югра находится за порогом рентабельности при текущей налоговой конъюнктуре. Этой неразберихой в ресурсных оценках пользуются недобросовестные игроки, которые проникли на рынок геологического изучения. В итоге, каждые пять лет происходит обновление состава независимых недропользователей практически наполовину (табл. 2). На поисковые участки приходят новые компании, не имеющие ни лицензий, ни опыта работы на территории округа.

| Год          | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | Итого |
|--------------|------|------|------|------|------|------|------|-------|
| Выдано       | 13   | 14   | 8    | 20   | 25   | 7    | 28   | 115   |
| Аннулировано | 12   | 5    | 5    | 14   | 10   | 3    | 4    | 53    |

Табл. 2. Оборот поисковых лицензий типа НП в ХМАО-Югра (по материалам ЦРН ХМАО-Югра им. В.И. Штильмана, 2016)

Тем не менее, несмотря на вышеописанные проблемы, многолетний опыт автора в практической геологоразведке позволяет утверждать – наибольшим потенциалом для ускорения и наращивания поисковой активности обладают именно венчурные компании, которые не планируют становиться нефтяниками. И ограничивают свой бизнес только проведением нефтепоисковых работ.

И чтобы привлечь независимых предпринимателей в недропользование и стимулировать поисковые работы на нераспределенном фонде недр, необходимо создать условия для увеличения инвестиционной привлекательности этого бизнеса.

Для этого, распорядителю недр необходимо сделать четыре шага навстречу независимым инвесторам.

**Шаг Первый: Отменить необходимость оплаты разового платежа за открытие в рамках лицензии на геологическое изучение** для тех недропользователей, которые заранее откажутся, в случае открытия месторождения, от переоформления лицензии на разведку и добычу. При этом исключительное право продажи открытых запасов оставить за государством.

Для этого, необходимо ввести в обиход понятие «Независимая геологоразведочная компания» (НГРК). Этот статус должен присваиваться юридическому лицу, получившему лицензию на геологическое изучение недр, согласно Приказу МПР России от 15.03.2005 N 61 (ред. от 27.01.2014).

**Распределение средств, полученных от продажи месторождения на аукционных торгах, будет происходить между НГРК и государством по заранее обдуманной формуле.**

В предложенном сценарии государство, выступая гарантом и посредником, получает возможность по итогам аукциона получить доход, сопоставимый с раз- мерами разовых платежей. В свою очередь, независимые

компании, в случае открытия и продажи рентабельных запасов, не только компенсируют понесенные затраты, но и получают существенную прибыль. Также появляется основа для капитализации независимых поисковых компаний уже в процессе пятилетнего цикла проведения нефтепоисковых работ.

Кроме того, имеется целый ряд дополнительных положительных косвенных эффектов. Так, в частности, за счет ожидаемых размеров открытых запасов и их рентабельности появляется основа для повышения капитализации независимых поисковых компаний уже в процессе пятилетнего цикла проведения ГРП.

Возрастание количества венчурных компаний в лице НГРК приведет к увеличению заказов на сейсморазведочные работы и глубокое бурение, поскольку их собственники объективно должны быть заинтересованы в повышении культуры производства и научно-техническом сопровождении ГРП.

### **Шаг Второй: Признание факта открытия месторождения на суше без спуска эксплуатационной колонны.**

На протяжении десятилетий все отечественные классификации запасов (в т.ч. и действующая: Классификация запасов и ресурсов..., 2013) считают запасы доказанными и признают факт открытия месторождения только после получения промышленного дебита нефти в процессе испытания продуктивного пласта в эксплуатационной колонне. И это было справедливо. Однако развитие технологий опробования пластов на кабеле позволил с одинаковой степенью достоверности оценивать промышленный потенциал объекта так же, как и в колонне. Это ускоряет и удешевляет процесс изучения недр. Не случайно, запасы последних нефтяных открытий на шельфе морей Карского, Лаптевых, Сахалина были приняты по результатам опробования пластов на кабеле. Смысл нововведения понятен – в условиях короткой навигации, сложной ледовой обстановки, времени на спуск колонны в поисковой скважине, нагруженной большой программой исследовательских работ (отбор керна, каротажи), уже не остается.

По глубокому убеждению автора настоящей публикации, назрела насущная необходимость распространить эту возможность и на поисковые скважины, пробуренные на суше. В условиях большой удаленности, большой геологической нагрузки, ограниченного времени действия зимников для мобилизации-демобилизации бурового станка, подобное решение существенно удешевит поисковое бурение.

Для реализации этого предложения необходимо всего лишь изменить и дополнить некоторые пункты регламентных документов, а именно:

В классификации запасов (Классификация запасов и ресурсов..., 2013):

Убрать из п.15 фразу: «...на акваториях морей, в том числе на континентальных шельфах морей Российской Федерации в территориальных водах, во внутренних морских водах, а также Каспийском и Азовском морях...»

и читать п.15: «Для открываемых месторождений к запасам категории С1 относят залежь/часть залежи, вскрытую первой поисковой скважиной, в которой получены качественные результаты гидродинамического каротажа (ГДК), позволяющего оценить характер насыщенности пласта».

В методических рекомендациях по применению новой



классификации (Классификация запасов и ресурсов..., 2013):

Убрать из п. 36 з) фразу: «...в акваториях морей, в том числе на континентальном шельфе РФ, в территориальных водах, во внутренних морских водах, а также в Каспийском и Азовском морях...»

и читать: «Для открываемых месторождений в первых поисковых скважинах допускается исследование пластическими насосами на кабеле.»

Убрать из п. 48 фразу: «...(исключения составляют месторождения в акваториях морей, в том числе на континентальном шельфе РФ, в территориальных водах, во внутренних морских водах, а также в Каспийском и Азовском морях)...».

### **Шаг Третий: Отменить запрет на бурение ниже горного отвода для изучения глубокозалегающих горизонтов.**

Этот запрет резко тормозит процесс поисков нефти в глубокозалегающих горизонтах на длительно разрабатываемых месторождениях. Сейчас для этого нужна отдельная поисковая лицензия. Сложно себе представить в условиях практики недропользования, что какой-то посторонний инвестор захочет заняться поисками нефти на месторождении, которое разрабатывает другая компания.

Однако сейчас процесс получения отдельной поисковой лицензии и связанное с этим создание и согласование отдельных проектных решений, существенно тормозит и мешает изучению недр.

### **Шаг четвертый: разработать методические решения экономической эффективности открываемых и разведанных запасов.**

В настоящий момент на государственном балансе запасов по категориям В2+С2 – 12,1 млрд т извлекаемых (без Пайяхи и Западно-Иркийского месторождений). Смогут ли они стать поставщиками свежих запасов в ближайшей перспективе? К сожалению, сегодня отсутствуют признанные распорядителем недр методические решения экономической оценки открываемых и разведанных запасов,

что в итоге делает невозможным понимание дальнейшего экономически оправданного освоения таких запасов.

В описанных выше предложениях нет просьб на дополнительное бюджетное финансирование или же получение особых льгот. Нужны только действия распорядителя недр на создание условий для внедрения реальных рыночных механизмов.

Реализация предложенных шагов будет способствовать решению главных задач – ускорению поисковых работ, увеличению прироста запасов нефти за счет открытий новых месторождений. Возрастание количества НГРК приведет к увеличению заказов на сейсморазведочные работы и глубокое бурение. Собственники НГРК будут крайне заинтересованы в повышении культуры производства и научно-техническом сопровождении работ, поскольку рыночная стоимость НГРК в процессе пятилетнего периода проведения ГРП уже может стать существенной, что будет способствовать привлечению инвестиций. Что, в свою очередь, повысит мотивацию проведения нефтепоисковых работ и будет способствовать формированию новой бизнес среды, которая будет стимулировать возникновение и развитие творчески мыслящих профессиональных команд, обладающих безупречной репутацией и способных управлять геологоразведочным процессом.

### **Литература**

Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов (2013). Нормативно-методическая документация. Издание второе. М., 500 с.

### **Сведения об авторе**

Александр Владимирович Соколов – канд. геол.-мин. наук, директор по геологоразведке, ООО «ПЕТРОГЕКО» Россия, 628606, ХМАО-Югра, Нижневартовск, ул. Самотлорная, д. 20

Статья поступила в редакцию 26.07.2021;  
Принята к публикации 02.08.2021;  
Опубликована 30.08.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

## **On top-priority measures to improve the investment attractiveness of oil prospecting in energy transition**

A.V. Sokolov

Petrogeo JSC, Nizhnevartovsk, Russian Federation  
e-mail: sokolov@petrogeo.ru

**Abstract.** The country needs new, profitable «here and now» reserves that can slow the rate of oil production decline. In this regard, the subsoil manager urgently needs to take fundamental measures to raise investment in oil prospecting and to speed up the process. All hopes rest upon independent investors who have potential to accelerate and increase prospecting activity. In order to stimulate oil prospecting, the subsoil manager needs to take several steps towards independent investors.

**Keywords:** oil prospecting, exploration, independent investors, energy transition, profitable reserves, investments, oil production, classification of oil and combustible gas reserves and resources

### **References**

Classification of oil and combustible gas reserves and resources (2013). Regulatory and guidance documentation. II ed. Moscow, 500 p. (In Russ.)

**Recommended citation:** Sokolov A.V. (2021). On top-priority measures to improve the investment attractiveness of oil prospecting in energy transition. *Georesursy = Georesources*, 23(3), pp. 32–35. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.5>

### **About the Author**

Alexander V. Sokolov – PhD (Geology and Mineralogy), Director for Geological Exploration  
Petrogeo JSC  
20, Samotlornaya st., Nizhnevartovsk, Khanty-Mansi Autonomous Area–Yugra, 628606, Russian Federation

Manuscript received 26 July 2021;  
Accepted 2 August 2021;  
Published 30 August 2021

# Поглощение углерода лесами регионов Поволжья и Сибири: состояние и перспективы

А.И. Пыжев<sup>1,2\*</sup>, Е.А. Ваганов<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Сибирский федеральный университет, Красноярск, Россия

<sup>2</sup>Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН, Новосибирск, Россия

Перспектива экономического развития России будет неразрывно связана с успешностью участия страны в реализации глобальных климатических инициатив. Формируемая в настоящий момент стратегия развития национальной экономики с низким уровнем выбросов парниковых газов подразумевает наиболее полное использование потенциала поглощения углерода лесными экосистемами, в том числе за счет реализации различных лесоклиматических проектов. В статье показано, что несмотря на самые большие в мире лесные площади, углерод-поглощающая способность российских лесов не может сбалансировать антропогенные выбросы парниковых газов. На примерах нескольких регионов Поволжья и Сибири рассмотрена пространственная динамика бюджета углерода лесов в 2010-х гг. Для богатых бореальными лесами регионов Сибири наблюдается существенная диспропорция между количественными и качественными характеристиками лесных ресурсов и поглощающей способностью, которая объясняется неэффективным режимом лесохозяйствования на территории и высокой интенсивностью лесных нарушений. С учетом того, что выстраивание результативной системы борьбы с лесными пожарами и насекомыми-вредителями требует очень объемных и дорогостоящих мероприятий, эффективность которых оценить затруднительно, помимо использования потенциала наращивания поглощения углерода в традиционных лесных регионах при реализации лесоклиматических проектов следует обратить внимание и на малолесные районы.

**Ключевые слова:** экономика климатических изменений, лесные экосистемы, углерод-поглощающая способность лесов, бюджет углерода, парниковые газы, Россия, глобальные климатические инициативы, лесоклиматические проекты

**Для цитирования:** Пыжев А.И., Ваганов Е.А. (2021). Поглощение углерода лесами регионов Поволжья и Сибири: состояние и перспективы. *Георесурсы*, 23(3), с. 36–41. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.6>

**Введение.** Актуальность проблемы глобальных климатических изменений и их влияния на различные аспекты общественной и экономической жизни перестала вызывать сомнение в последние годы. Неминуемое внедрение в практику международной экономической деятельности регулирования, связанного с учетом эмиссии и поглощения парниковых газов отдельными предприятиями, регионами и странами, актуализирует проблему корректного учета составляющих углеродного бюджета, а также активных мер по сокращению выбросов парниковых газов различными способами. Политические руководители ведущих экономик мира в последнее время соревнуются в формулировании национальных целей и вкладов в решение проблемы глобального потепления, пытаясь сбалансировать амбициозность провозглашаемых обещаний и возможность их практической реализации (Rogelj et al., 2021). Разумеется, данная тематика вызывает пристальное внимание всего академического сообщества и требует комплексного, междисциплинарного ответа на многие вопросы (Данилов-Данильян и др., 2020).

Для России данная проблема особенно важна в силу следующих причин. Во-первых, наша страна является четвертым в мире эмитентом парниковых газов после Китая, США и Индии (по данным за 2019 год, валовые выбросы составили 2 119,4 млн т CO<sub>2</sub>-эквивалента). Во-вторых,

динамика выбросов за последние годы достаточно устойчива и не имеет выраженной тенденции к сокращению. В-третьих, проектируемые в настоящее время системы трансграничного углеродного регулирования подразумевают взимание основной части платы за выбросы парниковых газов преимущественно с производителей первичных природных ресурсов, что угрожает прежде всего странам с сырьевой структурой экономики (Порфирьев и др., 2020; Колпаков, 2021; Широков и др., 2021).

В соответствии с нормами IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change – Межгосударственная группа экспертов по изменению климата), учет углеродного бюджета ведется на уровне отдельных стран, при этом нормы Парижского климатического соглашения 2015 года подразумевают, что страны вправе самостоятельно определять национальный вклад в борьбу с глобальным потеплением. Для России цель сформулирована следующим образом: к 2030 году необходимо обеспечить сокращение выбросов до 70% от уровня 1990 года. Известно, что данная цель была фактически достигнута еще к концу 1990-х гг. по причине ликвидации множества советских промышленных предприятий, особенно относившихся к военно-промышленному комплексу и прочим отраслям экономики, которые не смогли сохранить конкурентоспособность в новых рыночных условиях.

Помимо сокращения антропогенных выбросов парниковых газов важное значение приобретают меры по наращиванию поглощающей способности парниковых газов наземными экосистемами (прежде всего, лесами).

\* Ответственный автор: Антон Игоревич Пыжев  
e-mail: [apyzhev@sfu-kras.ru](mailto:apyzhev@sfu-kras.ru)

© 2021 Коллектив авторов

Такие меры фактически являются единственным способом балансирования глобального «углеродного» уравнения. Соответственно, быстрое наращивание поглощения углерода лесами может существенно изменить текущую и перспективную ситуацию с глобальным потеплением без существенных ограничений экономического роста. Данный подход будет реализовываться в рамках различных лесоклиматических проектов – системных мероприятий, направленных на увеличение поглощения углерода лесными экосистемами относительно естественного уровня.

В настоящей статье предлагается проанализировать потенциал использования углерод-поглощающей способности российских лесов на примере регионов Поволжья и Сибири. Обработка данных и построение карт выполнено с помощью открытого, свободно-распространяемого статистического пакета программ *R* (*R Core team*, 2021) с модулями *tmap* (Tennekes, 2018), *forecast* (Hyndman, Khandakar, 2008).

**Роль лесов в национальном балансе выбросов и поглощения парниковых газов.** На первый взгляд, создается впечатление, что Россия, обладающая пятой частью мировых лесов по площади, имеет все шансы практически компенсировать любые промышленные выбросы парниковых газов за счет огромной углерод-поглощающей способности своих лесов. В действительности это утверждение лишь отчасти соответствует действительности.

Ранее нами обсуждалась ситуация с различиями в методиках учета углерод-поглощающей способности лесов с России (Пыжев, Ваганов, 2019). В соответствии с национальными обязательствами по предоставлению ежегодной отчетности в Межправительственную группу экспертов по изменению климата (МГЭИК), наша страна ежегодно рассчитывает оценки поглощения углерода всеми лесными экосистемами (точнее сектор ЗИЗЛХ – Землепользование, изменение землепользования и лесное хозяйство) на основе методики Региональной оценки бюджета углерода лесов (РОБУЛ) по данным Государственного лесного реестра (ГЛР). Данная методика многократно обсуждалась и уточнялась и признается экспертами МГЭИК как соответствующая требованиям данной организации. Несмотря на альтернативные оценки, полученные различными исследовательскими коллективами, которые превышают официальные в 2–3 раза (Швиденко, Щепашенко, 2014; Filipchuk et al., 2018), именно оценки, полученные с помощью РОБУЛ, будут использованы и впредь для учета углерод-поглощающей способности российских лесов, в том числе в целях практического внедрения экономических механизмов углеродного регулирования (Романовская и др., 2020).

Недавняя работа, выполненная с участием всех перечисленных выше коллективов, показывает, что действительная поглощающая способность российских лесов примерно на 47% больше заявленной в официальной национальной отчетности перед МГЭИК (Schepaschenko et al., 2021).

Любопытно проследить динамику антропогенных выбросов парниковых газов на фоне поглощения углерода лесными экосистемами на всем доступном горизонте наблюдений, начиная с 1990 г. (рис. 1).

Наглядна отмеченная ранее выраженная тенденция к быстрому сокращению выбросов парниковых газов: с

3,1 млн т в 1990 г. до 1,9 млн т в 2000 г., то есть почти на 40%. Затем, по мере восстановительного роста российской экономики в условиях технологической модернизации, показатель постепенно возрастал, приблизившись к настоящему моменту к 2,1 млн т.

Иная динамика наблюдается для поглощения углерода сектором ЗИЗЛХ: в 1990 г. оно оценивалось всего в 70 тыс. т, но уже к 2000 г. приблизилось к 500 тыс. т. В дальнейшем уровень показателя находился в диапазоне 530–710 тыс. т ежегодно. Очень низкие показатели в начале периода наблюдения в целом коррелируют с результатами известных альтернативных оценок, в которых констатировалась высокая межгодовая изменчивость стока углерода в диапазоне 180–750 тыс. т в год (Нильссон и др., 2003).

В целом на настоящий момент сектор ЗИЗЛХ обеспечивает около 25% условной компенсации антропогенной эмиссии парниковых газов в России, играя, таким образом, действительно значимую роль в национальном углеродном балансе. Однако, говорить о полной условной компенсации антропогенных выбросов парниковых газов за счет поглощения углерода лесными экосистемами в настоящий момент не приходится. Кроме того, даже если бы российские леса могли предоставить такую возможность, это бы не отразилось на экономическом обременении предприятий новыми климатическим платежами. Экономические механизмы, разрабатываемые в рамках Парижского соглашения, не подразумевают возможности зачета естественного поглощения углерода в качестве компенсации антропогенных выбросов (Макаров и др., 2018). В таких целях можно применять только целенаправленные антропогенные изменения в потоках парниковых газов: например, появление лесов в тех местах, где их прежде не было; создание технических резервуаров накопления углерода и пр.

**Перспективы увеличения углерод-поглощающей способности лесов: региональный аспект.** Резко возросший интерес к вопросам увеличения поглощающей способности российских лесов привел к существенному росту количества научных публикаций по данной тематике. Традиционно мало работ, в которых бы рассматривался региональный разрез, а тем более – уровень отраслей или предприятий. В то же время по мере практического

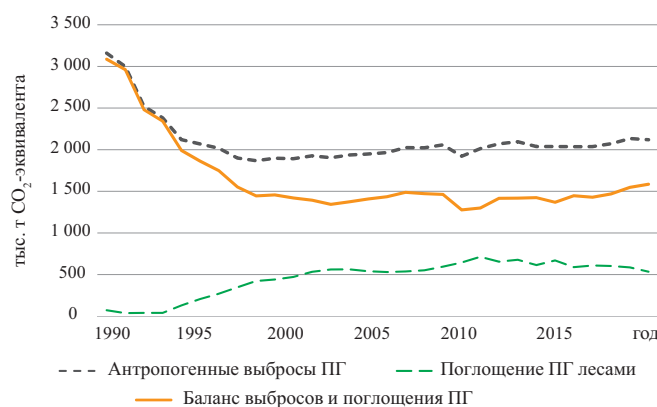


Рис. 1. Динамика антропогенных выбросов парниковых газов (ПГ), поглощения ПГ лесами, баланса выбросов и поглощения ПГ в России в 1990–2019 гг. Источник: Национальный кадастр антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом. <http://downloads.igce.ru/kadastr/rus-2021-nir-15apr21.zip>



внедрения любых механизмов углеродного регулирования важнейшее значение приобретут именно такие исследования, поскольку любые предлагаемые сегодня способы взимания «углеродных» платежей в конце концов будут касаться именно конкретных производителей, которые столкнутся с увеличением издержек на экспорт своей продукции.

Так, например, в литературе практические не анализируются данные региональных учетов потоков парниковых газов в рамках сектора ЗИЗЛХ, которые ежегодно публикуются в рамках Национальных кадастров антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом. Представленные данные являются ценным источником информации о пространственной динамике бюджетов углерода лесных экосистем, несмотря на описанные выше систематические занижения поглощающей способности лесов.

В целях настоящего исследования проведем базовый анализ пространственной динамики бюджетов углерода лесов некоторых крупных территорий страны. Для контраста будем рассматривать два крупных российских макрорегиона, выделенных по эколого-географическим признакам. В качестве первого макрорегиона предлагается избрать пять субъектов федерации, располагающихся в Поволжье: Самарскую и Ульяновскую области, Республики Татарстан, Чувашия и Марий Эл. Данные регионы географически связаны бассейном р. Волги, расположены в преимущественно степной, малолесной зоне Европейской части страны (рис. 2).

Например, территория Республики Татарстан относится к малолесным районам: общая площадь лесного фонда региона составляет порядка 1,3 млн га, а лесистость

территории не превышает 18%. С учетом истории хозяйственного освоения лесных и сельскохозяйственных территорий Республики, приведших к массовой эрозии почв и высоких темпов обезлесения в Советский период развития страны, представляется, что регион имеет определенный потенциал для наращивания лесистости, что позволит увеличить возможности поглощения углерода лесами. В настоящий момент, даже по официальным данным Кадастра парниковых газов России, оценки которых, скорее всего, довольно существенно занижены, леса Татарстана ежегодно поглощают до 4,8 млн т  $\text{CO}_2$ -эквивалента. В то же время, например Группа «Татнефть» ежегодно выбрасывает около 3,8 млн т  $\text{CO}_2$ -эквивалента, то есть практически сопоставимый объем (Устойчивое энергетическое будущее..., 2020).

Динамика углеродного бюджета лесов регионов Поволжья оказывается закономерно стабильной (рис. 3). Практически во всех случаях она повторяет общественное отсутствие вариации данного показателя, обусловленное, прежде всего, низким качеством и частотой учета лесного фонда, отражаемого в Государственном лесном реестре. Кроме того, малолесные районы ожидаемо мало встречаются с основными видами естественных и антропогенных лесных нарушений (пожары, вспышки насекомых-вредителей, ветровалы). Уровни самих бюджетов сопоставимы между собой со средней абсорбцией углерода около 906 млн т углерода в год.

Напротив, территории второго макрорегиона представлены густо заросшими сибирскими бореальными лесами Красноярский край, Иркутская и Томская области. Такой подход к выделению регионов позволяет обеспечить достаточную контрастность для интерпретации результатов сравнительного анализа (рис. 4).

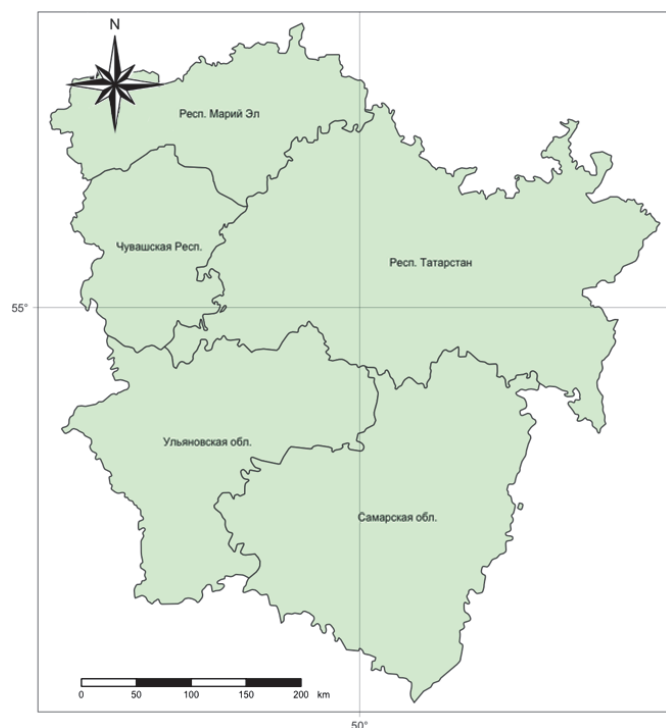
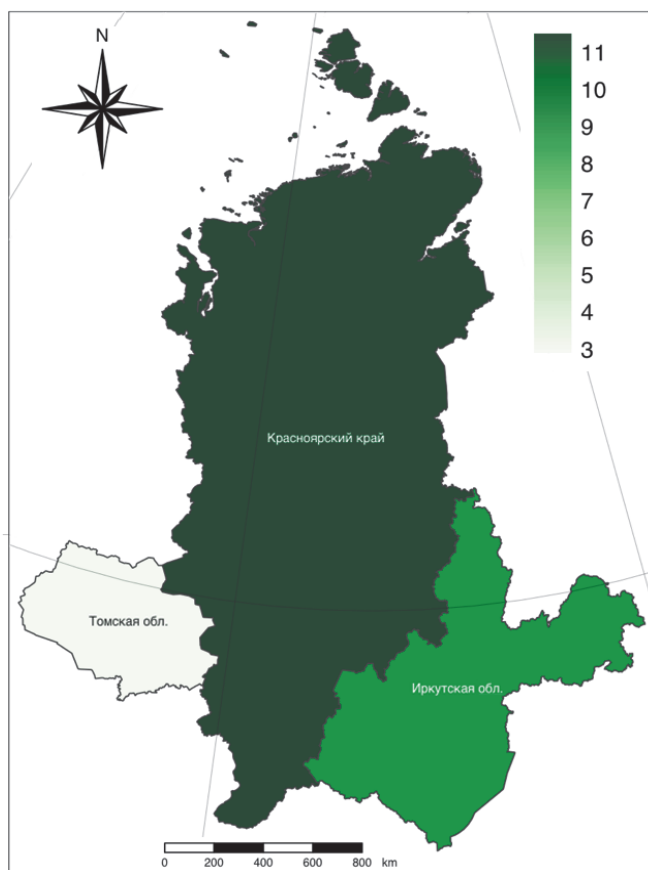


Рис. 2. Пространственные распределения запасов древесины рассматриваемых регионов Поволжья (слева) и Сибири (справа) по состоянию на 2018 г., млрд куб. м. Источник: данные Единой межведомственной информационно-статистической системы (ЕМИСС) по запасам древесины в регионах Российской Федерации



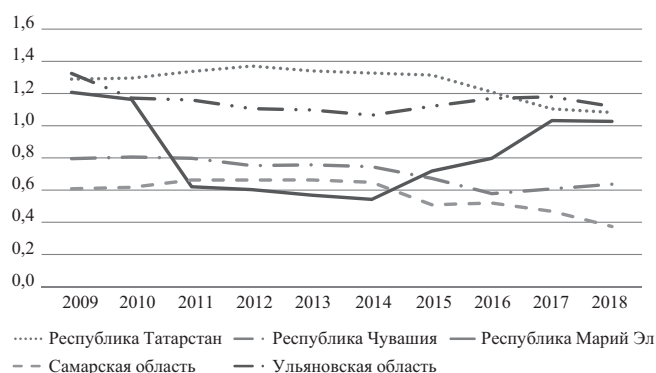


Рис. 3. Динамика бюджета углерода лесов рассматриваемых регионов Поволжья в 2009–2018 гг., млн т углерода в год. Источник: Национальный кадастр антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом. <http://downloads.igce.ru/kadastr/rus-2021-nir-15apr21.zip>

В контексте данного обсуждения важнейшее значение имеют крупнейшие лесные регионы России: Красноярский край и Иркутская область.

Иркутская область, один из наиболее богатых лесами регионов страны (площадь лесов – 71,5 млн га, общий запас древесины – 8,8 млрд куб. м, то есть 10,7% общероссийских запасов), и крупнейший лесозаготовитель (31,7 млн куб. м в 2019 г., то есть 13% общероссийской лесозаготовки). Красноярский край является абсолютным лидером страны по площади лесов (168 млн га), уступая Иркутской области по объемам лесозаготовки (25,6 млн куб. м). Успехи в экстенсивном освоении лесных ресурсов в Ангара-Енисейском макрорайоне оборачиваются парадоксальной ситуацией, когда лидер лесной отрасли страны, которая владеет 1/5 мировых лесов, в текущей ситуации не может обеспечить высокие показатели поглощения углерода.

По официальным данным Национального кадастра парниковых газов России, леса Иркутской области поглощали 13,4 млн т  $\text{CO}_2$ -эквивалента в среднегодовом выражении в 2009–2018 гг., что составляет всего 2,3% от общероссийского показателя, та же цифра для Красноярского края – всего 11,5 млн т  $\text{CO}_2$ -эквивалента. Такие цифры объясняются высокими объемами рубок и интенсивными лесными нарушениями: лесных пожаров и вспышек насекомых-вредителей, в том числе новых агрессивных видов (Баранчиков и др., 2011; Ivantsova et al., 2020). В отдельные годы бюджет углерода практически занулялся из-за сильных лесных пожаров: такая ситуация наблюдалась в Иркутской области в 2010 г. (3,2 млн т) и 2018 гг. (2,6 млн т). Таким образом, наблюдается существенная диспропорция между количественными и качественными характеристиками лесных ресурсов и поглощающей способностью, которая объясняется неэффективным режимом лесохозяйствования на территории и высокой интенсивностью лесных нарушений.

С учетом того, что выстраивание результативной системы борьбы с лесными пожарами и насекомыми-вредителями требует очень объемных и дорогостоящих мероприятий, эффективность которых оценить затруднительно, приведенные выше иллюстрации сложившегося положения приводят к мысли о том, что помимо использования потенциала наращивания поглощения углерода

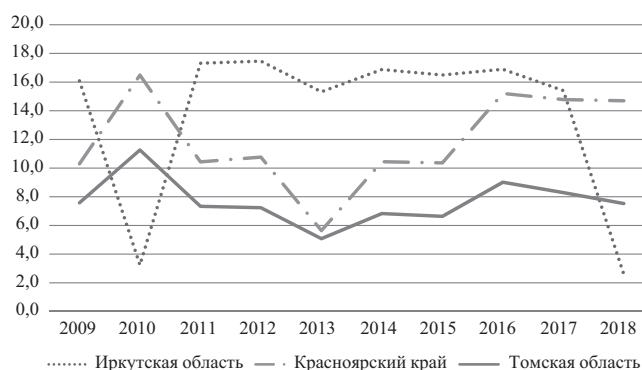


Рис. 4. Динамика бюджета углерода лесов рассматриваемых регионов Сибири в 2009–2018 гг., млн т углерода в год. Источник: Национальный кадастр антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом. <http://downloads.igce.ru/kadastr/rus-2021-nir-15apr21.zip>

в традиционных лесных регионах внимание следует обратить и на малолесные районы.

**Закключение.** Участие России в глобальных климатических инициативах требует не только снижения антропогенной эмиссии, но и максимального использования потенциала лесов как естественных поглотителей углекислого газа. Приведенные в статье примеры убедительно показывают, что леса и обладают выраженным потенциалом частичной компенсации промышленной эмиссии парниковых газов в рамках практики климатического регулирования при условии реализации соответствующих лесоклиматических проектов. Помимо работ по уточнению оценок бюджета углерода, которые можно проводить в рамках создания карбоновых полигонов (мониторинговой сети станций и наземных стационаров наблюдения за потоками и запасами углерода) на территории области, внимание следует обратить на интенсивное наращивание объемов и качества работ по лесовосстановлению и лесоразведению.

Необходимо понимать, что нельзя говорить о возможности прямой компенсации выбросов за счет естественного поглощения углерода лесами, поскольку для зачетов (англ. *offsets*) могут быть использованы только целенаправленные антропогенные изменения в потоках парниковых газов (например, появление лесов в тех местах, где их прежде не было).

### Финансирование/Благодарности

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 19-18-00145).

Коллектив выражает благодарность ак. В.А. Крюкову за обсуждения, которые послужили отправной точкой для замысла статьи.

### Литература

Баранчиков Ю.Н., Петько В.М., Астапенко С.А., Акулов Е.Н., Кривец С.А. (2011). Уссурийский полиграф – новый агрессивный вредитель пихты в Сибири. *Вестник Московского государственного университета леса – лесной вестник*, 4, с. 78–81.

Данилов-Данильян В.И., Катцов В.М., Порфирьев Б.Н. (2020). Проблема климатических изменений – поле сближения и взаимодействия естественных и социогуманитарных наук. *Вестник Российской академии наук*, 90(10), с. 914–925. <https://doi.org/10.1134/S1019331620050123>

Колпаков А.Ю. (2021). Адекватный ответ на введение механизма трансграничного углеродного регулирования ЕС. *Сб. материалов XVI*

Межд. научно-практ. конф. Российского общества экологической экономики «Ресурсная экономика, изменение климата и рациональное природопользование». Красноярск, с. 84–85.

Крюков В.А., Лавровский Б.Л., Селиверстов В.Е. и др. (2020). Сибирский вектор развития: в основе кооперация и взаимодействие. *Проблемы прогнозирования*, 5(182), с. 46–59. <https://doi.org/10.1134/S1075700720050111>

Макаров И.А., Чен Х., Пальцев С.В. (2018). Последствия Парижского климатического соглашения для экономики России. *Вопросы экономики*, 4, с. 76–94.

Нильссон С., Ваганов Е.А., Швиденко А.З. и др. (2003). Углеродный бюджет растительных экосистем России. *Доклады академии наук*, 393(4), с. 541–543.

Порфирьев Б.Н., Широков А.А., Колпаков А.Ю. (2020). Стратегия низкоуглеродного развития: перспективы для экономики России. *Мировая экономика и международные отношения*, 64(9), с. 15–25.

Пыжев А.И., Ваганов Е.А. (2019). Роль российских лесов в реализации Парижского климатического соглашения: возможности или риски? *ЭКО*, 11, с. 27–44.

Романовская А.А., Трунов А.А., Коротков В.Н., Карабань Р.Т. (2018). Проблема учета поглощающей способности лесов России в Парижском соглашении. *Лесоведение*, 5, с. 323–334.

Устойчивое энергетическое будущее. Годовой отчет Компании «Татнефть» (2020). <https://2020.tatneft.ru>

Филипчук А.Н., Малышева Н.В., Золина Т.А., Югов А.Н. (2020). Бореальные леса России: возможности для смягчения изменения климата. *Лесохозяйственная информация*, 1, с. 92–114.

Швиденко А.З., Щепашенко Д.Г. (2014). Углеродный бюджет лесов России. *Сибирский лесной журнал*, 1, с. 69–92.

Широв А.А., Белоусов Д.Р., Блохин А.А. и др. (2020). Потсдамское восстановление экономики и основные направления прогноза социально-экономического развития России на период до 2035 г. Москва: Наука, 152 с.

Filipchuk A., Moiseev B., Malysheva N., Strakhov V. (2018). Russian forests: A new approach to the assessment of carbon stocks and sequestration capacity. *Environmental Development*, 26, pp. 68–75. <https://doi.org/10.1016/j.envdev.2018.03.002>

Hyndman R. J., Khandakar Y. (2008). Automatic time series forecasting: The forecast package for R. *Journal of Statistical Software*, 26, pp. 1–22. <https://doi.org/10.18637/jss.v027.i03>

Ivantsova E.D., Pyzhev A.I., Zander E.V. (2019). Economic Consequences of Insect pests outbreaks in boreal forests: a literature review. *Journal of Siberian Federal University. Humanities & Social Sciences*, 12(4), pp. 627–642. <https://doi.org/10.17516/1997-1370-0417>

R Core Team. R: A Language and Environment for Statistical Computing. <https://www.R-project.org/>

Rogelj J. et al. (2021). Net-zero emissions targets are vague: three ways to fix. *Nature*, 591(7850), pp. 365–368. <https://doi.org/10.1038/d41586-021-00662-3>

Schepaschenko D., Moltchanova E., Fedorov S. et al. (2021). Russian forest sequesters substantially more carbon than previously reported. *Scientific Reports*, 11, 12825. <https://doi.org/10.1038/s41598-021-92152-9>

Tennekes M. (2018). Tmap: Thematic Maps in R. *Journal of Statistical Software*, 84, pp. 1–39. <https://doi.org/10.18637/jss.v084.i06>

## Сведения об авторах

Антон Игоревич Пыжев – кандидат экон. наук, доцент кафедры социально-экономического планирования, заведующий научно-учебной лабораторией экономики природных ресурсов и окружающей среды, Сибирский федеральный университет; старший научный сотрудник отдела прогнозирования экономического развития Красноярского края, Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН

Россия, 660041, Красноярск, пр-т Свободный, д. 79

e-mail: apyzhev@sfu-kras.ru

Евгений Александрович Ваганов – академик РАН, доктор биол. наук, научный руководитель, Сибирский федеральный университет

Россия, 660041, Красноярск, пр-т Свободный, д. 79

Статья поступила в редакцию 28.07.2021;

Принята к публикации 03.08.2021;

Опубликована 30.08.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

## Carbon absorption by forests in the Volga region and Siberia: state and prospects

A.I. Pyzhev<sup>1,2\*</sup>, E.A. Vaganov<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russian Federation

<sup>2</sup>Institute of Economics and Industrial Engineering of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation

\*Corresponding author: Anton I. Pyzhev, e-mail: apyzhev@sfu-kras.ru

**Abstract.** The prospect of Russia's economic development will be inextricably bound up with the country's success in the implementation of global climate initiatives. The strategy for the development of the national economy with a low level of greenhouse gas emissions, which is currently being formed, implies the fullest use of the potential for carbon sequestration by forest ecosystems, including through the implementation of various forest-climatic projects.

The article shows that despite the world's largest forest areas, the carbon-absorbing capacity of Russian forests cannot balance anthropogenic greenhouse gas emissions. Using the examples of several regions of the Volga region and Siberia, the spatial dynamics of the forest carbon budget in the 2010s is considered. For the regions of Siberia rich in boreal forests, there is a significant disproportion between the quantitative and qualitative characteristics of forest resources and the absorbing capacity, which is explained by the ineffective forestry regime in the territory and the high intensity of forest disturbances.

Taking into account the fact that building an effective system for combating forest fires and insect pests requires very voluminous and expensive measures, the effectiveness of which is difficult to assess, the above illustrations of the current situation lead to the idea that, in addition to using the potential for increasing carbon sequestration in traditional forest regions in the implementation of forest-climatic projects should pay attention to sparsely forested areas.

**Keywords:** economics of climate change, forest ecosystems, carbon-absorbing capacity of forests, carbon budget, greenhouse gases, Russia, global climate initiatives, forest-climate projects

## Acknowledgements

The study was supported by a grant from the Russian Science Foundation (Project No. 19-18-00145).

The team is grateful to ac. V.A. Kryukov.



**Recommended citation:** Pyzhev A.I., Vaganov E.A. (2021). Carbon absorption by forests in the Volga region and Siberia: state and prospects. *Georesursy = Georesources*, 23(3), pp. 36–41. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.6>

## References

- Baranchikov Yu.N., Petko V.M., Astapenko S.A., Akulov E.N., Krivets S.A. (2011). The Ussuri polygraph is a new aggressive pest of fir in Siberia. *Vestnik Moskovskogo gosudarstvennogo universiteta lesa – lesnoi vestnik*, 4, pp. 78–81. (In Russ.)
- Box G., Jenkins G. (1970). *Time Series Analysis: Forecasting and Control*. San Francisco: Holden-Day, 553 p.
- Danilov-Daniliyan V.I., Kattsov V.M., Porfiriev B.N. (2020). The problem of climate change is a field of convergence and interaction of natural and socio-humanitarian sciences. *Vestnik Rossiiskoi akademii nauk* [Herald of the Russian Academy Of Sciences], 90(10), pp. 914–925. (In Russ.). <https://doi.org/10.1134/S1019331620050123>
- Filipchuk A., Moiseev B., Malysheva N., Strakhov V. (2018). Russian forests: A new approach to the assessment of carbon stocks and sequestration capacity. *Environmental Development*, 26, pp. 68–75. <https://doi.org/10.1016/j.envdev.2018.03.002>
- Filipchuk A.N., Malysheva N.V., Zolina T.A., Yugov A.N. (2020). Boreal Forests of Russia: Opportunities for Climate Change Mitigation. *Lesokhozyaistvennaya informatsiya* [Forestry information], 1, pp. 92–114. (In Russ.)
- Hyndman R. J., Khandakar Y. (2008). Automatic time series forecasting: The forecast package for R. *Journal of Statistical Software*, 26, pp. 1–22. <https://doi.org/10.18637/jss.v027.i03>
- Ivantsova E.D., Pyzhev A.I., Zander E.V. (2019). Economic Consequences of Insect pests outbreaks in boreal forests: a literature review. *Journal of Siberian Federal University. Humanities & Social Sciences*, 12(4), pp. 627–642. <https://doi.org/10.17516/1997-1370-0417>
- Kolpakov A.Yu. (2021). Adequate response to the introduction of the EU carbon border adjustment mechanism. *Proc. XVI Int. Sci. and Pract. Conf. of the Russian Society of Ecological Economics "Resource Economy, Climate Change and Environmental Management"*. Krasnoyarsk, pp. 84–85. (In Russ.)
- Kryukov V.A., Lavrovskii B.L., Seliverstov V.E. et al. (2020). Siberian Development Vector: Based on Cooperation and Interaction. *Stud Russ Econ Dev.*, 5(182), pp. 46–59. (In Russ.). <https://doi.org/10.1134/S1075700720050111>
- Makarov I.A., Chen Kh., Paltsev S.V. (2018). Impacts of Paris Agreement on Russian economy. *Voprosy Ekonomiki*, 4, pp. 76–94. (In Russ.). <https://doi.org/10.32609/0042-8736-2018-4-76-94>
- Nilsson S., Vaganov E.A., Shvidenko A.Z. et al. (2003). Carbon budget of plant ecosystems in Russia. *Doklady akademii nauk*, 393(4), pp. 541–543. (In Russ.)
- Porfir'ev B.N., Shirov A.A., Kolpakov A.Yu. (2020). Low-carbon development strategy: prospects for the Russian economy. *World Economy and International Relations*, 64(9), pp. 15–25. (In Russ.). <https://doi.org/10.20542/0131-2227-2020-64-9-15-25>
- Pyzhev A.I., Vaganov E.A. (2019). Global Climate Change Economics: The Role of Russian Forests. *EKO [ECO]*, 11, pp. 27–44. (In Russ.)
- R Core Team. R: A Language and Environment for Statistical Computing. <https://www.R-project.org/>
- Rogelj J. et al. (2021). Net-zero emissions targets are vague: three ways to fix. *Nature*, 591(7850), pp. 365–368. <https://doi.org/10.1038/d41586-021-00662-3>
- Romanovskaya A.A., Trunov A.A., Korotkov V.N., Karaban' R.T. (2018). The problem of accounting for carbon sequestration ability of Russian forests in Paris climatic agreement. *Lesovedenie*, 5, pp. 323–334. (In Russ.)
- Schepaschenko D., Moltchanova E., Fedorov S. et al. (2021). Russian forest sequesters substantially more carbon than previously reported. *Scientific Reports*, 11, 12825. <https://doi.org/10.1038/s41598-021-92152-9>
- Shirov A.A., Belousov D.R., Blokhin A.A. et al. (2020). Post-crisis economic recovery and the main directions of forecasting the socio-economic development of Russia for the period up to 2035. Moscow: Nauka, 152 p. (In Russ.)
- Shvidenko A.Z., Shchepashchenko D.G. (2014). Carbon budget of Russian forests. *Sibirskii lesnoi zhurnal* [Siberian Forest Journal], 1, pp. 69–92. (In Russ.)
- Tennekes M. (2018). Tmap: Thematic Maps in R. *Journal of Statistical Software*, 84, pp. 1–39. <https://doi.org/10.18637/jss.v084.i06>

## About the Authors

**Anton I. Pyzhev** – PhD (Economics), Associate Professor, Department of Social and Economic Planning, Head of the Laboratory for Environmental and Resource Economics, Siberian Federal University; Senior Researcher, Krasnoyarsk Department of Forecasting the Economic Development of the Region, Institute of Economics and Industrial Engineering of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences  
79, Svobodny Ave, Krasnoyarsk, 660041, Russian Federation  
email: [apyzhev@sfu-kras.ru](mailto:apyzhev@sfu-kras.ru)

**Eugene A. Vaganov** – Academician of the Russian Academy of Sciences, Dsc (Biology), Academic Director, Siberian Federal University  
79, Svobodny Ave., Krasnoyarsk, 660041, Russian Federation

*Manuscript received 28 July 2021;  
Accepted 3 August 2021; Published 30 August 2021*

## От ковидного «сегодня» к низко-углеродному «завтра»: анализ зарубежных прогнозов развития мировой энергетики

А.М. Мастепанов<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

<sup>2</sup>Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина, Москва, Россия  
e-mail: amastepanov@mail.ru

Статья посвящена анализу прогнозов развития мировой энергетики, выполненных в последнее время (с сентября 2020 г. по май 2021 г.) ведущими мировыми аналитическими центрами с учётом «новой реальности» – коронавирусной пандемии. Рассмотрены воздействие пандемии Covid-19 на развитие мировой экономики и энергопотребление и оценки её последствий на долгосрочный глобальный экономический рост, сделанные в различных прогнозах и прогностических исследованиях. Показано, что приоритетом большинства прогностических оценок мирового потребления первичных энергоресурсов ведущих мировых аналитических центров, выполненных в последние годы, является резкое сокращение энергетикой эмиссии CO<sub>2</sub> и стабилизации глобальных антропогенных выбросов парниковых газов в целях предотвращения негативных изменений климата планеты. Дана условная классификация сценариев перспективного развития глобальной энергетики в зависимости от той идеологии, которая в них заложена; представлен анализ выполненных прогнозов. Сделан вывод, что российским исследовательским структурам необходимо разрабатывать свои подобные прогнозы.

**Ключевые слова:** коронавирусная пандемия, энергетический переход, прогнозы и сценарии, энергетическая бедность, энергопотребление, возобновляемые источники энергии, энергоэффективность

**Для цитирования:** Мастепанов А.М. (2021). От ковидного «сегодня» к низко-углеродному «завтра»: анализ зарубежных прогнозов развития мировой энергетики *Георесурсы*, 23(3), с. 42–52. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.7>

### Введение

Период с сентября 2020 г. по май 2021 г. ознаменовался очередной порцией прогнозов и прогностических исследований развития глобальной энергетики от ведущих мировых (международных и национальных) аналитических центров, большинство из которых в той или иной степени отразило «новую реальность» – коронавирусную пандемию. Эта пандемия, сопровождаемая экономическим спадом и обвалом цен на энергоносители, получила неофициальное, но весьма ёмкое и точное название – коронакризис или пандемический кризис, и ускорила те глобальные перемены, которые годами и десятилетиями накапливались в обществе. Пандемия послужила катализатором глобальных трансформаций, в том числе и энергетического перехода. Соответственно, основное внимание во многих из этих прогнозов и прогностических сценариев уделяется вопросу о том, как пандемия Covid-19 может повлиять на глобальный спрос на энергию и связанные с этим выбросы парниковых газов, и о том, как это может повлиять на усилия по переходу к низкоуглеродной экономике в ближайшие десятилетия.

Исходя из своего понимания этих процессов – глубины, продолжительности и последствий коронавирусной пандемии, и усилий, мер и возможных результатов по достижению энергоперехода – представления о будущем мировой энергетики обновили компании BP и DNV GL, Equinor и Rystad Energy, BloombergNEF, McKinsey, Wood Mackenzie и др.

Своим новым видением энергетического будущего поделились Институт экономики энергетики Японии (Institute of Energy Economics, Japan – IEEJ), Секретариаты Форума стран – экспортёров газа – ФЭСГ (Gas Exporting Countries Forum, GECF) и ОПЕК, Международное энергетическое агентство (МЭА) и другие аналитические и прогностические центры.

В частности, МЭА наряду с уже ставшими традиционными выпусками *World Energy Outlook* и *Energy Technology Perspectives* в мае 2021 г. опубликовало «Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector» – своего рода Дорожную карту развития мирового энергетического сектора на период до 2050 г. – первое в мире всестороннее исследование такого рода, в котором показан рентабельный переход к чистой, нулевой по эмиссии CO<sub>2</sub>, энергетической системе, гарантирующий стабильные и доступные энергоресурсы, обеспечивая универсальный энергетический доступ и включая прочный экономический рост (Net Zero by 2050..., 2021).

Естественно, что все эти исследования отличаются друг от друга и шириной охвата проблем, и глубиной прогнозного периода, не говоря уже о различиях в методологии проведения прогнозных оценок и в используемой базе данных, а также других тонкостях прогнозирования.

Но есть в них и общее: прогностические сценарии рассматриваемых исследований имеют целый ряд особенностей, отличающих их от ранее вышедших аналогичных работ. Во-первых, исходной базой этих сценариев стал, как правило, глубочайший со времён Великой депрессии экономический спад, вызванный коронавирусной

пандемией. Во-вторых, эти сценарии разработаны в период массового осознания и озабоченности общества проблемой глобального изменения климата, и понимания того, что причиной его является эмиссия парниковых газов антропогенного происхождения<sup>1</sup>.

Отсюда вытекает как бы «возможность отказа человечества от углеводородных источников энергии (угля, нефти и газа), которая в последние годы всё чаще становится темой серьёзного обсуждения не только футурологов, но и специалистов в самых различных областях знаний – климатологов, атомщиков, энергетиков, экономистов...» (Мастепанов, 2016). Соответственно, ведущими странами и их союзами принимаются программы достижения к середине текущего столетия так называемого углеродно-нейтрального состояния.

Для большинства прогнозов и прогностических исследований развития глобальной энергетики характерен сценарный подход, охватывающий широкий конус возможных траекторий предстоящего развития, поскольку разрабатывающие их специалисты хорошо понимают, что подобные оценки и прогнозы сопряжены с крайней степенью неопределённости всех составных частей этого процесса. Неопределённости, влекущей за собой невозможность предсказать единственно рациональный путь достижения поставленных целей. Эта неопределённость касается и будущего спроса на энергоресурсы, и возможностей его покрытия, и роли новых технологий, и потенциальных мер, которые могут быть приняты обществом для устранения рисков, связанных с изменением климата, включая возможности инвестиций. Свой вклад в эту неопределённость вносят глобализация и геополитика, демографические процессы и резкий рост социального неравенства, социальные революции и войны (Мастепанов, 2019). Ситуация усугубляется складывающимся профицитом энергоресурсов (Мастепанов, 2017). «Никакой из этих возможных путей заранее не предопределён – возможны все варианты», отмечают в этой связи эксперты МЭА (World Energy Outlook, 2020).

Отметим также, что в значительной части опубликованных в открытой печати результатов таких прогностических исследований цифрового материала крайне мало – в подтверждение своих выводов и предположений авторы исследований приводят в основном рисунки. Рисунки наглядно «подтверждают» сделанные выводы, но проверить их практически невозможно. Объяснений подобной практике нет. Можно лишь предположить, что высокая неопределённость возможного развития событий и недостаточная база исходных материалов просто не позволяют авторам таких исследований поступить по-другому.

<sup>1</sup>Так ли это на самом деле, или причины глобального потепления кроются в циклической последовательности развития климата на планете, пока до конца не ясно. Как мы уже отмечали, «до сих пор учёные со 100% уверенностью не могут сказать, какие причины вызывает современные климатические изменения. В качестве причин глобального потепления называются изменение солнечной активности и изменение угла оси вращения Земли и её орбиты, неизвестные взаимодействия между Солнцем и планетами Солнечной системы, океан, вулканическая активность, человеческая деятельность. Вполне вероятно, что имеющее место в настоящее время глобальное потепление является результатом действия многих факторов. Планета Земля настолько сложная система, что существует множество факторов, которые прямо или косвенно влияют на климат планеты, ускоряя или замедляя глобальное потепление» (Мастепанов, 2016).

Как же представляют себе энергетическое будущее авторы подобных прогнозов? Рассмотрим результаты основных из них.

### **Воздействие пандемии Covid-19 на мировую экономику и его оценка на долгосрочную перспективу**

Коронавирусная пандемия Covid-19 2020–2021 гг. резко затормозила (и даже на много лет отбросила назад) развития большинства основных составных частей глобальной экономики – промышленности и строительства, транспорта и жилищно-коммунального хозяйства, остановила поток новых инвестиций, поскольку пандемия коронавируса – это не только здоровье и жизнь населения планеты. Как мы уже отмечали, пандемия «оказала самое непосредственное влияние на состояние глобальных энергетических рынков, энергетическую устойчивость и безопасность, и даже на отношение к проблеме глобального изменения климата» (Мастепанов, 2020а).

Пандемия COVID-19 уже погубила (по состоянию на 20 июля 2021 г.) более четырёх миллионов человек – 4 096 141 чел.<sup>2</sup>. По оценкам ООН, она привела к сокращению в 2020 г. мировой экономики (объёма глобального ВВП) на 4,3%. Это более чем в два с половиной раза превышает спад, который наблюдался в результате мирового финансового кризиса 2009 года<sup>3</sup>. С этими оценками совпадает и мнение экспертов секретариата ОПЕК: «Вспышка пандемии COVID-19 привела к самому резкому спаду спроса на энергию и нефть в памяти живых людей. ... Привела к самому серьёзному экономическому спаду со времен Великой депрессии 1930-х годов» (World Oil Outlook 2045, 2020).

Естественно, что социально-экономические последствия пандемии COVID-19 будут ощущаться ещё долгие годы. Как заявил главный экономист ООН и помощник Генерального секретаря по вопросам экономического развития Эллиотт Харрис: «Глубина и тяжесть нынешнего беспрецедентного кризиса предвещают медленное и болезненное восстановление»<sup>4</sup>. Ещё более пессимистические оценки в январе 2021 г. дал World Bank: «Хотя идёт процесс восстановления объёма мирового производства после резкого падения, спровоцированного пандемией COVID-19, траектория роста ещё долгое время будет ниже, чем до пандемии. Пандемия усугубила риски, связанные с десятилетней волной роста объёмов задолженности по всему миру. Кроме того, она, по всей вероятности, усугубит давно прогнозируемое замедление темпов потенциального роста экономики в течение следующего десятилетия». К числу рисков негативного развития ситуации эксперты Мирового банка относят возможность новых волн распространения вируса, задержки с вакцинацией, более серьёзное воздействие пандемии на потенциальный рост, а также сложившуюся напряжённость в финансовой сфере (Global Economic Prospects..., 2021).

<sup>2</sup>Коронавирус COVID-19. Статистика. 20 апреля 2021 г. <https://news.mail.ru/coronavirus/stat/msk/>

<sup>3</sup>В ООН заявили о сокращении мировой экономики в 2020 году на 4,3%. 25 января 2021. ТАСС. <https://tass.ru/ekonomika/10542613>

<sup>4</sup>Восстановление мировой экономики остается неустойчивым – ООН. ТВ БРИКС. 26 января 2021. [https://finance.rambler.ru/markets/45680251/?utm\\_content=finance\\_media&utm\\_medium=read\\_more&utm\\_source=copylink](https://finance.rambler.ru/markets/45680251/?utm_content=finance_media&utm_medium=read_more&utm_source=copylink)



Как отмечается в последнем издании Европейской комиссии «Global Energy and Climate Outlook (GECO 2020)», хотя прогнозы развития ситуации с Covid-19 и длительность пандемии в исследованиях основных международных институтов различаются, эксперты сходятся в двух вещах: Covid-19 останется, и будущее неизвестно: продолжительность и серьёзность пандемии относятся к числу основных факторов неопределённости будущего развития (Keramidas, 2021). И добавляют: «Кризис Covid-19, по прогнозам, будет иметь длительные последствия... хотя на сегодняшний день трудно спрогнозировать продолжительность пандемии» (Keramidas, 2021).

Более того, эксперты Секретариата ФСЭГ, как и многие другие специалисты<sup>5</sup> (Global Economic Prospects..., 2021; Keramidas, 2021; Баунов, 2020), в том числе и автор этой статьи (Мастепанов, 2020b), исходят из того, что той экономики, того образа жизни, которые были до начала пандемии COVID-19, уже не будет, и эти перемены самым непосредственным образом скажутся и на развитии нефтегазовой отрасли. И эти различия будут настолько велики, что эксперты ФСЭГ предстоящий период назвали «эпохой после COVID-19» (The post COVID-19 era) (GECF Global Gas Outlook 2050, 2021).

Наиболее развёрнутые, на настоящий момент, оценки последствий пандемии на долгосрочное глобальное экономическое развитие даны в исследовании компании (международного сертификационного и классификационного общества) DNV GL<sup>6</sup> «Energy Transition Outlook 2020. A Global and Regional Forecast to 2050», опубликованном в сентябре 2020 г. (Energy Transition Outlook..., 2020), в котором сделано сравнение сценария без COVID-19 с сценарием, учитывающим пандемию. Безусловно, модельные расчёты, положенные в эти оценки, базируются на данных середины 2020 г., и не отражают ни вторую и третью волны пандемии, ни связанные с ними локдауны и меры правительств многих стран, принятые для поддержки своих экономик. Поэтому приводимые ниже оценки DNV являются, скорее всего, заниженными, но даже они показывают всю глубину глобального кризиса, охватившую мировую экономику.

Глобальный ВВП в результате «провала» из-за пандемии COVID-19 в 2020 г., в 2025–2050 гг. будет, по оценкам экспертов DNV, на 9,4% ниже, чем был бы в её отсутствие (Energy Transition Outlook..., 2020). При этом наибольший спад на уровне 2050 г. ожидается для таких регионов, как Европа (-11,8%), Северная Америка (-10,7%) и Ближний Восток и Северная Африка (-10,2%).

Различные пути выхода из кризиса Covid-19, с особым акцентом на ключевые в этом плане следующие десять лет

(до 2030 г.), рассматриваются и в последнем «Прогнозе мировой энергетики» МЭА – World Energy Outlook 2020 (WEO-2020), вышедшем осенью 2020 г. (World Energy Outlook 2020, 2020).

Неопределённость относительно продолжительности пандемии, её экономических и социальных последствий и ответных политических мер, открывает широкий диапазон возможных вариантов или сценариев будущего развития энергетики. Чтобы оценить экономические последствия пандемии и рассмотреть различные результаты, в зависимости от того, удастся ли установить контроль над ней в 2021 г., или она превратится в более длительный кризис и более глубокий экономический спад, в этом исследовании рассмотрен специальный Сценарий позднего восстановления (Delayed Recovery Scenario – DRS) (World Energy Outlook 2020, 2020).

Согласно оценкам МЭА, глобальный ВВП в 2030 г. по сравнению с докризисным периодом будет ниже почти на 14%, а в развивающихся странах – даже на 16% (рис. 1).

Похожие оценки влияния пандемии COVID-19 на динамику глобального ВВП делаются и в ряде других прогностических исследований. Так, специалисты Европейской Комиссии считают, что он будет ниже базового уровня на 6,3% в 2030 г. (Keramidas, 2021). По прогнозам Секретариата ФСЭГ, глобальный реальный ВВП в 2050 г. будет на 7% ниже, чем прогнозировалось до COVID-19, поскольку на среднесрочные и долгосрочные экономические перспективы резко влияют медицинские, гуманитарные и экономические кризисы, вызванные пандемией (GECF Global Gas Outlook 2050 Synopsis, 2021).

Соответственно, и глобальное конечное потребление энергии только из-за последствий пандемии в перспективе прогнозируется существенно меньшим (табл. 1, рис. 1, 2).

Представление специалистов Секретариата ФСЭГ о динамике глобального предложения первичных энергоресурсов с учётом и без учёта влияния коронавирусной пандемии показано на рис. 3.

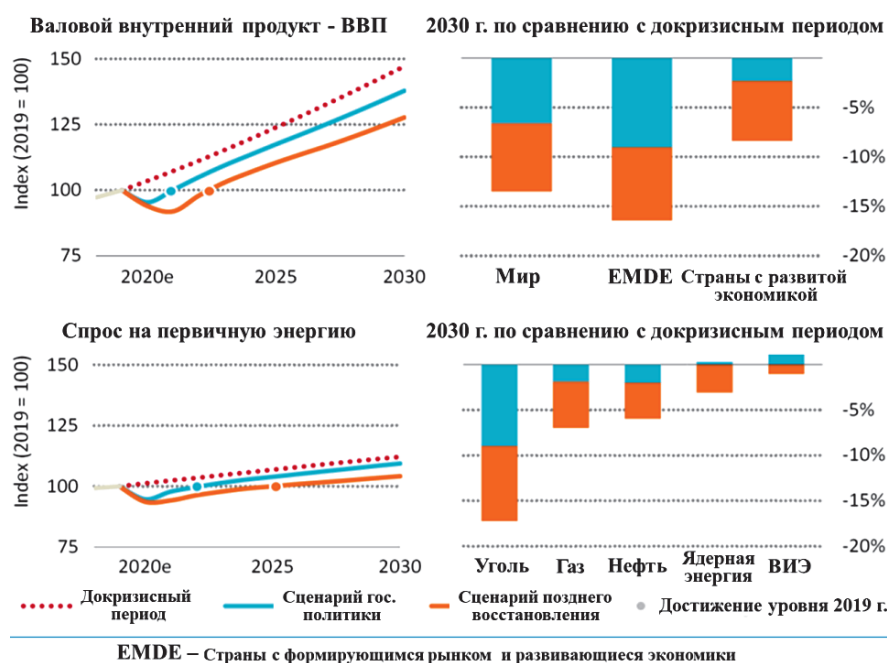


Рис. 1. Динамика ВВП и спроса на первичную энергию в мире в различных сценариях World Energy Outlook (WEO) – 2020. Источник: (World Energy Outlook 2020, 2020).

<sup>5</sup>COVID-19. [https://www.iea.org/topics/covid-19?utm\\_campaign=IEA%20newsletters&utm\\_source=SendGrid&utm\\_medium=Email](https://www.iea.org/topics/covid-19?utm_campaign=IEA%20newsletters&utm_source=SendGrid&utm_medium=Email)

<sup>6</sup>Руководство DNV GL, в соответствии с решением принятым после пересмотра своей стратегии, постановило с 1 марта 2021 года сократить прежнее название компании до DNV

| Сектор экономики         | 2020  | 2021  | 2022 | 2025  | 2030  | 2050  |
|--------------------------|-------|-------|------|-------|-------|-------|
| Строительство            | -2,8  | -3,2  | -2,6 | -4,0  | -5,0  | -5,8  |
| Промышленность           | -7,2  | -8,2  | -7,1 | -8,7  | -7,8  | -7,9  |
| Транспорт                | -17,2 | -11,6 | -8,5 | -9,0  | -9,8  | -9,7  |
| Не энергетические нужды  | -6,0  | -9,4  | -8,4 | -11,3 | -10,8 | -10,4 |
| Мировая экономика, всего | -8,3  | -7,5  | -6,0 | -7,4  | -7,5  | -7,6  |

Табл. 1. DNV: глобальное совокупное воздействие коронавирусной пандемии на секторы конечного спроса на энергию, в процентах к ситуации без COVID-19. По материалам (Energy Transition Outlook..., 2020).

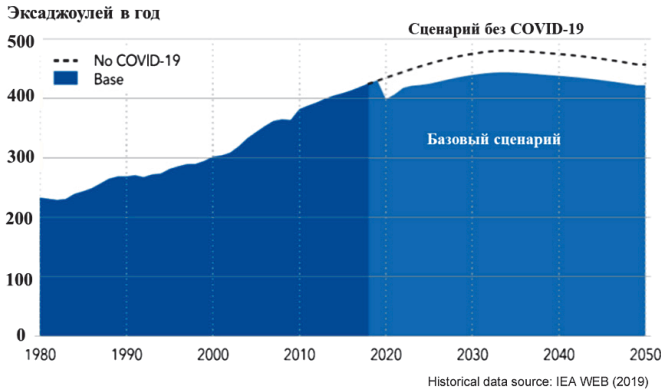


Рис. 2. DNV: мировое конечное потребление энергии в двух сценариях – без COVID-19 и с учётом глобальной пандемии (Базовый сценарий). Источник: (Energy Transition Outlook..., 2020).

Наибольшее влияние коронавирусная пандемия, по оценкам экспертов DNV, окажет на потребление и, соответственно, производство таких первичных энергоресурсов, как уголь, нефть и энергия ветра (табл. 2).

Согласно оценкам МЭА, мировой спрос на энергию в Сценарии государственной политики вернётся к докризисному уровню в начале 2023 г., но в Сценарии позднего восстановления из-за длительной пандемии и более глубокого экономического спада восстановление спроса может затянуться до 2025 г. (рис. 1). Соответственно, рост спроса на энергию за весь период с 2019 г. по 2030 г. прогнозируется на уровне 9% в Сценарии государственной политики и только на 4% в Сценарии позднего восстановления, причём весь рост будет происходить в странах с формирующимися рынками и в развивающихся странах. При этом в период до 2030 г. не будет восстановлен спрос ни на нефть и газ, ни, тем более, на уголь (рис. 1). Ожидаемая



Source: GECF Secretariat based on data from the GECF GGM 2020

| Источники (виды) энергии         | 2020        | 2021        | 2022        | 2025        | 2030        | 2050        |
|----------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Биомасса                         | -1,8        | -1,7        | -1,0        | -1,4        | -1,1        | -2,4        |
| Гидроэнергия                     | -5,6        | -1,8        | 0,3         | -1,8        | -3,5        | -3,2        |
| Солнечная фотовольтаика          | -4,6        | -3,1        | -5,8        | -11,2       | -12,6       | -8,8        |
| Ветровая энергия                 | -4,6        | -1,9        | -3,3        | -8,5        | -14,4       | -10,2       |
| Атомная энергия                  | -4,3        | -0,5        | -0,5        | -0,6        | -0,5        | -2,4        |
| <b>Всего нетопливные ресурсы</b> | <b>-3,3</b> | <b>-1,4</b> | <b>-1,0</b> | <b>-2,4</b> | <b>-4,1</b> | <b>-6,2</b> |
| Уголь                            | -6,1        | -8,3        | -7,5        | -8,2        | -6,3        | -9,0        |
| Нефть                            | -13,2       | -9,9        | -7,6        | -8,5        | -9,3        | -9,6        |
| Газ                              | -6,3        | -9,5        | -8,7        | -10,1       | -9,4        | -9,3        |
| <b>Всего топливные ресурсы</b>   | <b>-8,6</b> | <b>-9,2</b> | <b>-7,9</b> | <b>-9,0</b> | <b>-8,5</b> | <b>-9,4</b> |

Табл. 2. Глобальное воздействие коронавирусной пандемии на поставки первичной энергии по её основным источникам, в процентах к ситуации без COVID-19. По материалам (Energy Transition Outlook..., 2020).

динамика спроса на нефть показана также на рис. 4.

Специальный раздел, посвященный оценке влияния пандемии Covid-19 на экономическую активность и спрос на энергию, дан в последнем обзоре BP «Energy Outlook 2020 edition», вышедшем в октябре прошлого года (BP Energy Outlook..., 2020). В нём подчёркивается, что приводимые в обзоре оценки возможного воздействия пандемии весьма неопределенны. При этом допускается, что экономическая активность частично оправится от последствий пандемии в течение следующих нескольких лет по мере ослабления ограничений, хотя некоторые последствия сохранятся и дальше. Исходя из этого, предполагается, что уровень мирового ВВП будет примерно на 2,5% ниже в 2025 г. и на 3,5% в 2050 г. (рис. 5). Особенно велико отрицательное влияние пандемии на развивающиеся экономики, такие как Индия, Бразилия и Африка, экономические структуры которых в наибольшей степени подвержены экономическим последствиям Covid-19.

Соответственно снизится и энергопотребление – в основных сценариях BP (Rapid, Net Zero и Business-as-usual – о них ещё будет сказано ниже) примерно на 2,5% в 2025 г.

И даже в 2050 г. снижение составит 3%. Особенно сильно снизится спрос на нефть: почти на 3 млн барр./сут. в 2025 г., и на 2 млн барр./сут. в 2050 г.

Но если последуют новые волны заражения, экономические потери от Covid-19 могут быть значительно больше. Это предположение учитывается в Альтернативном сценарии.

В нём Covid-19 понижает уровень глобального ВВП в 2025 г. на 4%, и почти на 10% к 2050 г. Соответственно, и уровень спроса на энергию в Сценарии Rapid – основном сценарии BP Energy Outlook 2020 – в 2050 г. будет ниже на 8%, а уровень спроса на нефть – примерно на 5 млн барр./сут. (рис. 5).

О масштабах влияния коронавирусной пандемии на динамику глобального спроса на основные первичные энергоресурсы в период до 2030 г. можно судить и по результатам исследования компании McKinsey «Global Energy Perspective 2021» (рис. 6).

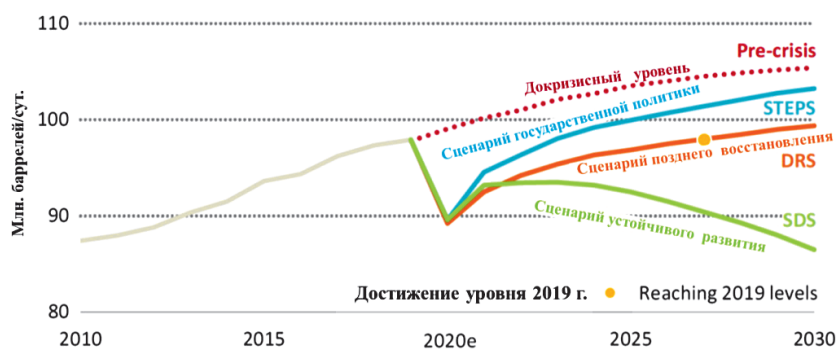


Рис. 4. Динамика глобального спроса на нефть в различных сценариях WEO-2020. Источник: (World Energy Outlook 2020, 2020).

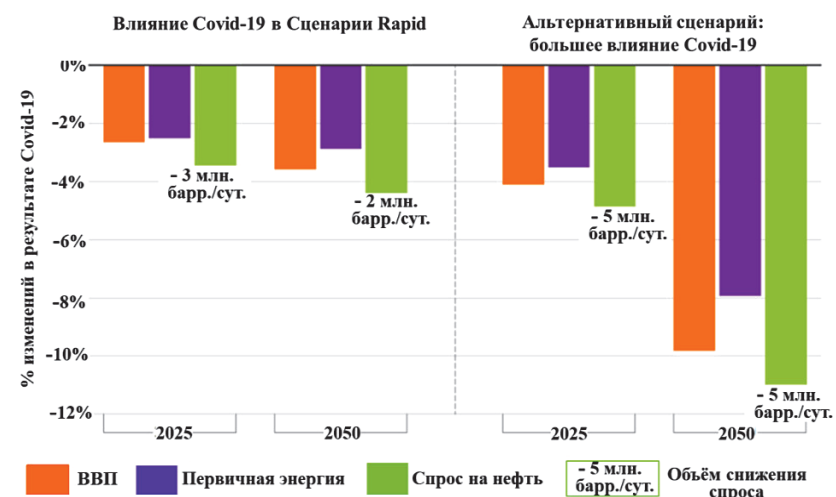


Рис. 5. Оценка влияния пандемии Covid-19 на экономическую активность и спрос на энергию. Источник: (BP Energy Outlook..., 2020).

Преставления о масштабах влияния коронавирусной пандемии на динамику глобального спроса на основные первичные энергоресурсы даёт и анализ эмиссии CO<sub>2</sub> мировой электроэнергетикой, оценки которой представлены в последнем прогнозе компании BloombergNEF «New Energy Outlook 2020», опубликованном 27 октября 2020 г. (New Energy Outlook 2020, 2020) (рис. 7).

Оценки влияния коронавирусной пандемии на развитие экономики и энергопотребления на ближайшие годы даёт и Секретариат ОПЕК. В его последнем, 14-м, издании World Oil Outlook (WOO), вышедшем в октябре прошлого года, отмечается, что среднегодовые темпы роста в развитых странах (Организация экономического сотрудничества и развития – ОЭСР) составят в период с 2019 по 2025 г. только 0,7%, тогда как до COVID-19 их прогнозируемый рост составлял 2,1% (World Oil Outlook 2045..., 2020).

Для стран, не входящих в ОЭСР, ожидается, что ВВП вырастет в среднем на 3,4% в год в течение того же периода, что более чем на 1 процентный пункт ниже по сравнению с прошлыми прогнозами.

Исходя из допущения, что пандемия COVID-19 в значительной степени будет преодолена к следующему году, спрос на нефть, по прогнозам Секретариата ОПЕК, частично восстановится, и достигнет уровня 94,4 млн барр./сут. в 2025 г.

В этом же исследовании детально рассмотрены два дополнительных сценария – Высоких и Низких темпов роста ВВП (Higher GDP Case и Lower GDP Case), в которых анализируется динамика спроса на нефть в среднесрочной перспективе в зависимости от темпов восстановления экономики после кризиса пандемии. Отмечается, что за пределами среднесрочной перспективы темпы роста глобального ВВП в обоих дополнительных сценариях будут в целом соответствовать темпам роста в Базовом сценарии (Reference Case). Однако из-за различной базы, достигнутой в 2025 г., разрыв в уровне экономической активности в 2045 г. составит почти 22 трлн долларов США (по паритету покупательной способности в ценах 2011 г. – по ППС 2011 г.) (World Oil Outlook 2045..., 2020).

Однако в большинстве рассмотренных нами прогностических исследований перспектив развития мировой энергетики оценки

последствий пандемии на долгосрочное глобальное экономическое и энергетическое развитие даны в неявном виде. Как правило, в описании тех или иных сценариев просто отмечается, что эти сценарии уточнены (или сделаны) с учётом коронавирусного кризиса.

### Оценки глобального энергопотребления в середине XXI века

Приоритетом большинства прогностических оценок мирового потребления первичных энергоресурсов ведущих мировых аналитических центров, выполненных в последние годы, является резкое сокращение энергетикой эмиссии CO<sub>2</sub> и стабилизации глобальных антропогенных выбросов парниковых газов, прежде всего – того же диоксида углерода, в целях предотвращения негативных изменений климата нашей планеты. Этот приоритет

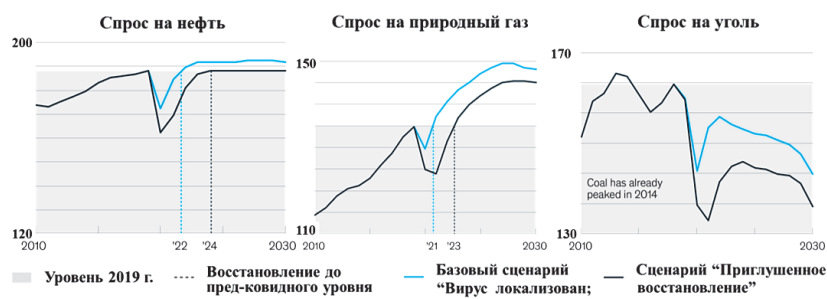


Рис. 6. Глобальный спрос на основные первичные энергоресурсы, млн тераджоулей (million TJ). Источник: (McKinsey Energy Insights..., 2020).

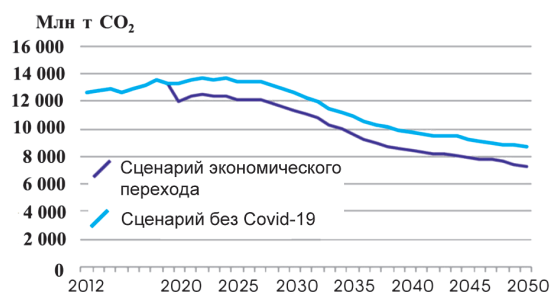


Рис. 7. Динамика эмиссии CO<sub>2</sub> в сценарии с учётом коронавирусной пандемии и в Сценарии без неё. Источник: (New Energy Outlook 2020..., 2020).



чаще всего достигается путём разработки специальных климат ориентированных сценариев, либо сценариев, направленных на обеспечение энергетического перехода, в основе которых лежит снижение или стабилизация роста энергопотребления при резком изменении его структуры в пользу возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Для возможности сравнения предлагаемых сценариев разрабатываются и так называемые базовые сценарии.

Рассмотренные нами сценарии перспективного развития глобальной энергетики в зависимости от той идеологии, которая в них заложена, можно условно разбить на несколько групп.

**1-я группа – прогнозы и сценарии, исходящие из инерционного развития мировой экономики и энергетики, неизменности существующей энергетической политики и пролонгирующие сложившиеся тенденции.** К ним можно отнести:

- **Сценарий Текущих политик (Current Policies Scenario – CPS)** прогнозов World Energy Outlook (WEO) МЭА, который в последнем WEO-2020 не рассматривается;

- Базовый сценарий Секретариата ОПЕК (World Oil Outlook – WOO) — **OPEC's Reference** или **Reference Case** в WOO 2020;

- Базовый сценарий Секретариата ФЦЭГ (Global Gas Outlook) — **Reference case scenario (RCS)**;

- Базовый сценарий Института экономики энергетики Японии – ИЭЭЯ (Institute of Energy Economics, Japan – IEEJ) — **Reference Scenario**;

- **Сценарий Rivalry** компании Equinor;

- Сценарий **Planned Energy Scenario (PES)** прогноза World Energy Transitions Outlook Международного агентства по возобновляемым источникам энергии (IRENA) и др.

**2-я группа – прогнозы и сценарии, ориентированные на значительный рост энергоэффективности, продолжающееся развитие технологий, учёт заявленных политических амбиций, в том числе, связанных с Парижским соглашением по климату (так называемые сценарии «эволюционирующей политики»).** Это:

- **Сценарий новых политик (NPS Scenario)** МЭА, который последние годы в прогнозах WEO считался базовым, то есть наиболее вероятным. В 2019 г. его заменил **Сценарий государственной политики (Stated Policies Scenario – STEPS)**, дающий детальное представление о направлении развития энергетического сектора в соответствии с сегодняшними политическими амбициями;

- **Сценарий ускоренной политики и технологий (Accelerated Policy and Technology Case – APT Case)** Секретариата ОПЕК (WOO 2020);

- **Сценарий трансформации мира после коронавируса (Post Corona World Transformation Scenario – Post Corona Scenario – PCS)** IEEJ;

- **Сценарий Reform** компании Equinor;

- **Сценарий эволюционного перехода (Evolving transition scenario)** BP Energy Outlook 2019 и **сценарий Business as Usual (BAU)** BP Energy Outlook 2020;

- **Базовый сценарий** постулатов IRENA (Global energy transformation: A roadmap to 2050);

- **Economic Transition Scenario** BloombergNEF («New Energy Outlook 2020») и др.

**3-я группа – прогнозы, сценарии и дорожные карты, направленные на обеспечение энергетического перехода.** К ним относятся:

- **Сценарий устойчивого развития (Sustainable Development Scenario – SDS Scenario)** МЭА;

- Альтернативные сценарии Секретариата ОПЕК – **Scenario A, Scenario B** (World Oil Outlook 2020);

- **Сценарий смягчения последствий выбросов углерода (Carbon Mitigation Scenario – CMS)** Секретариата ФЦЭГ (GECF Global Gas Outlook 2050 Synopsis);

- **Сценарий передовых технологий (Advanced Technologies Scenario)** IEEJ;

- Сценарии **Renewal** и **Rebalance** компании Equinor;

- **Сценарий быстрого перехода (Rapid Transition Scenario – RT** или **Rapid)** BP – базовый в BP Energy Outlook 2020;

- **Transforming Energy Scenario** постулатов IRENA;

- **Климатический сценарий (NEO Climate Scenario – NCS)** компании BloombergNEF;

- **Сценарий «Новая нормальность» (New Normal scenario)** специалистов Европейской Комиссии (Global Energy and Climate Outlook 2020);

К отдельной группе следует отнести сценарии, в которых показано, как должна развиваться или какой должна быть энергетика, чтобы обеспечить достижение цели по ограничению глобального потепления до 1,5°C и 2,0°C к 2100 году по сравнению с доиндустриальным уровнем. К этим амбициозным климатическим сценариям в первую очередь (по срокам публикаций) относятся различные климатические сценарии Межправительственной группы экспертов по изменению климата – МГЭИК (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC), опубликованные в октябре 2018 г. (Special Report on Global Warming of 1.5 °C), а также:

- **Круговая (или замкнутая) углеродная экономика/ сценарий 4R (Circular carbon economy/4R Scenario – CCE)** IEEJ;

- **Net Zero Scenario (Net Zero)** BP Energy Outlook 2020;

- **1.5°C Scenario** последнего прогноза IRENA (World Energy Transitions Outlook 2021);

- **Сценарии «2°C» и «1,5°C»** специалистов Европейской Комиссии (Global Energy and Climate Outlook 2020);

- **Сценарий 1.5°C Pathway** компании McKinsey Energy Insights (Global Energy Perspective 2021) и др.

Своеобразной вершиной подобных разработок стал уже упомянутый выше выпуск Международного энергетического агентства «Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector». Это исследование развивает и доводит до логического конца идеи, заложенные ранее в сценарии Net Zero Emission by 2050 (NZE2050) WEO-2020.

Ещё раз подчеркнём, что подобное деление прогнозов и сценариев на четыре группы весьма и весьма условно, поскольку идеология многих сценариев позволяет относить их к разным группам. Так, Сценарий государственной политики (STEPS) WEO-2020 МЭА по своим качественным параметрам следовало бы отнести к прогнозам и сценариям второй группы, что и сделано нами выше. Однако по своему месту в ряду остальных сценариев WEO-2020, он относится именно к базовым сценариям, тем более что **Сценарий Текущих политик (CPS)** в этом прогнозе вообще не рассматривается. Поэтому в табл. 3

он отнесён к первой группе. Но особенно сказанное относится к сценариям прогностических исследований IRENA, которые в каждом выпуске их результатов разные. Следует также отметить, что в подавляющем большинстве случаев в рассмотренных в статье исследованиях детально проработан лишь один сценарий. Что касается остальных, тем более альтернативных сценариев, то

в них проанализированы с различной степенью детализации лишь отдельные составные части глобальной энергетики, причём, как правило, не на полный период прогнозирования (пример – сценарии Net Zero Emissions by 2050 и Delayed Recovery Scenario WEO-2020, о которых ещё будет сказано ниже). Это не позволяет проводить не только сравнение сценариев в различных прогнозах, но и

| Организация, сделавшая прогноз | Название сценария                         | Название исследования            | Прогноз-ный год          | Потребление/спрос на первичные энергоресурсы, млн т н.э. |                 |               |                |                | Выработка электро-энергии, ТВт·ч | Доля ВИЭ, %     | Эмиссия CO <sub>2</sub> , млрд т |
|--------------------------------|---|----------------------------------|--------------------------|--|-----------------|---------------|----------------|----------------|----------------------------------|-----------------|----------------------------------|
|                                |   |                                  |                          | Всего  | Доля ВИЭ,%      | Нефть         | Газ            | Уголь          |                                  |                 |                                  |
| 1-я группа прогнозов           |   |                                  |                          |  |                 |               |                |                |                                  |                 |                                  |
| МЭА                            | Stated Policies Scenario                  | WEO-2020                         | 2040                     | 17085  | 22              | 4832          | 4321           | 3314           | 40 094                           | 47              | 33,3                             |
| ОПЕК                           | Reference Case                            | WOO-2020                         | 2040/<br>2045            | 17473/<br>17920  | 20/<br>21       | 4945/<br>4935 | 4330/<br>4523  | 3611/<br>3521  | .../<br>47000                    | .../<br>37      | 36,9/<br>36,8                    |
| ФСЭГ                           | Reference Case scenario                   | Global Gas Outlook 2050 Synopsis | 2040/<br>2050            | ≈17000/<br>18190   | 21/<br>24       | 5455/<br>4890 | ≈5250/<br>5920 | ≈3200/<br>2980 | ≈40 000<br>/48 050               | 31/<br>35       | >33,7/<br>33,7                   |
| ИЭЭЯ                           | Reference Scenario                        | IEEJ Outlook 2021                | 2040/<br>2050            | 17823/<br>18556  | 16/<br>17       | 5328/<br>5608 | 4690/<br>5132  | 4174/<br>3884  | 40519/<br>45201                  | 32/<br>35       | 39,5/<br>40,0                    |
| Equinor                        | Rivalry                                   | Energy Perspectives 2021         | 2040/<br>2050            | 16613/<br>16643  | .../<br>20*     | 5062/<br>5050 | 3939/<br>3948  | 3401/<br>2826  | 38137/<br>41252                  | ...             | .../<br>31,8                     |
| 2-я группа прогнозов           |   |                                  |                          |  |                 |               |                |                |                                  |                 |                                  |
| ИЭЭЯ                           | Post Corona World Transformation Scenario | IEEJ Outlook 2021                | 2040/<br>2050            | 17494/<br>17724  | 16/<br>18       | 5109/<br>4929 | 4611/<br>5019  | 4042/<br>3614  | 40441/<br>45151/                 | 32/<br>37       | 38,0/<br>36,2                    |
| Equinor                        |   | Reform                           | Energy Perspectives 2021 | 2040/<br>2050  | 15686/<br>15273 | .../<br>26*   | 4249/<br>3825  | 3919/<br>3842  | 2785/<br>2085                    | 40475/<br>45338 | ...                              |
| BP                             | Business as Usual                         | Energy Outlook 2020              | 2040/<br>2050            | 16505/<br>17317  | 17/<br>22       | .../<br>4108  | .../<br>4467   | .../<br>2938   | ...                              | ...             | 32,6/<br>30,5                    |
| 3-я группа прогнозов           |   |                                  |                          |  |                 |               |                |                |                                  |                 |                                  |
| МЭА                            | Sustainable Development Scenario          | WEO-2020                         | 2040                     | 13020  | 35              | 3006          | 2943           | 1295           | 38774                            | 72              | 14,7                             |
| ИЭЭЯ                           | Advanced Technologies Scenario            | IEEJ Outlook 2021                | 2040/<br>2050            | 15925/<br>15743  | 21/<br>26       | 4617/<br>4454 | 3918/<br>3802  | 2939/<br>2235  | 38288/<br>41490                  | 41/<br>51       | 29,6/<br>25,2                    |
| Equinor                        | Rebalance                                 | Energy Perspectives 2021         | 2040/<br>2050            | 13409/<br>12247  | .../<br>41*     | 2795/<br>2056 | 3430/<br>2547  | 1529/<br>679   | 44356/<br>50329                  | ...             | .../<br>8,9                      |
| BP                             | Rapid                                     | Energy Outlook 2020              | 2040/<br>2050            | .../<br>14929  | 33/<br>44       | .../<br>2126  | .../<br>3201   | .../<br>573    | ...                              | ...             | 16,6/<br>9,3                     |
| 4-я группа прогнозов           |   |                                  |                          |  |                 |               |                |                |                                  |                 |                                  |
| МЭА                            | NZE2050                                   | WEO-2020                         | 2030                     | ≈12000   | ...             | ...           | ...            | ...            | ...                              | 60              | 20,1                             |
| ИЭЭЯ                           | Circular carbon economy/ 4R Scenario      | IEEJ Outlook 2021                | 2040/<br>2050            | 16030/<br>16061  | 21 /<br>25      | 4350/<br>3922 | 4397/<br>4816  | 2800/<br>1980  | 38297/<br>41639/                 | 45/<br>58       | 27,4/<br>20,0                    |
| BP                             | Net Zero Scenario                         | Energy Outlook 2020              | 2040/<br>2050            | 14905/<br>14929  | 48<br>/59       | .../<br>1003  | .../<br>1959   | .../<br>287    | ...                              | ...             | 9,7/<br>1,4                      |

Табл. 3. Основные показатели некоторых прогностических исследований мировой энергетики. Пересчёт в млн т н.э. сделан исходя из следующих соотношений: IEJ = 23,886 Mtoe; Imboe/d = 49,598 Mtoe. \* – только «новые» ВИЭ. Источник: рассчитано и составлено по данным (World Energy Outlook..., 2020; World Oil Outlook 2045..., 2021; GECF Global Gas Outlook 2050..., 2021; BP Energy Outlook..., 2020; IEEJ Outlook..., 2021; Energy Perspectives..., 2021).

иметь полную картину развития энергетики в самих этих сценариях. В полной мере это относится и к сценариям IRENA. С учётом этого и отмеченного выше, в табл. 3 сценарии IRENA, как и многих других прогностических центров, не рассматриваются.

Конечно, было бы интересно подробно рассмотреть каждый из названных выше сценариев, показать его особенности и сравнить с другими сценариями прогнозами. Проанализировать прогнозы инвестиций и цен на энергоресурсы. Однако объём статьи не позволяет этого сделать, поэтому рассмотрим лишь один, базовый, показатель этих сценариев – глобальное энергопотребление, и его изменение в каждой из выделенных нами четырёх групп.

Спрос на первичные энергоресурсы в мире в основных рассмотренных сценариях первой группы на уровне 2040 г. лежит в диапазоне от 16,6 млрд т н.э. в сценарии Rivalry компании Equinor (Energy Perspectives..., 2021), до 17,8 млрд т н.э. в Reference Scenario ИЭЭЯ (IEEJ Outlook..., 2021). При этом глобальный спрос в этих сценариях продолжает расти и в последующие 2045–2050 годы. Основу энергетического баланса этих сценариев составляют традиционные энергоресурсы – нефть, природный газ и уголь, хотя срок достижения пика спроса на них в разных прогнозах и различен. Соответственно доля ВИЭ, включая традиционную биомассу, в них невелика – порядка 20–22%, а в прогнозах ИЭЭЯ, который во всех своих работах весьма осторожно оценивает возможности ВИЭ, и того меньше – всего 16%.

Типичным представителем прогнозов этой группы можно назвать Сценарий государственной политики (STEPS) WEO-2020 МЭА, структура перспективного баланса которого представлена в табл. 4 и на рис. 8.

Количественно общий объём энергопотребления второй группы сценариев в целом принципиально не отличается от аналогичных показателей сценариев первой группы, поскольку заложенные в них рост энергоэффективности, продолжающееся развитие технологий, учёт заявленных политических амбиций принципиально уровни потребления не меняют. Эти отличия проявляются лишь внутри прогнозов соответствующего прогностического исследования, что хорошо видно при сравнении сценариев Rivalry и Reform компании Equinor (рис. 9).

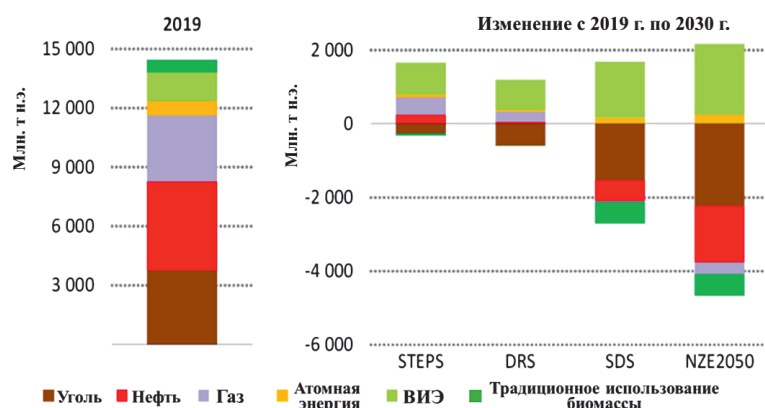


Рис. 8. Изменение структуры глобального потребления первичных энергоресурсов в различных сценариях WEO-2020 МЭА. STEPS – Сценарий государственной политики; DRS – Сценарий позднего восстановления; SDS – Сценарий устойчивого развития; NZE2050 – Сценарий нулевых выбросов к 2050 году. Источник: (World Energy Outlook 2020, 2020).

И хотя в сценариях второй группы по сравнению со сценариями первой принципиально не меняется и структура энергопотребления, тем не менее, доля угля в ней, как правило, немного меньше, а природного газа – больше (табл. 4).

Принципиально отличаются от них сценарии третьей группы, направленные на обеспечение энергетического перехода (табл. 3 и 4). Спрос на первичные энергоресурсы в основных рассмотренных сценариях этой группы на уровне 2040 г. лежит в диапазоне от 13,0 млрд т н.э. в Сценарий устойчивого развития (SDS) WEO-2021 МЭА (World Energy Outlook 2020, 2020), до 15,9 млрд т н.э. в Сценарии передовых технологий (ATS) ИЭЭЯ (IEEJ Outlook..., 2021). При этом глобальный спрос в этих сценариях в последующие 2045–2050 годы в результате проведения активной энергосберегающей политики и других принимаемых мер снижается. Принципиально меняется в сценариях энергетического перехода и структура энергопотребления: доля в ней традиционных энергоресурсов – нефти, природного газа и особенно угля – резко падает, а на первое место выходят ВИЭ (табл. 4). Эти изменения хорошо иллюстрируются в исследованиях Energy Outlook компании BP (рис. 10), Energy Transition Outlook компании DNV, выполненных в одном сценарии (рис. 11), New Energy Outlook компании BloombergNEF (рис. 12) и др.

Из данных, приведенных на рис. 10–12, хорошо видно, насколько разное представление о будущей энергетике у специалистов различных аналитических и прогностических центров. Так, на уровне 2050 г. доля природного газа в структуре глобального энергопотребления в прогнозе компании DNV составляет 29%, а в Климатическом сценарии компании BloombergNEF – только 6%. Зато в этом сценарии доля так называемых «прочих» энергоресурсов, куда отнесены и 801 млн т водорода, полученных электролизом воды, достигает 20%.

По большому счёту, общим для всех этих сценариев и других разработок, связанных с проблематикой энергетического перехода, является то, что в их основе лежит концепция эволюции энергетических систем на базе значительного расширения применения ВИЭ и соответствующего сокращения использования ископаемого топлива, прежде всего угля и нефти, при одновременном существенном росте энергоэффективности по всей цепочке от производства до конечного потребления.

Что касается прогнозов и сценариев, отнесённых нами к четвёртой группе, то они ещё больше, чем сценарии энергетического перехода, направлены на снижение в мировом энергобалансе доли

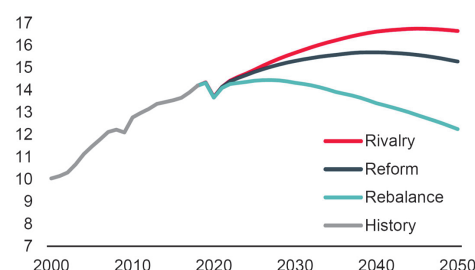


Рис. 9. Динамика глобального энергопотребления в различных сценариях прогностического исследования Energy Perspectives 2021 компании Equinor. Источник: (Energy Perspectives..., 2021).



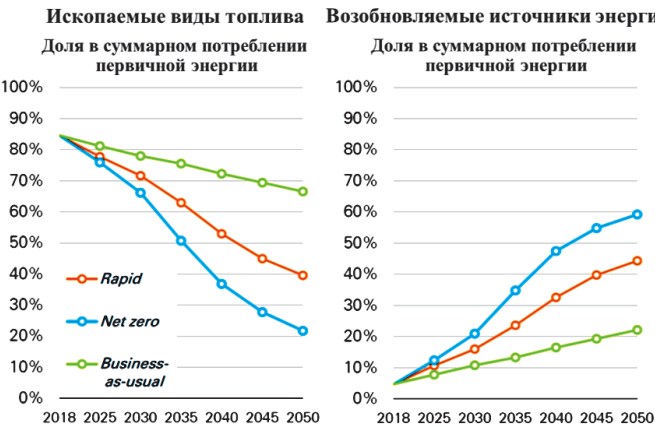


Рис. 10. Доля ископаемых видов топлива и ВИЭ в различных сценариях BP Energy Outlook 2020. \* – ВИЭ без учёта крупных ГЭС. Rapid – Сценарий быстрого перехода; Net Zero – Сценарий нулевых выбросов; Business as Usual – Сценарий обычного развития. Источник: (BP Energy Outlook 2020..., 2020).

углеродсодержащих видов топлива, либо на применение их только с использованием различных технологий извлечения и захоронения окиси углерода. Общее представление о таких сценариях дают данные таблиц 3 и 4, а также рис. 8 и 10.

Отдельного рассмотрения заслуживают исследование МЭА «Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector», а также его критика со стороны зарубежных специалистов. Однако из-за размера статьи ограничимся лишь его своеобразным итогом – видением энергопотребления в мире в 2050 г. (рис. 13). Такой

объём энергопотребления и его структура как раз и обеспечивают снижение эмиссии CO<sub>2</sub>, включая выбросы промышленных процессов, к 2050 г. до нуля<sup>7</sup>, решая поставленные в исследовании задачи.

Представляют интерес и дополнительные сценарии, основанные на идеологии круговой (или замкнутой) углеродной экономики (The circular carbon economy – CCE). Как отмечают специалисты Секретариата ОПЕК, концепция экономики замкнутого цикла – это зарождающаяся мегатенденция, которая может способствовать смягчению последствий изменения климата. Международное исследовательское сообщество использует разные определения, тем не менее, в нем широко представлена экономическая система с минимальными потерями ресурсов и энергии за счет принципов сокращения, повторного использования и рециркуляции/переработки выбросов (3R) (World Oil Outlook 2045..., 2020).

В развитие концепции круговой/замкнутой углеродной экономики – CCE на базе «3R», специалисты Секретариата ОПЕК и ИЭЭЯ предложили концепцию CCE на основе «4R» – сокращения, повторного использования, рециркуляции и удаления выбросов из окружающей среды за счет естественных стоков (World Oil Outlook 2045..., 2020; IEEJ Outlook..., 2021).

<sup>7</sup>При 2-х условиях: 1) 1936 млрд т CO<sub>2</sub> улавливаются для дальнейшей утилизации и производства различной продукции, включая углеродно-нейтральное топливо, и изымаются из атмосферного воздуха за счет естественных стоков (например, посадки лесов); 2) 7602 млрд т CO<sub>2</sub> улавливаются и захораниваются (Net Zero by 2050..., 2021).

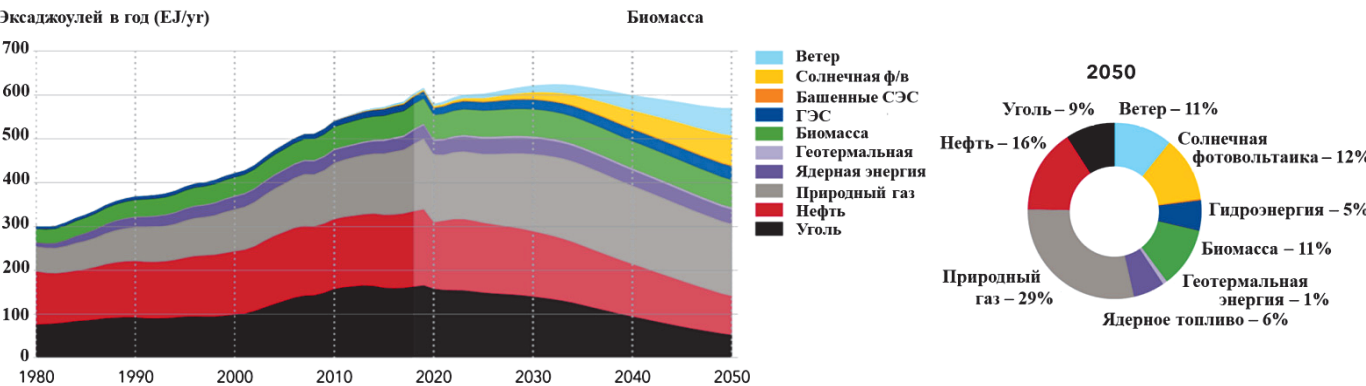


Рис. 11. Динамика и структура мирового потребления первичных энергоресурсов – прогноз компании DNV. Источник: (Energy Transition Outlook..., 2020).

|                 | МЭА      |     | ОПЕК      |  | ФСЭГ                    |     | ИЭЭЯ              |     |     |     | Equinor                  |        |           |
|-----------------|----------|-----|-----------|--|-------------------------|-----|-------------------|-----|-----|-----|--------------------------|--------|-----------|
|                 | WEO-2020 |     | WOO-2020  |  | Global Gas Outlook 2020 |     | IEEJ Outlook 2021 |     |     |     | Energy Perspectives 2021 |        |           |
|                 | Сценарии |     | Сценарий  |  | Сценарии                |     | Сценарии          |     |     |     | Сценарии                 |        |           |
|                 | STEPS    | SDS | Reference |  | Reference               | CMS | Reference         | ATS | PCS | CCE | Rivalry                  | Reform | Rebalance |
| Нефть           | 28       | 23  | 27        |  | 27                      | 25  | 30                | 28  | 28  | 24  | 30                       | 25     | 17        |
| Природный газ   | 25       | 23  | 25        |  | 28                      | 30  | 28                | 24  | 28  | 30  | 24                       | 25     | 21        |
| Уголь           | 19       | 10  | 20        |  | 16                      | 10  | 21                | 14  | 20  | 12  | 17                       | 14     | 6         |
| Атомная энергия | 5        | 9   | 5         |  | 5                       | 6   | 5                 | 8   | 5   | 8   | ...                      | ...    | ...       |
| ВИЭ             | 22       | 35  | 23        |  | 24                      | 29  | 16                | 26  | 19  | 26  | 10*                      | 15*    | 28*       |
| Всего           | 100      | 100 | 100       |  | 100                     | 100 | 100               | 100 | 100 | 100 | 100                      | 100    | 100       |

Табл. 4. Структура энергопотребления в прогнозных исследованиях МЭА, Секретариата ОПЕК, Секретариата ФСЭГ, ИЭЭЯ и компании Equinor. \* Только «новые» ВИЭ. Прогнозный год: МЭА – 2040, ОПЕК – 2045, ФСЭГ, ИЭЭЯ и Equinor – 2050. Рассчитано и составлено по данным (World Energy Outlook..., 2020; World Oil Outlook 2045..., 2021; GECF Global Gas Outlook 2050..., 2021; IEEJ Outlook..., 2021; Energy Perspectives..., 2021).

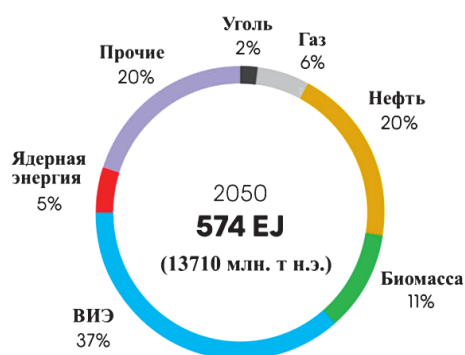


Рис. 12. Структура потребления первичных энергоресурсов в мире – Климатический сценарий (NEO Climate Scenario – NCS) New Energy Outlook компании BloombergNEF. Источник: (New Energy Outlook 2020..., 2020).

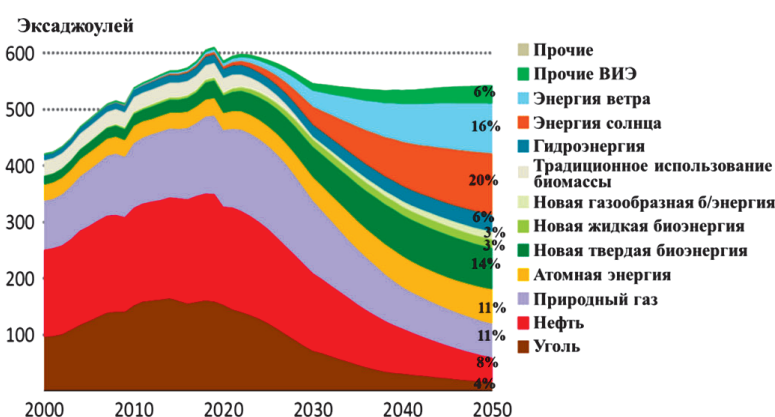


Рис. 13. Общее энергоснабжение в мире в сценарии NZE исследования МЭА «Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector». По данным (Net Zero by 2050..., 2021).

## Заключение

В заключение хотелось бы, прежде всего, отметить, что разработка долгосрочных прогностических исследований развития мировой энергетики стало значительной частью научной деятельности как различных международных организаций и ведущих государств мира (США, Китая, Евросоюза, Франции, Японии, Р. Корея и др.), так и крупнейших многопрофильных энергетических, нефтегазовых и энергосервисных компаний. Опирающиеся на достижения 4-й промышленной революции в области моделирования, цифровизации, информационных технологий, развития глобальных сетей и потоков, прогностические исследования позволяют рассматривать самые различные сценарии развития в зависимости от тех или иных принимаемых решений. Как отмечали ещё в августе 2013 г. специалисты Аналитического центра при Правительстве РФ, каждый год в мире появляются сотни и даже тысячи новых энергетических прогнозов, отражающих различные точки зрения на будущее энергетики в краткосрочной, среднесрочной и долгосрочной перспективе (Долгосрочное прогнозирование в энергетике, 2013). С тех пор количество подобных прогнозов продолжает расти.

Но вот вклад России, её специалистов в этот процесс минимален, особенно со стороны крупнейших нефтегазовых компаний. А ведь подобные прогнозы позволяют не только представить энергетическое будущее, но и отражать через них интересы организаций-составителей, «навязать» свои взгляды на то, каким оно должно быть. Более того, у нас не поставлена работа даже по систематическому изучению зарубежных прогнозов, чтобы не запутаться в их многообразии, по мониторингу ситуации в этой области.

Представляется, что подобное отношение необходимо менять, и менять как можно скорее.

## Литература

- Долгосрочное прогнозирование в энергетике (2013). *Энергетический бюллетень*, 5. Аналитический центр при Правительстве РФ
- Баунов А. (2020). Ревизия границ. Какими будут международные отношения после пандемии? Московский Центр Карнеги. [https://carnegie.ru/commentary/81714?utm\\_source=rssemail&utm\\_medium=email](https://carnegie.ru/commentary/81714?utm_source=rssemail&utm_medium=email)
- Мастепанов А.М. (2016). О глобальном потеплении, низкоуглеродной энергетике и перспективах нефтегазовой отрасли. *Экологический вестник России*, 5, с. 20–31.

Мастепанов А.М. (2017). Климат ориентированные сценарии в прогнозах Международного энергетического агентства. *Экологический вестник России*, 6, с. 4–10.

Мастепанов А.М. (2019). Энергетический переход: к чему готовиться мировому нефтегазу. *Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом*, 11(179), с. 5–6.

Мастепанов А.М. (2020a). Большие циклы и «чёрные лебеди». *Энергетическая политика*, 6(148), с. 4–19.

Мастепанов А.М. (2020b). Мир на изломе или новая реальность: о прогнозах развития энергетики и её нефтегазовой отрасли. *Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. Научно-экономический журнал*, 5(185), с. 9–10.

BP Energy Outlook 2020 edition. Energy Outlook 2020. 234 p. bp.com

Energy Perspectives 2021. Long-term macro and market outlook. Equinor ASA, June 2021. 58 p. <https://www.equinor.com/en/sustainability/energy-perspectives.html>

Energy Transition Outlook 2020. A Global and Regional Forecast to 2050. DNV GL, 306 p.

GEFC Global Gas Outlook 2050 Synopsis (2021). Gas Exporting Countries Forum. <https://www.gefc.org/insights/global-gas-outlook?d=2021&p=1>

Global Economic Prospects (2021). Washington, DC: World Bank, 234 p. <https://doi.org/10.1596/978-1-4648-1612-3>

IEEJ Outlook 2021 (2021). Energy transition in the post corona world. IEEJ, 206 p. <https://eneken.ieej.or.jp/data/9417.pdf>

Keramidas K., Fosse F., Diaz-Vazquez A., Schade B., Tchung-Ming S., Weitzel M., Vandyck T., Wojtowicz K. (2021). Global Energy and Climate Outlook 2020: A New Normal Beyond Covid-19. Luxembourg: Publications Office of the European Union. <https://ec.europa.eu/jrc>

McKinsey Energy Insights. Global Energy Perspective 2021 (2020). Energy landscape. McKinsey.

Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector (2021). IEA, 223 p. <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>

New Energy Outlook 2020 (2020). Executive Summary. BloombergNEF, 29 p. <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/#toc-download>

World Energy Outlook (2020). OECD/IEA, 464 p. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>

World Oil Outlook 2045 (2020). Organization of the Petroleum Exporting Countries, 311 p. opec.org

## Сведения об авторе

Алексей Михайлович Мастепанов – доктор экон. наук, профессор, заведующий Аналитическим центром энергетической политики и безопасности, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН; профессор, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И. М. Губкина

Россия, 119333, Москва, Губкина, д. 3

e-mail: amastepanov@mail.ru

Статья поступила в редакцию 21.07.2021;

Принята к публикации 02.08.2021; Опубликовано 30.08.2021

# From Covid “today” to low-carbon “tomorrow”: analysis of foreign forecasts for the development of world energy

A.M. Mastepanov<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

<sup>2</sup>Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russian Federation

e-mail: amastepanov@mail.ru

**Abstract.** The article is devoted to the analysis of forecasts of the world energy development made recently (from September 2020 to May 2021) by the world’s leading analytical centers, taking into account “the new reality” – the coronavirus pandemic. The impact of the Covid-19 pandemic on the development of the world economy and energy consumption and the estimates of its consequences on long-term global economic growth made in various forecasts and prognostic studies are considered. It is shown that the priority of most of the prognostic estimates of the world consumption of primary energy resources made by the world’s leading analytical centers in recent years is a sharp reduction in CO<sub>2</sub> emissions by energy and stabilization of global anthropogenic greenhouse gas emissions in order to prevent negative climate changes on our planet. A conditional classification of scenarios for the prospective development of global energy is given, depending on the ideology that is embedded in them, an analysis of the fulfilled forecasts is given. It is concluded that Russian research structures need to develop their own similar forecasts.

**Keywords:** coronavirus pandemic, energy transition, forecasts and scenarios, energy poverty, energy consumption, renewable energy sources, energy efficiency

**Recommended citation:** Mastepanov A.M. (2021). From Covid “today” to low-carbon “tomorrow”: analysis of foreign forecasts for the development of world energy. *Georesursy = Georesources*, 23(3), pp. 42–52. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.7>

## References

- BP Energy Outlook 2020 edition. Energy Outlook 2020. 234 p. bp.com
- Baunov A. (2020). What will international relations be like after the pandemic? Carnegie Moscow Center. (In Russ.). [https://carnegie.ru/commentary/81714?utm\\_source=rssemail&utm\\_medium=email](https://carnegie.ru/commentary/81714?utm_source=rssemail&utm_medium=email)
- Energy Perspectives 2021. Long-term macro and market outlook. Equinor ASA, June 2021. 58 p. <https://www.equinor.com/en/sustainability/energy-perspectives.html>
- Energy Transition Outlook 2020. A Global and Regional Forecast to 2050. DNV GL, 306 p.

- GECF Global Gas Outlook 2050 Synopsis (2021). Gas Exporting Countries Forum. <https://www.gecf.org/insights/global-gas-outlook?d=2021&p=1>
- Global Economic Prospects (2021). Washington, DC: World Bank, 234 p. DOI: 10.1596/978-1-4648-1612-3
- IEEJ Outlook 2021 (2021). Energy transition in the post corona world. IEEJ, 206 p. <https://eneken.ieej.or.jp/data/9417.pdf>
- Keramidas K., Fosse F., Diaz-Vazquez A., Schade B., Tchung-Ming S., Weitzel M., Vandyck T., Wojtowicz K. (2021). Global Energy and Climate Outlook 2020: A New Normal Beyond Covid-19. Luxembourg: Publications Office of the European Union. <https://ec.europa.eu/jrc>
- Long-term forecasting in energy (2013). *Energy Bulletin*, 5. Analytical Centre for the Government of the Russian Federation. (In Russ.)
- Mastepanov A.M. (2016). About global warming, low-carbon energy and the prospects for the oil and gas industry. *Ekologicheskii vestnik Rossii* [Ecological Bulletin of Russia], 5, pp. 20–31. (In Russ.)
- Mastepanov A.M. (2017). Climate-driven scenarios in the forecasts of the International Energy Agency. *Ekologicheskii vestnik Rossii* [Ecological Bulletin of Russia], 6, pp. 4–10. (In Russ.)
- Mastepanov A.M. (2019). Energy transition: what to prepare for the global oil and gas industry. *Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom*, 11(179), pp. 5–6. (In Russ.)
- Mastepanov A.M. (2020a). Big cycles and black swans. *Energeticheskaya politika* [Energy Policy], 6(148), pp. 4–19. (In Russ.)
- Mastepanov A.M. (2020b). A world at a breaking point or a new reality: forecasts for the development of the energy sector and its oil and gas industry. *Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom*, 5(185), pp. 9–10. (In Russ.)
- McKinsey Energy Insights. Global Energy Perspective 2021 (2020). Energy landscape. McKinsey. <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/global-energy-perspective-2021>
- Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector (2021). IEA, 223 p. <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>
- New Energy Outlook 2020 (2020). Executive Summary. BloombergNEF, 29 p. <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/#toc-download>
- World Energy Outlook (2020). OECD/IEA, 464 p. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>
- World Oil Outlook 2045 (2020). Organization of the Petroleum Exporting Countries, 311 p. opec.org

## About the Author

Alexey M. Mastepanov – Dsc (Economics), Professor, Head of the Analytical Centre for Energy Policy and Security, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences; Professor, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University) 3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Manuscript received 21 July 2021;

Accepted 2 August 2021; Published 30 August 2021



# Глобальный энергетический переход: проблемы и возможности – перспектива из Северной Америки

Т. Кёнинг

Старший геолог – Независимый консультант, Калгари, Канада  
e-mail: [tako.koning@gmail.com](mailto:tako.koning@gmail.com)

Перспектива энергетического перехода доминирует в средствах массовой информации в Северной Америке и других частях мира. Десятилетие назад большинство людей рассматривали глобальное потепление как научную тему, которая не влияет на них самих и не вызывает серьезного беспокойства. Однако в настоящее время во многих частях мира наблюдаются рекордные температуры и связанные с ними экологические последствия, такие как обширные лесные пожары на западе США и Канады. Соответственно, правительства во всем мире признают необходимость того, чтобы будущая экономическая деятельность была углеродно-нейтральной или, как ее еще называют, углеродно-нулевой. Достижение цели углеродно-нейтральной экономики к 2050 году будет чрезвычайно сложной задачей, но также появятся и экономические возможности в результате масштабного развития солнечной, ветровой и геотермальной энергии.

**Ключевые слова:** Парижское соглашение по климату, углеродно-нейтральная экономика, возобновляемые источники энергии, улавливание и хранение углерода

**Для цитирования:** Кёнинг Т. (2021). Глобальный энергетический переход: проблемы и возможности – перспектива из Северной Америки. *Георесурсы*, 23(3), с. 53–58. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.8>

## Ведение

Прошедший год стал для мировой нефтяной промышленности годом потрясений. Пандемия Covid-19, начавшаяся весной 2020 г., привела к падению мирового спроса на нефть со 101 млн баррелей нефти в день до нынешних 94 млн баррелей нефти в день. Цены упали с 60 долларов США за баррель до нулевого уровня в апреле прошлого года и теперь восстановились до текущей цены в 70 долларов США за баррель (на 23 июля 2021 года).

Год назад в мире уже всерьез обсуждалась необходимость перехода к экономике с нулевым выбросом двуокиси углерода (нулевым выбросом углерода). В мировой экономике поставлена цель снижения уровня выбросов углерода до нулевого к 2050 году. За последний год все большее число независимых фондов, банков и институциональных инвесторов заявляют о своем намерении отказаться от своих инвестиций в нефтегазовые компании.

На рисунках 1–4 показаны проблемы, с которыми сталкивается современный мир, с точки зрения содержания CO<sub>2</sub> в атмосфере, повышения температуры, увеличения выбросов CO<sub>2</sub> на региональной основе и исторического роста населения.

## Энергетический переход требует критического осмысления

Перспектива энергетического перехода доминирует в средствах массовой информации в Северной Америке. Текущие рекордно высокие температуры и обширные лесные пожары на западе США и Канады усиливают осознание общественностью насущной потребности мира в ускорении перехода к альтернативной энергетике. Люди пытаются понять, являются ли такие температуры и экологический стресс «новой нормой». Однако существуют общие философские вопросы и вопросы

социальной справедливости, которые также необходимо учитывать при энергетическом переходе. Скотт Тинкер – американский геолог, научный и общественный деятель, бывший президент Американской ассоциации геологов-нефтяников и в настоящее время руководитель отдела экономической геологии Техасского университета (Остин, штат Техас, США) – является создателем документального фильма об энергетике под названием «Включение» («Switch-on»). Он выделяет следующие тезисы на многих своих презентациях по всему миру (Tinker, 2021).

1. Глобальные проблемы бедности не могут быть решены без адекватного энергоснабжения.

2. Один миллиард человек в мире не имеют электричества, и третья часть мира страдает от недостатка электричества (*энергетической бедности*).

3. Большинство мировых проблем – включая болезни, голод, нехватку одежды, жилья, иммиграцию и миграцию, рост населения, здравоохранение и даже расширение прав и возможностей женщин, не могут быть решены без помощи *доступной энергии*.

4. Соответственно, правительства во всем мире, работа над энергетическим переходом, должны также учитывать потребности тех, кто не имеет энергоснабжения, или тех, кто живет в условиях энергетической бедности.

## Глобальная политика и энергетический переход

Избрание в США президента Джо Байдена оказало серьезное влияние на нефтяную промышленность, поскольку администрация Байдена немедленно объявила о своем намерении присоединить Соединенные Штаты к Парижскому соглашению по климату.

Почти все страны подписали Парижское соглашение в 1996 году, цель которого – удержать рост глобальной средней температуры «намного ниже 2,0 °C» и «приложить усилия» для ограничения роста температуры величиной 1,5°C. Важность этого подчеркивает заявление

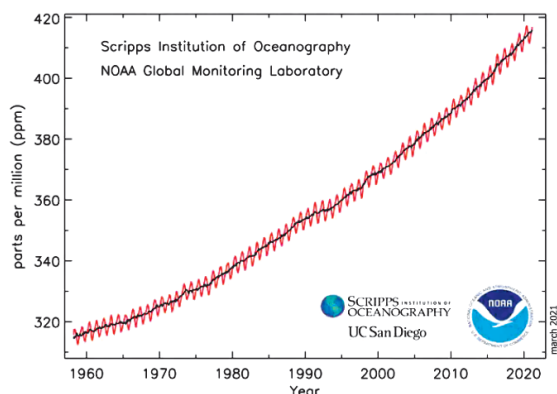


Рис. 1.  $\text{CO}_2$  в атмосфере с 1960 по 2020 год, за 60 лет наблюдений в обсерватории Мауна-Лоа, Гавайи, США. Концентрация  $\text{CO}_2$  увеличилась с 315 частей на млн до 415 частей на млн – устойчивое увеличение на 32%. Источник: Scripps Institute of Oceanography, University of California, 2021.

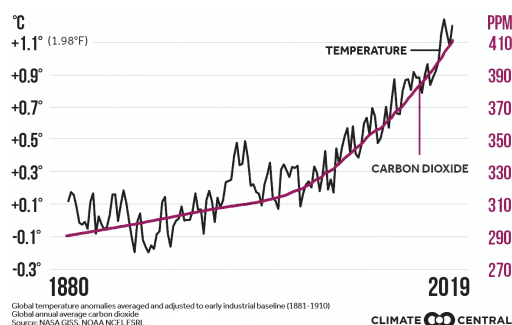


Рис. 2. Глобальные температуры и углекислый газ с 1880 по 2019 год. За 139 лет выбросы  $\text{CO}_2$  увеличились на 42%. Источник: Climate Central.

от 28 января 2021 г., сделанное Джоном Керри, посланником президента США по вопросам климата, о том, что «Саммит ООН по климату в Глазго, который состоится с 1 по 12 ноября 2021 г., – это последний реальный шанс для мирового сообщества предотвратить наихудшие глобальные экологические последствия для окружающей среды». Министерство энергетики США заявляет, что нет более серьезной проблемы, стоящей перед США и всей планетой, чем климатический кризис. Китай, второй по величине потребитель нефти в мире после США, также привержен энергетическому переходу. Ранее в этом году президент Китая Си Цзиньпин объявил, что Китай достигнет пика выбросов к 2030 году и будет снижать выбросы углерода до нуля к 2060 году. На рисунке 5 показаны уровни выбросов в США и Китае за последние четыре десятилетия.

#### Канада

Что касается Канады, правительство страны поставило цель достичь «нулевого» выброса парниковых газов в масштабах всей экономики к 2050 году. Хотя общие выбросы  $\text{CO}_2$  в Канаде относительно невелики по сравнению с США и Китаем из-за небольшого количества населения, составляющего всего лишь 35 млн человек, Канада имеет самый высокий в мире уровень выбросов на душу населения благодаря высокому уровню жизни и очень холодному климату, который требует много энергии для обогрева домов, офисов и предприятий. Кроме того, Канада является второй по величине страной в мире после России, и из-за больших расстояний между нашими городами канадцы потребляют много бензина, дизельного и реактивного топлива во время поездок по стране. Сжигание каменного

$\text{CO}_2$  emissions, gigatonnes, by country/region

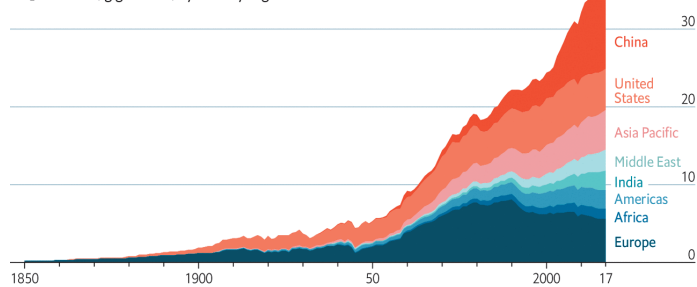
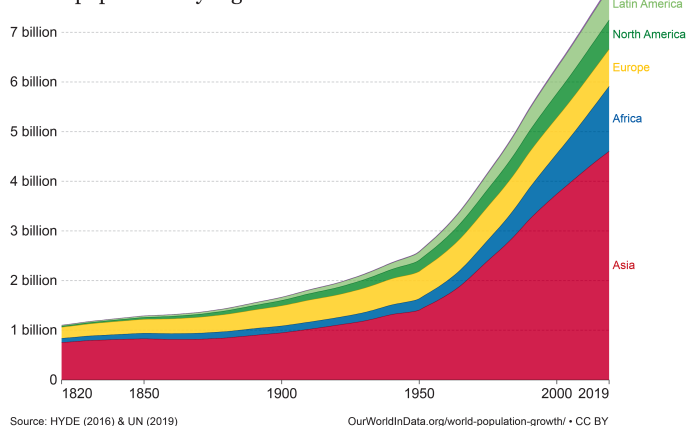


Рис. 3. Выбросы  $\text{CO}_2$  в гига тоннах, по странам и регионам, с 1850 по 2017 год. Источник: Global Carbon Project, Carbon Dioxide Information Analysis Centre. Опубликовано: The Economist, 2020.

World population by region



Source: HYDE (2016) & UN (2019)

OurWorldInData.org/world-population-growth/ • CC BY

Рис. 4. Прирост населения по регионам, 1820–2019 гг. В 1950 году в мире проживало 2 миллиарда человек. В 2021 году в мире будет почти 8 миллиардов человек. Такой быстрый рост населения не является экологически устойчивым. Источник: United Nations, 2019 г.

угля и природного газа для производства электроэнергии также повлияло на высокий уровень выбросов на душу населения. Правительство Канады повысит налоги на выбросы углерода до 170 долларов за тонну к 2030 году. Канадские экологические группы и правительство Канады, а также правительства провинций считают, что потери от продолжающегося изменения климата, состоящего из неблагоприятных погодных эффектов, таких как наводнения и лесные пожары, намного перевешивают краткосрочные экономические потери, связанные с налогами на выбросы углерода, сокращением рабочих мест и валового внутреннего продукта (ВВП). С другой стороны, значительная занятость будет создана за счет развития «зеленой энергетики», которая складывается из использования солнечной, ветровой и геотермальной энергии.

Канада как крупный производитель нефти и газа сталкивается с трудными решениями, как и ведущие

Total  $\text{CO}_2$  emissions, gigatonnes



Рис. 5. Выбросы  $\text{CO}_2$  в Китае и США, 1980–2019 гг. Источник: Агентство энергетической информации США. Опубликовано: The Economist, 2020.

Source: EIA  
The Economist

страны-производители нефти и газа во всем мире. С экономической точки зрения нефть и газ чрезвычайно важны для Канады, поскольку их экспорт является крупнейшей отраслью Канады. Объем экспорта нефти и газа (в основном в США) в 2020 году составил 63 млрд канадских долларов. Население Канады продолжает значительно увеличиваться, в основном за счет иммиграции, поскольку Канада считается основным направлением для иммигрантов. А растущее население нуждается во все большем производстве энергии.

Проблема для таких стран, как Канада, заключается в том, как увеличить производство энергии при одновременном сокращении выбросов CO<sub>2</sub>.

В то время как Канада полна решимости ограничить добычу нефти и газа из-за связанных с ней выбросов CO<sub>2</sub>, добыча нефти и газа в Канаде продолжается высокими темпами. Примером крупного газового проекта, реализуемого в Канаде, является строительство в настоящее время крупнейшего завода по производству сжиженного природного газа (СПГ) в Китимате на побережье Британской Колумбии. Этот проект стоимостью 40 миллиардов канадских долларов реализуется компанией Shell и ее партнерами в Китимате. Партнерами Shell являются малайзийская Petronas, японская Mitsubishi Corporation, Petrochina и корейская KOGAS. СПГ будет экспортироваться в основном на азиатские рынки.

В других частях Канады, особенно в восточных провинциях Онтарио и Квебек, которые считаются промышленным центром Канады, население в целом выступает против разработки нефти и газа. Некоторые наблюдатели считают этот факт парадоксальным, поскольку обе эти провинции являются крупнейшими потребителями нефти в Канаде благодаря потребности транспорта в топливе. Канадский парадокс иллюстрируется тем, что, хотя крупный проект СПГ строится на западном побережье Канады, предложенный большой проект СПГ был отклонен правительством Квебека. 21 июля 2021 года правительство Квебека объявило, что не поддержит строительство предлагаемого завода по производству СПГ стоимостью 9 млрд канадских долларов в районе Сагены (Saguenay), Квебек. В рамках этого проекта планировалось экспортировать 11 млн тонн СПГ в год с газовых месторождений в Западной Канаде на мировые рынки. Правительство Квебека заявило: «Этот проект не будет реализован из-за нашей озабоченности по поводу его выбросов, и этот проект также не поддерживает переход на более чистые источники энергии. У этого проекта больше недостатков, чем преимуществ». Соответственно, данный предложенный проект был остановлен (Quebec Spurns \$9B LNG Project, 2021).

**Две стороны глобального энергетического перехода**  
Энергетический переход имеет две стороны: во-первых, необходимость разработки глобальной энергетической дорожной карты, которая приведет страны к достижению углеродно-нейтрального баланса к 2050 году. Во-вторых, для того, чтобы стать углеродно-нейтральными, быстро развивается ряд технологий: морские и наземные ветровые, солнечные, водородные, а также технологии улавливания и хранения двуокиси углерода. Такие технологии будут массово выводиться на рынок в ближайшие 25 лет. Для мировой нефтегазовой отрасли очевиден вопрос: какую роль будут играть нефть и газ в процессе энергетического перехода?

**Нефть.** Несмотря на глобальные экономические потрясения в прошлом году, наличие нефти для подпитки мировой экономики остается критически важным. Такие агентства, как Международное энергетическое агентство (МЭА), по-прежнему прогнозируют, что потребление нефти после пандемии вырастет до 101 млн баррелей нефти в сутки к 2022 году, а затем начнет постепенно сокращаться.

По данным (Hu, Bell, 2021) 10 крупнейших мировых производителей нефти в 2020 году (в млн баррелей нефти в сутки): 1. США 11,0 млн баррелей в сутки; 2. Россия 10,8; 3. Саудовская Аравия 10,4; 4. Канада 4,7; 5. Ирак 4,6; 6. Китай 4,0; 7. Бразилия 3,0; 8. ОАЭ 2,6; 9. Иран 2,4; 10. Кувейт 2,3.

**Природный газ.** Тем временем главный участник энергетического перехода – природный газ – возьмет на себя роль промежуточного топлива. Природный газ обеспечивает наиболее чистое сжигание углеводородов и все чаще рассматривается в качестве промежуточного топлива или «переходного топлива», необходимого для перехода к экономике с нулевым выбросом углерода. Таким образом, в ближайшее десятилетие мы можем ожидать резкого увеличения объемов разведки и добычи газа в нефтегазовой отрасли.

Мировое потребление газа остается чрезвычайно высоким. Согласно недавнему отчету Международного газового союза (International Gas Union, IGU), в 2020 году, несмотря на воздействие Covid-19, мировая торговля СПГ выросла до рекордного уровня, прежде всего в Азии (12th Annual World LNG Report, 2021). Действительно, согласно прогнозам, к 2040 году мировой спрос на СПГ увеличится почти вдвое, как сообщает Royal Dutch Shell в своем годовом обзоре рынка СПГ. Импорт СПГ азиатскими странами стремительно растет из-за продолжающегося устойчивого экономического роста особенно в таких странах, как Китай и Индия. Кроме того, Китай резко увеличивает импорт СПГ для производства электроэнергии, поскольку он отказывается от использования электростанций, работающих на угле, сильно загрязняющих окружающую среду.

В целом мировая торговля СПГ увеличилась до 356,1 млн тонн в 2020 году, что на 1,4 млн тонн или примерно на 0,4% больше по сравнению с 2019 годом. Рост был бы намного выше, если бы Covid-19 не снизил экономическую активность. Торговля СПГ поддерживалась в первую очередь увеличением спроса из Азии, что привело к увеличению экспорта из США и Австралии, согласно годовому отчету IGU. В 2020 году Австралия обошла Катар как крупнейшего экспортера СПГ в мире, в то время как США и Россия остались третьим и четвертым крупнейшими экспортерами, соответственно, как показано на рисунке 6.

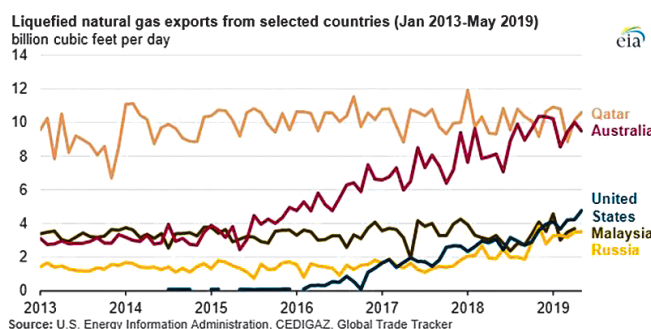


Рис. 6. Мировой экспорт СПГ. С 2016 года экспорт ежегодно увеличивается. Австралия особенно наращивает экспорт СПГ, в первую очередь в Китай. Источник: USA Energy Information Administration, 2020.



Россия играет ключевую роль в оказании помощи Западной Европе, особенно Нидерландам и Германии, в их движении к энергетическому переходу. Обе страны увеличивают импорт природного газа из России. В Нидерландах из-за проседания пластов и связанных с добычей газа землетрясений вблизи Гронингена, крупнейшего газового месторождения Европы, добыча в Гронингене прекратилась. Ранее месторождение Гронинген обеспечивало большую часть потребления газа Европой, включая Германию. Существенно важно то, что Германия ввела мораторий на использование ядерной энергии, а также сокращает потребление угля для производства электроэнергии, поэтому ее потребность в газе возросла. Таким образом, Россия помогает уменьшить растущий дефицит энергии как в Германии, так и в Нидерландах. Между тем, газопровод «Северный поток – 2» почти готов, осталось построить всего 33 км (по состоянию на 22 июля). Строительство будет полностью завершено к концу этого года и позволит России экспортировать больше газа в Западную Европу.

На Петербургском международном экономическом форуме 2–5 июня 2021 года Роснефть, крупнейший производитель нефти в России, объявила о подписании соглашения о сотрудничестве с американской нефтесервисной компанией Baker Hughes для изучения возможностей использования водорода в качестве альтернативного топлива для своей деятельности. Роснефть также ожидает, что Baker Hughes предоставит ей «технологии и оборудование» для обнаружения, измерения и сокращения выбросов парниковых газов, уделяя особое внимание сокращению утечек метана. Газпром нефть также объявила в своем меморандуме о взаимопонимании с Royal Dutch Shell, что обеим компаниям предлагается изучить возможность развертывания решений по улавливанию, утилизации и хранению углерода и его соединений (CCUS) на своих совместных предприятиях в России (Russian Oil Giants Pen Carbon-Focused Pacts..., 2021).

**Уголь.** Уголь был ключевым компонентом экономики промышленно развитых стран со времен промышленной революции 1760–1840 годов. Однако уголь также является источником наибольших выбросов CO<sub>2</sub> среди ископаемых видов топлива. Австралия является крупнейшим в мире экспортером коксующегося угля, используемого для производства стали. Австралия также является вторым по величине потребителем энергетического угля для выработки электроэнергии.

2 июня 2021 года группа промышленно развитых стран G7 ужесточила свою позицию в отношении использования ископаемого топлива и объявила, что уголь является их первой целью. В G7 входят Канада, Франция, Германия, Италия, Япония, Великобритания, США. Группа семи призвала к «абсолютному» прекращению любой новой прямой государственной поддержки международного производства электроэнергии с помощью угля к концу 2021 года и также напомнила своим странам-членам, что любое финансирование ископаемого топлива должно соответствовать целям Парижского соглашения (Wacket, Piper, 2021).

### **Мировые цены на нефть и стоимость возобновляемых ресурсов**

Текущая цена в 70 долларов за баррель с поправкой на инфляцию не отличается от цен середины 1970-х годов несмотря на то, что прошло 45 лет. Соответственно, текущая цена на нефть очень низка ввиду значительного увеличения стоимости жилья, образования, транспортных

средств, продуктов питания и товаров, которые значительно выросли за эти 45 лет. Поэтому «дешевая нефть» препятствовала переходу на более дорогие возобновляемые источники энергии, такие как солнечная энергия, энергия ветра и геотермальная энергия. Однако сейчас, благодаря технологическому прогрессу, стоимость возобновляемых источников энергии продолжает снижаться, и они становятся все более экономически конкурентоспособными по сравнению с нефтью. В итоге исследователи из таких институтов, как Имперский колледж в Лондоне, обнаружили, что инвестиции в возобновляемые источники энергии приносят гораздо более высокую отдачу, чем ископаемое топливо (Donovan, 2020).

### **Ответ крупных международных нефтяных компаний**

Гигантские нефтегазовые компании изменяются по-разному и с разной скоростью (Whaley, 2021). Наблюдается тенденция их трансформации от международных нефтяных компаний к интегрированным энергетическим компаниям, но этот процесс происходит различными путями по обе стороны Атлантического океана.

Некоторые крупные европейские международные нефтяные компании, включая BP и Total, решили, что, будучи участниками «углеродной проблемы», они хотят быть частью безуглеродного решения, и начали переход от нефтяных компаний к энергетическим компаниям (Kreeft, 2020). И действительно, Total уже переименовалась в TotalEnergies.

Испанская государственная нефтяная компания Repsol тоже проводит значительные изменения, чтобы к 2050 году достичь нулевых выбросов. В этом году она продает свои доли в четырех разведочных блоках в Малайзии и Вьетнаме. Repsol также продала активы в России и оставила добычу нефти в Испании.

«Знаковая неделя» прошла с 23 по 29 мая 2021 года, когда в трех крупнейших нефтяных компаниях мира произошли беспрецедентные изменения. (1) Royal Dutch Shell. 26 мая решение голландского гражданского суда послужило серьезным предупреждением о глобальном потеплении для Shell и, косвенно, для других крупных международных нефтяных компаний. 26 мая суд обязал Shell более активно сократить выбросы CO<sub>2</sub> – на 45% к 2030 году по сравнению с уровнем 2019 года. (2) ExxonMobil Corp. Инвесторы-активисты, ориентированные на охрану окружающей среды, смогли получить три места в совете директоров американской компании ExxonMobil. (3) Chevron Corp. 26 мая акционеры Chevron, базирующейся в США, проголосовали против пожелания совета директоров и проголосовали за предложение по климату, чтобы включить выбросы от будущего сжигания топлива потребителями в качестве составной части будущих целей Chevron по сокращению выбросов CO<sub>2</sub> (Reguly, 2021; Marsh, Quinson, 2021).

В настоящее время ряд крупных международных нефтяных компаний, включая BP, китайскую Sinopec, норвежскую Equinor и Shell, рассматривают водородное топливо для обеспечения спроса на энергоносители, который в противном случае может снизиться по мере ускорения декарбонизации. Они планируют использовать существующие трубопроводы, танкеры-хранилища и запасы топлива для производства «голубого водорода» – процесса, в котором используется природный газ, но улавливаются и сохраняются выбросы углерода и его соединений. Самый

простой путь к нулевым выбросам – это использование водорода, производимого возобновляемой электроэнергией, известного в отрасли как «зеленый водород», но согласно экспертным оценкам, «голубой водород» будет дешевле как минимум до 2030 года, по мере наращивания доли ветровой и солнечной энергии (Morison, Hurst, 2021).

### Достижимы ли нулевые выбросы к 2050 году?

18 мая 2021 года МЭА (International Energy Agency – IEA) выпустило отчет под названием «Чистый ноль к 2050 году: дорожная карта для глобального энергетического сектора» – «Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector» (International Energy Agency, 2021). МЭА находится в Париже, Франция, и насчитывает 30 стран-членов и 8 ассоциированных стран-членов. Отчет МЭА был охарактеризован многими как «сенсационный» и «радикальный», поскольку в нем говорилось следующее: (1) Если мир хочет эффективно положить конец глобальному потеплению, нет необходимости в дальнейших инвестициях в разработку нефти и газа. (2) Нет необходимости в разведке нефти и газа, кроме разрабатываемых в настоящее время месторождений нефти и газа. Нет необходимости в новых месторождениях нефти. (3) МЭА призвало к масштабному продвижению экологически чистой энергии, чтобы к 2050 году достичь нулевого выброса углерода в атмосферу.

Реакция на отчет МЭА от 18 мая 2021 г. включала следующие два примера. Американский институт нефти заявил: «Любой путь к нулевому показателю выбросов должен включать постоянные инновации и использование природного газа и нефти, которые вытесняют уголь в развивающихся странах и позволяют использовать возобновляемые источники энергии». Торговая организация в США – Национальная ассоциация оффшорной промышленности заявила: «Решения в области климата и выбросов должны обеспечивать баланс между экологическими, социальными, экономическими и энергетическими потребностями общества. Эти потребности взаимосвязаны. Прогресс в одной области нельзя внедрять в ущерб другим потребностям».

Ниже приводится пример лишь одной из проблем, с которыми сталкивается энергетический переход. В настоящее время в США на дорогах находится 290 млн автомобилей, средний возраст которых составляет 12 лет. Почти все эти автомобили работают на бензине или дизельном топливе. Как быстро эти автомобили можно заменить электромобилями? Потребуется масштабное строительство солнечных, ветряных и атомных электростанций по всей территории США, строительство которых потребует начать практически сразу. Однако поддержит ли американское население такие существенные изменения, или будет сопротивляться?

### Нулевые выбросы к 2050 году? Но не без ядерной энергетики

В международных средствах массовой информации появлялись обширные статьи и дискуссии о будущей роли ядерной энергетики в энергетическом переходе. Подавляющее преимущество ядерной энергетики заключается в том, что она не выделяет CO<sub>2</sub>. EIA (Energy Information Administration – Управление энергетической информации) США ожидает быстрого восстановления спроса на энергию и соответствующее увеличение выбросов в этом году (2021 г.). По прогнозам EIA, к 2050

году выбросы CO<sub>2</sub> в США, связанные с энергетикой, будут на 5 процентов выше уровня 2020 года (Conca, 2021). 22 апреля 2021 года президент Джо Байден провел в Вашингтоне виртуальный саммит лидеров по вопросам климата, на котором присутствовали почти все мировые лидеры, включая Бориса Джонсона из Великобритании, Владимира Путина из России, Си Цзиньпина из Китая и Джастина Трюдо из Канады. Президент Байден заявил, что, стремясь быстрее повернуть кривую выбросов вниз, США стараются к 2030 году сократить вдвое выбросы относительно пикового уровня 2005 года – чуть менее 6 миллиардов тонн CO<sub>2</sub>.

По мнению различных исследовательских институтов энергетики и энергетических аналитиков, включая Джеймса Конка (Conca, 2021), ядерная энергия должна играть гораздо более важную роль, чтобы к 2050 году достичь нулевых выбросов CO<sub>2</sub>.

По данным МЭА на 2021 г. самый высокий показатель доли ядерной энергии в электроэнергии, производимой странами, во Франции – 71,7%, в США – 19,3%, в России – 17,9%, в Канаде – 14,9%, в Германии – 11,7%, в Китае – 4,7%, а самый низкий показатель у Ирана – 2,1%.

Население продолжает расти и приближается к прогнозируемому пику в 10 миллиардов человек. Доступ к энергии вполне может быть лучшим средством защиты окружающей среды в мире. Индекс человеческого развития ООН и другие исследования показали, что достижение уровня потребления 3000 киловатт-часов на человека приводят к снижению рождаемости. По словам Конка, «люди становятся достаточно зажиточными, чтобы не зависеть от своих детей, которые кормят их в старости. Без энергии невозможно спасти людей и планету».

За последние пять десятилетий ядерная энергетика добилась значительного прогресса в области безопасности, эффективности и стоимости. Глобальные организации, такие как Межправительственная группа экспертов по изменению климата, Международное энергетическое агентство, Сеть организаций при ООН для выработки решений в области устойчивого развития и Глобальная комиссия по экономике и климату, поощряют утроение количества ядерной энергии в мире для стабилизации глобальных выбросов углерода (Conca, 2021). Одновременно потребуется быстрое наращивание солнечной, ветровой и геотермальной энергии, чтобы мир достиг нулевого уровня выбросов CO<sub>2</sub>.

### Новые возможности для профессионалов промышленности и нефтегазовой отрасли

Рассмотрим, каким образом энергетический переход повлияет на профессионалов нефтяной отрасли. К ним относятся инженеры-нефтяники (специалисты в области разработки месторождений, бурения и оборудования), экономисты, геологи, геофизики, геохимики, а также специалисты, занимающиеся ликвидацией объектов и рекультивацией окружающей среды. Для профессионалов нефтяной отрасли во всем мире вся эта нестабильность в энергетике является обескураживающей и создает проблемы, но проблемы также создают и новые возможности (Koning, 2021a, b, c).

Энергетический переход пользуется поддержкой инвестиционного сообщества как в Европе, так и в Северной Америке. Большинство энергетических компаний в Северной Америке торгуют на основных фондовых рынках, включая фондовые биржи Нью-Йорка и Торонто,

Канада. Как показано на рисунке 7, доходность с января 2014 года по январь 2021 года в «компаниях чистой энергии» значительно превысила доходность инвестиций в традиционные нефтегазовые компании.

Быстро развивающийся энергетический переход гарантирует, что разведка и разработка месторождений газа, как внутри страны, так и за рубежом, останутся активными, по крайней мере, в течение следующих двух десятилетий, чтобы удовлетворить глобальный спрос на газ, особенно в качестве переходного энергетического топлива. Опыт профессионалов нефтяной отрасли будет очень востребован, поскольку резко возрастет активность в области CCUS – улавливания, использования и хранения углерода и его соединений. Они также будут вовлечены в реализацию геотермальных проектов по всему миру. Многие инженеры-нефтяники обладают глубокими знаниями в области энергетики и могут легко переключиться на такую деятельность в области возобновляемой энергетики. Соответственно, профессионалы нефтяной отрасли будут продолжать участвовать в процессе перехода мирового сообщества к безуглеродному и устойчивому энергетическому будущему. Однако им также необходимо будет профессионально адаптироваться и принять новые технологии, которые будут развиваться вместе с энергетическим переходом.

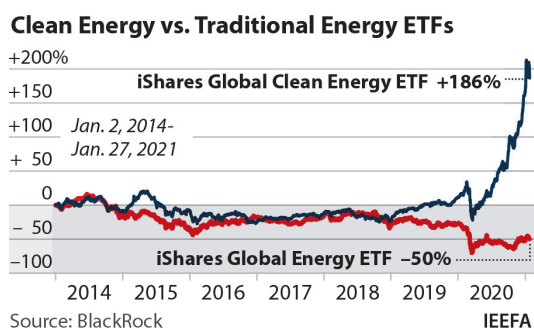


Рис. 7. Инвестиции фондового рынка в «чистую энергию» по сравнению с «традиционной энергией» с января 2014 года по январь 2021 года. Традиционная энергия будет включать крупные нефтегазовые компании, такие как американские ExxonMobil и Chevron, а также европейские компании, включая Royal Dutch Shell, BP и норвежская Equinor. Источник: BlackRock и the Institute for Energy Economics & Financial Analysis (IEEFA) (Кливленд, США).

## Благодарности

Автор выражает благодарность редакции научно-технического журнала «Георесурсы» за внимание и возможность опубликовать данную статью. Автор выражает благодарность Жерару Крефту, основателю и бывшему управляющему директору компании EnergyWise (Арнем, Нидерланды) за конструктивные советы и комментарии к данной статье.

## Литература

- 12th Annual World LNG Report (2021). International Gas Union, Barcelona, Spain.
- Conca J. (2021). The International Energy Agency's Bizarre Roadmap For Global Decarbonization. *Forbes*.
- Donovan C. (2020). Centre for Climate Finance and Investments. Imperial College, London.
- International Energy Agency (2021). Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector. <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>
- Koning T. (2021a). The Every-Changing Dynamics of the International Oil and Gas Industry. Online Event Series: Re-Energizing and Positioning Upstream Exploration in Southern Africa. European Association of Geoscientists and Engineers, Amsterdam, The Netherlands.
- Koning T. (2021b). The Energy Transition – Challenges and Opportunities. Presentation. Canadian Society of Petroleum Geologists, Calgary, Canada.
- Koning T. (2021c). The Global Energy Transition – Challenges and Opportunities. Presentation. First International Petroleum Data Base Conference, Luanda, Angola, West Africa.
- Kreeft G. (2020). Ranking the Majors on Energy Transition. *Africa Oil + Gas Report*, 21(5).
- Morison R., Hurst L. (2021). The Race for Blue (and Green) Hydrogen: How Gas Giants are Vying to Stay Relevant. *Bloomberg*.
- Marsh, A., Quinson, T. (2021). Exxon's Loss Marks Turning Point for Socially Conscious Investors. *Calgary Herald*.
- Quebec Spurns \$9B LNG Project (2021). *Ottawa Citizen*.
- Reguly, E. (2021). Big Oil's bad day won't change much in the foreseeable future. *The Globe and Mail*.
- Russian Oil Giants Pen Carbon-Focused Pacts with Shell and Baker Hughes (2021). *Upstream magazine*.
- Tinker S. (2021). Critical Thinking for Equitable Energy. IPAA. <https://www.ipaa.org/events/industry-insights-webinar-031721/>
- Wacket, M., Piper, E., (2021). G7 Agrees to Terminate International Funding for Coal in Climate Push. *Reuters*.
- Whaley J. (2021). Increasing Energy While Decreasing Carbon, *GEOExPro magazine*, 18(2).
- Xu, C., Bell, L. (2021). Oil market recovery stays the course amid risks. *Oil & Gas Journal*, pp. 18–29.

## Сведения об авторе

Тако Кёнинг – Старший геолог – Независимый консультант Калгари, Канада

Статья поступила в редакцию 28.07.2021;

Принята к публикации 03.08.2021; Опубликовано 30.08.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

## The global energy transition: challenges and opportunities – a perspective from North America

T. Koning

Senior Geologist – Independent Energy Consultant, Calgary, Canada. e-mail: tako.koning@gmail.com

**Abstract.** The energy transition from fossil fuels to renewables is dominating the news in North America and other parts of the world. A decade ago, most people would have viewed global warming as an academic subject which did not impact themselves nor warrant serious concern. However, currently many parts of the world are experiencing record temperatures and related environmental impact such as the extensive forest fires being experienced in the western USA and Canada. Accordingly, governments worldwide recognize the need for future economic activity to be carbon-neutral or as is also termed carbon-zero. To achieve the goal of carbon-neutral economies by

2050 will be hugely challenging but economic opportunities will also arise in the major development of solar, wind and geothermal energy.

**Keywords:** Paris climate accord, carbon-neutral economies, renewable energies, carbon capture sequestration and storage

**Recommended citation:** Koning T. (2021). The global energy transition: challenges and opportunities – a perspective from North America. *Georesursy = Georesources*, 23(3), pp. 53–58. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.8>

Manuscript received 28 July 2021;

Accepted 3 August 2021; Published 30 August 2021



## Уточнение скоростной модели верхней части разреза по данным нестационарных электромагнитных зондирований: результаты применения в Восточной и Западной Сибири

И.А. Шелохов<sup>1,2,\*</sup>, И.В. Буддо<sup>1,2,3</sup>, А.С. Смирнов<sup>4,5</sup>, А.А. Пьянков<sup>6</sup>, Н.В. Татьяна<sup>7</sup>

<sup>1</sup>Институт земной коры СО РАН, Иркутск, Россия

<sup>2</sup>ООО «СИГМА-ГЕО», Иркутск, Россия

<sup>3</sup>Иркутский национальный исследовательский технический университет, Иркутск, Россия

<sup>4</sup>ООО «Газпром недра», Тюмень, Россия

<sup>5</sup>Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

<sup>6</sup>ООО «ИНГЕОСЕРВИС», Тюмень, Россия

<sup>7</sup>ООО «ТНГ-Групп», Бузульма, Россия

Геологический разрез Восточной Сибири является крайне сложным объектом для изучения сейсморазведкой. Причиной тому высокая изменчивость литологии верхней части разреза (ВЧР), резкопересеченный рельеф, наличие многолетнемерзлых пород (ММП). В Западной Сибири типовой геологический разрез чаще всего осложнен ММП, существенно искажающими данные сейсморазведки. В настоящей работе предлагается альтернативный традиционному подход к прогнозированию скоростной модели верхней части разреза. Подход основывается на оригинальной методике восстановления упруго-скоростных характеристик из данных малоглубинных зондирований становлением поля в ближней зоне.

Цель данной работы состояла в тестировании методики расчета скоростной модели ВЧР на основе данных зондирований становлением поля в ближней зоне в малоглубинной модификации (мЗСБ) на ряде месторождений Восточной и Западной Сибири. Задачей исследования являлось повышение точности обработки данных метода общей глубинной точки (МОГТ) и, как следствие, повышение качества геологических моделей месторождений нефти и газа. Полученные результаты математического моделирования и полевых экспериментов подтверждают эффективность предложенной методики, позволяющей повысить точность восстановления геологической модели и достоверность прогноза. В частности, показано, что для условий Восточной Сибири улучшение качества обработки сейсмических данных заключается в существенном повышении динамики и когерентности сейсмической записи. В условиях Западной Сибири удается учесть скоростные аномалии, связанные с распространением многолетнемерзлых пород и зонами перехода от континентальной части территории к транзитной зоне. Использование разработанной методики позволяет при минимальных затратах повысить качество обработки данных сейсморазведки и увеличить точность картирования границ геологического разреза, исходя из характера решаемой задачи.

**Ключевые слова:** скоростная модель, сейсморазведка, метод отраженных волн, метод общей глубинной точки, зондирование становлением поля, верхняя часть разреза, многолетнемерзлые породы, статические поправки

**Для цитирования:** Шелохов И.А., Буддо И.В., Смирнов А.С., Пьянков А.А., Татьяна Н.В. (2021). Уточнение скоростной модели верхней части разреза по данным нестационарных электромагнитных зондирований: результаты применения в Восточной и Западной Сибири. *Георесурсы*, 23(3), с. 60–72. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.9>

### Введение

При интерпретации материалов сейсморазведочных работ на территориях со сложными поверхностными условиями и неоднородной верхней частью разреза необходимо учитывать их влияние. Источником такого влияния выступают скоростные аномалии, сосредоточенные в относительно тонком, но неоднородном по толщине приповерхностном интервале разреза.

Недоучёт влияния данных аномалий на поведение отражающих горизонтов может привести к значительным ошибкам в структурных построениях, ухудшению понимания природы регистрируемых отраженных волн и других компонент волнового поля (Бондарев и др., 2005,

2013), а также влечет за собой большие неопределенности при решении обратной кинематической задачи сейсморазведки.

В настоящей работе предлагается подход к получению значений упругих характеристик верхней части разреза по данным зондирований становлением поля в ближней зоне (ЗСБ) в малоглубинной модификации (мЗСБ).

В связи с растущими объемами сейсморазведочных работ 2D и 3D проблема корректного восстановления скоростной модели верхней части разреза (ВЧР) стоит достаточно остро. Существует ряд классических методик для прогноза скоростной модели ВЧР, расчета статических поправок, в том числе уточнения строения многолетнемерзлых пород (ММП) с использованием данных многоволновой сейсморазведки (Кузнецов и др., 2014).

Учет небольших аномалий ВЧР сопряжен с целым рядом трудностей. Как правило, такая задача решается

\* Ответственный автор: Иван Антонович Шелохов  
e-mail: [sia@sigma-geo.ru](mailto:sia@sigma-geo.ru)

© 2021 Коллектив авторов

приближенно (Armstrong, 2001; Armstrong et al., 2001). Геометрия распространения лучей всех отраженных волн в районе аномалии ВЧР искажается. Зона влияния аномалии ВЧР составляет приблизительно половину длины расстановки от каждой границы аномалии. В реальных условиях зона влияния ВЧР распространяется еще дальше за счет зоны Френеля, ведь речь идет скорее о прохождении фронта волны, а не гипотетических лучей. Кроме того, стандартные методы анализа скоростей и обработки данных во временной области обеспечивают обработку всех трасс на сейсмограмме общей глубиной точки/общей средней точки (ОГТ/ОСТ) с использованием одинаковой скоростной функции 1D, следовательно, стандартные методы обработки во временной области не всегда решают задачу учета влияния ВЧР.

В рамках данной проблемы остро стоит необходимость в привлечении сторонних источников информации о ВЧР в районах, где сейсморазведка не способна справиться «своими силами».

Предложенная в работе методика расчета скоростных моделей на основе данных малоглубинной модификации ЗСБ (мЗСБ) позволяет снижать неопределенности сейсмической глубинно-скоростной модели и, как следствие, повышать точность структурных построений, что было подтверждено результатами математического моделирования (Shelokhov et al., 2018a).

### Опыт применения электроразведки для восстановления скоростных характеристик ВЧР

Опыт применения данных электроразведки для прогноза скоростной модели ВЧР насчитывает ряд как отечественных, так и зарубежных работ, например, методика, предложенная В.В. Киселевым (Киселев и др., 2009), а также исследования (Каплан и др., 2019): подход с использованием уравнения Фауста был опробован на одной из площадей полуострова Таймыр, выполнен успешный учет скоростной модели, рассчитанной по данным мЗСБ, и получен информативный сейсмический разрез.

К одному из зарубежных примеров можно отнести работу (Colombo et al., 2017). В упомянутом исследовании рассмотрен подход прогнозирования скоростной модели на основе подхода совместной инверсии, выполняемой посредством кросс-градиентной регуляризации.

### Материалы и методы

#### Методика расчета скоростной модели ВЧР

Для того, чтобы от геоэлектрических свойств пород перейти на акустические, возможно использование эмпирических зависимостей. Зависимость между удельным электрическим сопротивлением и скоростью продольных волн впервые была представлена Л. Фаустом (Faust, 1953):

$$v = \alpha(ZR)^{\frac{1}{6}}, \quad (1)$$

где  $\alpha$  – константа,  $Z$  – глубина залегания,  $R$  – удельное сопротивление пласта.

Авторами настоящей работы проанализирована возможность применения данного эмпирического уравнения (1) для восстановления акустических свойств разреза по данным мЗСБ.

Принципиальная схема расчета скоростной модели ВЧР на основе данных мЗСБ через эмпирические зависимости Фауста представлена на рис. 1.

По наблюдаемым в поле (экспериментальным) данным выполняется инверсия (решение обратной задачи геофизики). Количественная инверсия заключается в численном моделировании (решении обратной задачи электроразведки) горизонтально-слоистой среды, параметры которой увязываются с данными геофизических исследований скважин (ГИС), бурения. С целью минимизации влияния принципа эквивалентности, количественная интерпретация материалов ЗСБ проводится в несколько шагов, каждый из которых вносит свой вклад в качество получаемого результата. Первым шагом интерпретации электроразведочных данных является сбор априорной геолого-геофизической информации. На этом шаге анализируется информация по скважинам глубокого бурения, располагающимся на исследуемой площади, изучаются данные ГИС скважин, определяются региональные проводящие и высокоомные маркерные горизонты, осуществляется литолого-стратиграфическая привязка слоев. По сети скважин определяется выдержанность по мощности и простираию опорных горизонтов. Изучаются проявления магматизма и тектонической активности, оказывающие влияние на строение изучаемой территории, характер электромагнитного поля. Определяется гидрогеологическая характеристика района работ. На втором шаге осуществляется построение структурных карт по опорным горизонтам, определяется положение известных геологических структур и разрывных нарушений. Выполняется оценка распределения электрических характеристик разреза участка работ, осуществляется подбор структуры первоначальной геоэлектрической модели в соответствии с построенными структурными картами. Данный этап призван помочь увязать по разрезу основные горизонты, полученные в результате бурения скважин и добиться литолого-стратиграфической привязки геоэлектрических слоев модели.

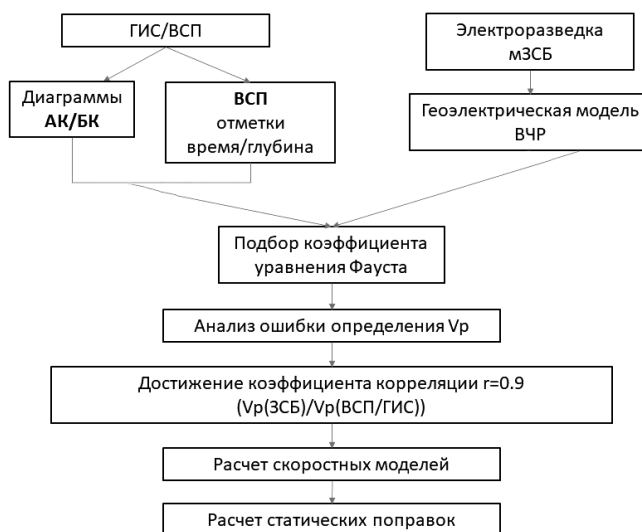


Рис. 1. Принципиальная схема расчета скоростной модели ВЧР на основе данных мЗСБ через эмпирические зависимости Фауста. ГИС – геофизические исследования скважин; ВСП – вертикальное сейсмическое профилирование; АК – акустический каротаж; БК – боковой каротаж; мЗСБ – зондирование становления поля в ближней зоне (малоглубинное); ВЧР – верхняя часть разреза.

Третий шаг включает в себя инверсию сигналов становления и построение геоэлектрических разрезов. На этом шаге геоэлектрические параметры разреза определяются с использованием программы интерпретации Model 3 (Суров и др., 2011).

Чтобы перейти непосредственно к пересчету геоэлектрических моделей в скоростные, необходимо выполнить расчет и калибровку эмпирических коэффициентов уравнения Фауста. Подход был детально рассмотрен в предшествующих работах (Shelokhov et al., 2018b) в связи с чем далее он приведен в сокращённом варианте. Для расчета коэффициентов использовалась опорная скважина. Основное требование для такой скважины – это наличие акустического каротажа в как можно более широком диапазоне глубин, начиная от первых метров. Альтернативным вариантом является применение данных вертикального сейсмического профилирования (ВСП).

Коэффициенты уравнения считаются подобранными в том случае, когда удастся добиться максимальной сходимости наблюдаемых и расчетных значений  $V_p$ . Необходимо добиться таких комбинаций коэффициентов, которые бы удовлетворяли условиям выдержанности в рамках одной литологической разности, но при этом обеспечивали бы максимальную сходимость наблюдаемых значений и расчетных  $V_p$  по всей глубине модели. Для оценки сходимости в данном случае используется коэффициент корреляции степенной функции (которой, в свою очередь, выступает уравнение Фауста), выступающий в некой функцией невязки.

После настройки уравнения производится массовый пересчет геоэлектрических моделей и формирование куба скоростей ВЧР.

### Метод ЗСБ

Метод ЗСБ традиционно применяется в России при решении широкого круга геологических задач: от изучения верхней части разреза до поисков и разведки месторождений углеводородов. Большой вклад в разработку теории метода, методики работ и обработки результатов ЗСБ внесен учеными А.Н. Тихоновым, Л.Л. Ваньяном, С.А. Шейнманном, Б.И. Рабиновичем, G.V. Keller, J.R. Wait, L. Buselli, С.Н. Stoyer и др.

Этот метод относится к группе индуктивной электроразведки с искусственными источниками электромагнитных полей. Среди различных вариантов источников и приемников электромагнитного поля наиболее распространены установки типа «петля – петля» либо «петля в петле». Это объясняется высокой технологичностью подобного рода установок, не требующих устройства заземлений, что позволяет проводить исследования в любое время года.

Работы методом ЗСБ с использованием электроразведочной станции «FastSnap» проводятся с применением индуктивной установки, состоящей из незаземленных квадратных генераторной и приемных петель различного размера. Такая установка бывает двух видов: с вынесенной за пределы генераторной приемной петель ( $Q-q$ ) и соосными приемно-генераторными петлями – «петля в петле» ( $Qq$ ). На практике рекомендуется использовать комбинированную соосно-разнесенную установку, когда от одной генераторной петли измеряется сигнал на соосной и разнесенной приемных петлях. В ходе проведенных в настоящей статье исследований длина стороны генераторной петли составляла 100 м, приемной – 10 м (рис. 2). Использовались разности, равные 100 м. Сила тока в генераторной петле изменялась от 1 до 40 А. Данная конфигурация установки обеспечивает надежное восстановление геоэлектрического разреза до глубины 700 м. Стартовая глубинность зондирования – 10 м. Кривые ЭДС и кажущегося сопротивления, типичные для геологических условий Восточной и Западной Сибири, показаны на рис. 3 и 4.

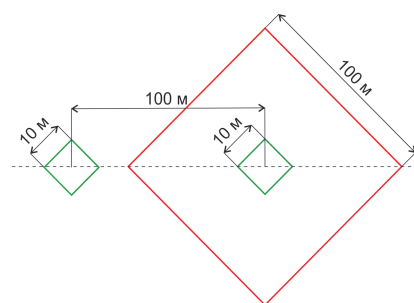


Рис. 2. Соосно-разнесенная установка мЗСБ: красным – генераторная петля, зеленым – приемные петли

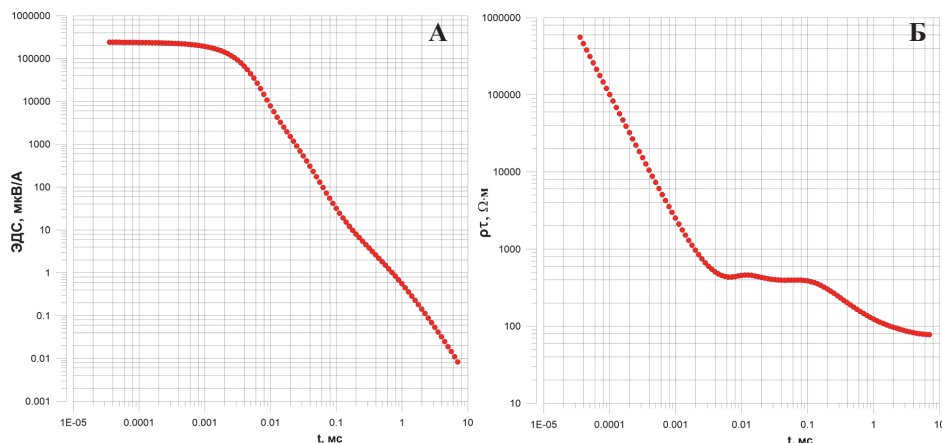


Рис. 3. Кривые мЗСБ, полученные в Западной Сибири: А – ЭДС( $t$ ); Б –  $\rho_t(t)$

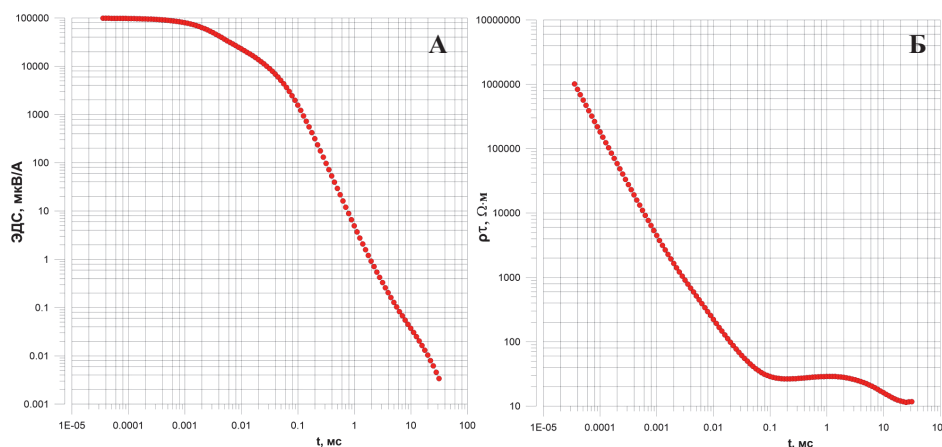


Рис. 4. Кривые мЗСБ, полученные в Восточной Сибири: А – ЭДС( $t$ ); Б –  $\rho_t(t)$



Разработанная методика протестирована в различных геологических условиях Восточной и Западной Сибири, где были выполнены высокоплотные исследования МЗСБ.

### Восточная Сибирь. Ангаро-Ленская ступень

Геологический разрез Восточной Сибири является сложным объектом для изучения основным инструментом разведочной геофизики – сейсморазведкой. Причиной этого является высокая изменчивость литологии ВЧР, резкопересеченный рельеф, наличие ММП, невыдержанных по простиранию водоносных горизонтов, тектонических нарушений и других факторов, сильно осложняющих обработку материалов сейсморазведки (Кочнев и др., 2011; Пьянков, 2016).

В данном контексте актуальна разработка подхода, позволяющего повысить точность скоростной модели ВЧР, а значит и структурных построений целевых горизонтов разреза.

При проведении сейсморазведочных работ методом общей глубинной точки (МОВ ОГТ) 3D в пределах Верхнеленского сводового поднятия (Вахромеев и др., 2019) получены полевые материалы, подтверждающие актуальность вышеперечисленных проблем. Как видно на сейсмическом разрезе (рис. 5), в восточной части профиля имеет место сложная интерференционная волновая картина, объясняющаяся наличием скоростных аномалий в ВЧР. Недоучёт данных факторов в скоростной модели ВЧР неминуемо приведет к ошибкам кинематической обработки.

В настоящей работе предлагается альтернативный подход к прогнозированию скоростной модели верхней части разреза. Подход основывается на оригинальной методике восстановления упругоскоростных характеристик из данных ЗСБ с привлечением материалов геофизических исследований в скважинах (ГИС) и вертикального сейсмического профилирования (ВСП) (Шелохов и др., 2018a,b; Shelokhov et al., 2018b).

Исследуемая территория находится на юге Сибирской платформы (рис. 6). Разрез характеризуется сложными тектоническими условиями: наличием складчатости и многочисленных разрывных нарушений. Съёмка МОВ ОГТ выполнялась по следующей методике: шаг между линиями приема – 150 м, и шаг между пунктами приема – 25 м. Шаг между линиями возбуждения – 300 м, между пунктами возбуждения – 50 м. Источник колебаний – взрывной, установка – центральная, симметричная, «крест».

Верхняя часть разреза участка исследований сложена породами среднего и верхнего кембрия, отложениями ордовика. К среднему-верхнему отделу кембрия относятся верхленская и илгинская свиты, сложенные красноцветными терригенно-карбонатными отложениями, перекрывающими породы литвинцевской свиты (Деев, 1972).

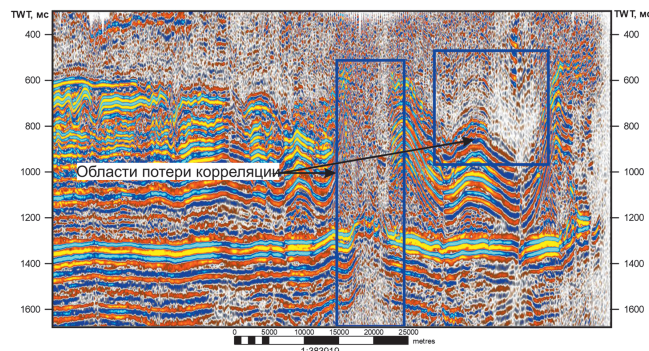


Рис. 5. Пример сейсмического разреза, осложненного влиянием ВЧР

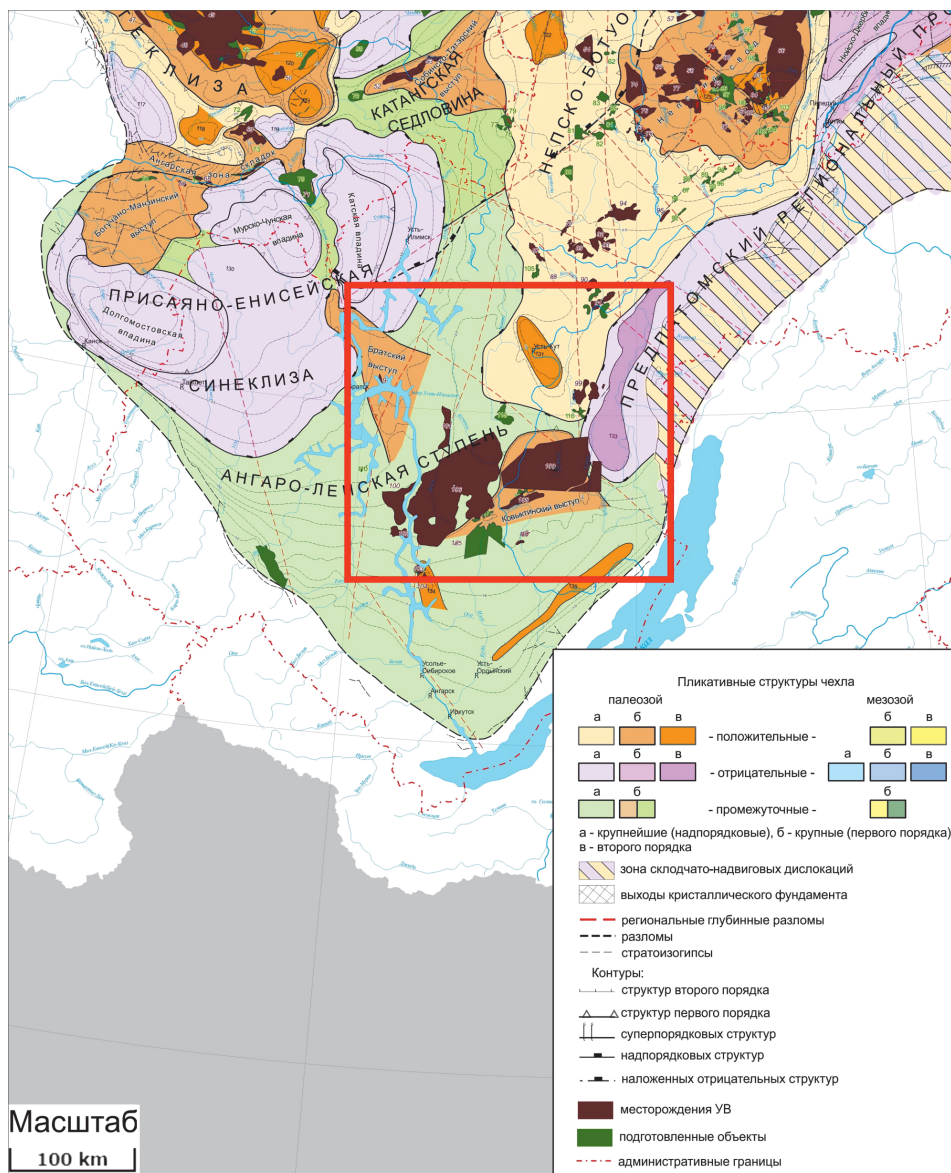


Рис. 6. Схема района работ на структурно-тектонической основе (под ред. В.С. Старосельцева)

Нижний отдел ордовика представлен нерасчлененными усть-кутской и ийской свитами. Отложения согласно залегают на красноцветных породах верхоленской свиты. В нижней части разрез представлен доломитами с прослоями известняков зеленовато-серых, темно-серых, песчаников серых, светло- и желтовато-серых. В верхней части разрез ордовика сложен песчаниками, алевролитами зеленовато-серыми, серыми, редко известняками красновато-коричневыми. Отложения имеют ограниченное распространение, слагая верхние части склонов долин и большинства водоразделов.

Согласно схеме геокриологического районирования, по степени распространения многолетнемерзлых пород выделяются две провинции:

А) островного распространения: острова мерзлых пород приурочены к заболоченным участкам водоразделов, к долинам рек, падам, к подножию северных склонов и занимают до 10–25 % площади;

Б) редкоостровного и спорадического распространения: занимают до 30 % площади и имеют распространение на водораздельных плоских поверхностях, высоких и средних террасах Лены и ее притоков, склонов падей и распадков.

Мощность мерзлой толщи в пределах изучаемой территории изменяется в восточном направлении с 20 до 30 м. Мерзлая толща имеет однослойное строение и представлена многолетнемерзлыми породами различного генезиса, прочными, уплотненными, монолитными и трещиноватыми, покрытыми элювиальными и делювиальными отложениями малой мощности (до 3 м) различной льдистости. Трещины и пустоты заполнены льдом частично или полностью.

В регионе достаточно широко распространены криогенные реликтовые образования среднеголоценовых термокарстовых форм по повторно-жильным льдам, в основном приуроченным к нижним частям склонов и к днищам долин. Сезонное оттаивание на территории исследования не превышает 0,4–1,5 м.

Верхняя часть разреза, сложенная терригенно-карбонатными отложениями верхоленской и илгинской свит среднего-верхнего кембрия, а также отложениями ордовика и четвертичными образованиями, слабо дифференцирована по акустическим свойствам. Ее мощность достигает первых сотен метров. При неглубоком залегании этой толщи в самой верхней ее части наблюдается плавное возрастание скорости от 1800–2000 м/с на глубине 20–30 м, до 4000 м/с на глубине 200–300 м. В целом, средние значения скорости продольных волн в ВЧР достаточно стабильны и изменяются в пределах 3880–4840 м/с (рис. 7).

По геоэлектрическим характеристикам первый от поверхности горизонт характеризуется высоким сопротивлением 500–2000 Ом·м и отождествляется с породами четвертичной системы. Далее по разрезу залегают породы усть-кутской свиты нижнего ордовика со значениями

УЭС от 60 до 500 Ом·м. Отложения верхоленской и илгинской свит характеризуются относительно пониженными значениями УЭС 50–150 Ом·м.

Для условий юга Сибирской платформы характерны несколько основных неоднородностей верхней части разреза (Пьянков, 2016). Основной из них является резко-пересеченный рельеф с каньонообразными долинами рек (гористый, сильно расчлененный), имеющий очень крутые склоны, которые создают неблагоприятные поверхностные сейсмогеологические условия для проведения сейсмических исследований. Для территории исследования характерен перепад абсолютных отметок от 700 до 1350 м, что соответствует крайне резко расчлененному рельефу.

Немаловажную роль играет изменчивость мощности зоны малых скоростей (ЗМС). Достоверно определить ее возможно по микросейсмокаротажу (МСК), области покрытия которого не всегда достаточно для достоверного восстановления ЗМС, в связи с чем ЗМС аппроксимируется неким сглаженным слоем.

Анализируя волновую картину, отмечается, что морфология отражающих горизонтов соответствует границам смены скоростей в скоростной модели, которые, в свою очередь, соответствуют морфологии поверхности рельефа.

Для расчета коэффициентов использовались данные ВСП по опорной скважине. В первую очередь получают значения интервального времени для каждой отметки глубины, во-вторых, выполняется многократный пересчет модели ЗСБ, полученной в точке скважины, в акустическую модель; расчет выполняется до тех пор, пока не будет достигнута максимальная сходимость.

В результате подбора было получено 3 набора коэффициентов – 3 тренда (рис. 8). Тренд №1 (первая группа коэффициентов) соответствует четвертичным отложениям, тренд №2 (вторая группа коэффициентов) соответствует карбонатным отложениям усть-кутской свиты, тренд №3 (третья группа коэффициентов) соответствует карбонатным отложениям верхоленской свиты.

Стабильность полученных трендов оценивалась по верификационной скважине на участке работ. Среднее

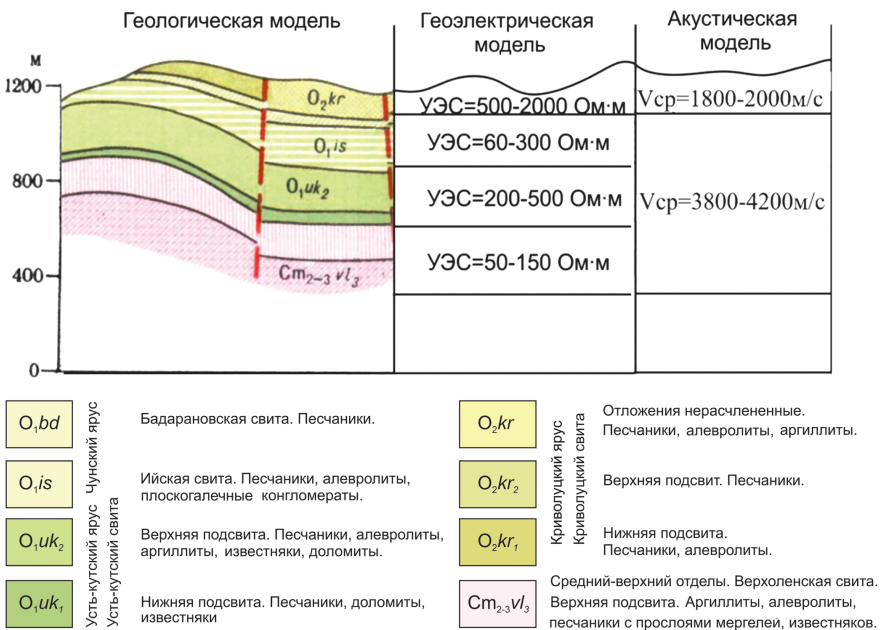


Рис. 7. Физико-геологическая модель ВЧР: Восточная Сибирь



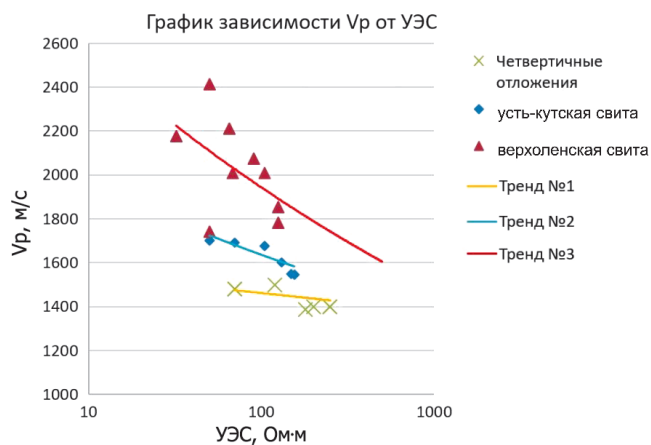


Рис. 8. Тренды для расчета скоростной модели

относительное расхождение  $V_p$ , полученного по данным мЗСБ, и  $V_p$  по данным ВСП, составило 7 % (рис. 9). Данный факт позволяет сделать вывод, что тренды стабильны, и их можно использовать для расчета скоростной модели ВЧР.

По полученным моделям были рассчитаны статические поправки. Поправки, полученные по данным первых вступлений, изменяются от 10 до 110 мс. В свою очередь поправки, полученные из модели по данным мЗСБ, более дифференцированы и изменяются от 10 до 200 мс. Распределение статических поправок, полученных по обоим методам, по площади весьма различно. Отчетливо видно, что по данным первых вступлений в центральной части площади поправки имеют наибольшее значение, тогда как по данным мЗСБ в центральной части площади они минимальны (рис. 10).

Сравнение скоростных моделей, полученных по различным вариантам обработки, показывает, что модель, полученная по данным мЗСБ, отражает значительно меньшую мощность зоны малых скоростей, также отмечается наличие высокоскоростных аномалий в разрезе, которые не детектируются по модели первых вступлений.

Анализ временных разрезов (рис. 11) показывает, что на этапе учета статики за рельеф и среднепериодных поправок отмечается существенное улучшение прослеживаемости отражающих горизонтов при использовании модели по данным мЗСБ. На разрезе, полученном с использованием модели по данным первых вступлений, отмечается наличие аномалий-теней, проходящих через весь разрез. На разрезе, полученном по данным мЗСБ, такие аномалии удается частично подавить.

Полученные результаты свидетельствуют о повышении качества суммарных разрезов до учета короткопериодной составляющей при использовании скоростной модели по данным мЗСБ.

На графике атрибута RMS (Root mean square – Среднеквадратичное значение) по ОГ Н2 (рис. 12) отчетливо видно улучшение динамики на разрезе по данным мЗСБ.

Для более наглядной визуализации улучшения качества разрезов были построены атрибуты RMS и Variance (дисперсия, аналог когерентности). На разрезах атрибутов

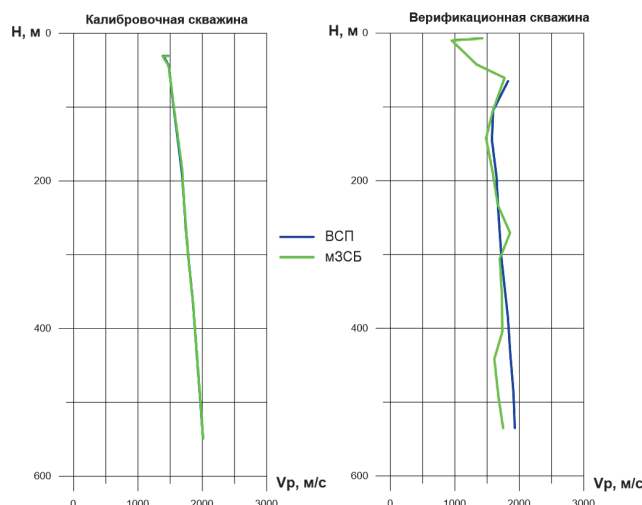


Рис. 9. Верификация полученных коэффициентов

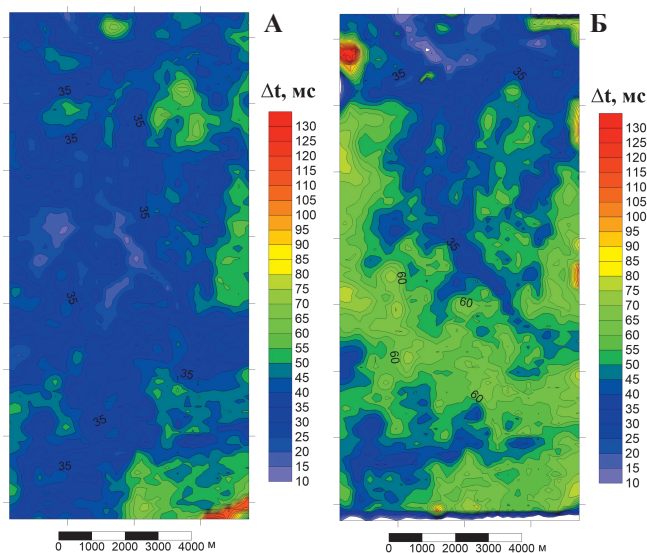


Рис. 10. Сопоставление карт статических поправок: А – по данным первых вступлений; Б – по данным мЗСБ

RMS и Variance видно, что данные, полученные с учетом модели по данным мЗСБ, отличаются более высоким уровнем амплитуды RMS и повышением качества прослеживаемости ОГ по атрибуту Variance, нежели данные, полученные с учетом модели по данным томографии первых вступлений (рис. 13, рис. 14).

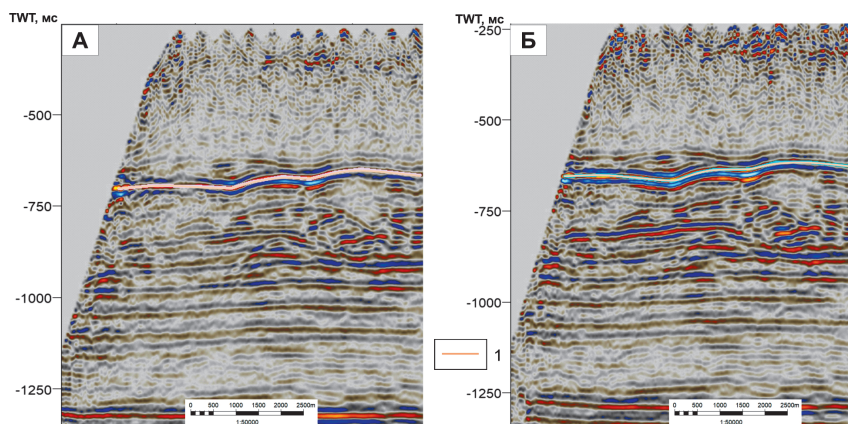


Рис. 11. Сопоставление суммарных временных разрезов с учетом короткопериодной составляющей: А – по данным первых вступлений, Б – по данным мЗСБ. 1 – отражающий горизонт ОГ Н2.



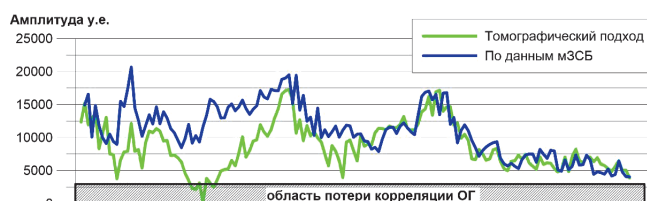


Рис. 12. График атрибута RMS amplitude

Анализируя карты когерентности (рис. 15), можно отметить, что по данным модели мЗСБ выделяются аномалии, отражающие характерную для данного участка шарьяжно-надвиговую тектонику. На левом срезе (рис. 15 А) динамически интервал слабо выражен, отражения осложнены многочисленными интерференционными зонами. В районах развития соляных валов волновая картина меняется на хаотическую, с отдельными, разнонаправленными, изогнутыми, короткими, некоррелируемыми отражениями, что не позволяет дать оценку их морфологии.

На первом срезе (рис. 15 Б) наблюдается улучшение качества прослеживаемости сейсмических отражений. Отражения динамически более выражены за счет наличия

контрастных акустических границ. Ярко выражена морфология валовых структур. Картируются складки гравитационного скольжения.

Таким образом, можно сделать вывод, что использование мЗСБ при обработке данных 3D МОГТ позволяет улучшить прослеживаемость горизонтов и динамические характеристики сейсмической записи как на этапе до учета высокочастотной составляющей, так и на финальной стадии обработки.

### Западная Сибирь. Средне-Ямальский мегавал

Исследования МОВ ОГТ 3D и мЗСБ проводились на площади 726 кв.км по совмещенной сети наблюдений (рис. 16). Съемка МОВ ОГТ 3D выполнялась по следующей методике: шаг между линиями приема – 150 м, между пунктами приема – 25 м. Шаг между линиями возбуждения – 300 м, между пунктами возбуждения – 50 м. Источник колебаний – вибрационный, установка: центральная, симметричная, «крест».

По данным электроразведочных работ мЗСБ отмечается высокая дифференцированность верхней части разреза до глубины около 500 м. До глубины 200–250 м

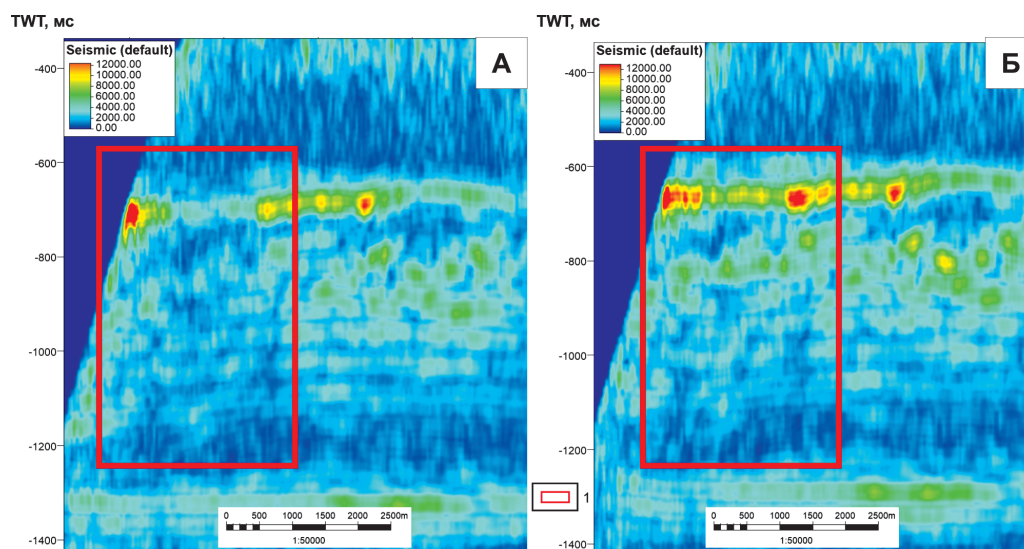


Рис. 13. Сопоставление разрезов атрибута RMS: А – по данным первых вступлений, Б – по данным мЗСБ. 1 – область улучшения сейсмических амплитуд.

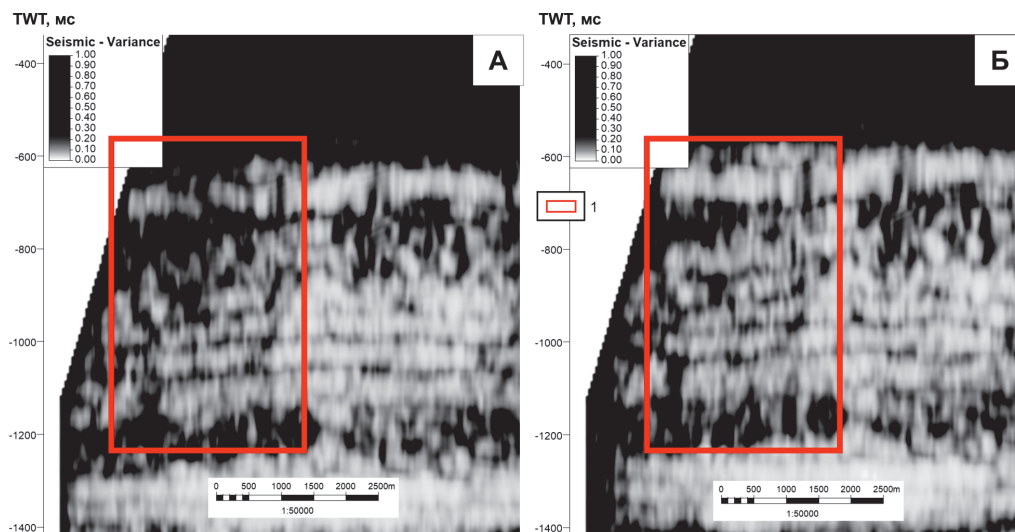


Рис. 14. Сопоставление разрезов атрибута Variance: А – по данным первых вступлений, Б – по данным мЗСБ. 1 – область улучшения когерентности.

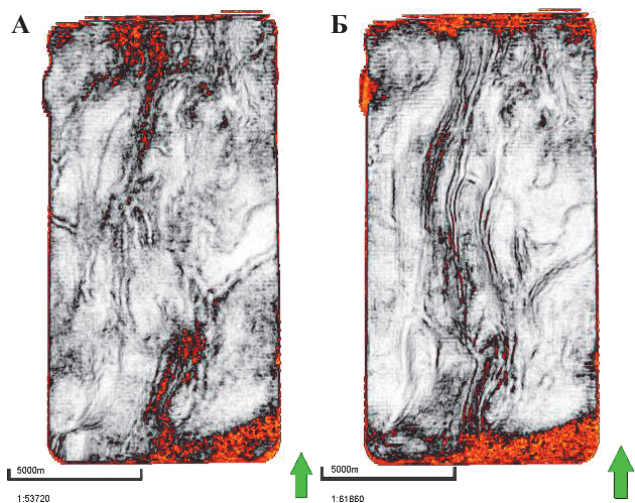


Рис. 15. Срез атрибута «когерентность» в интервале –650 мс (кровля литвинцевской свиты): А – по данным первых вступлений, Б – по данным МЗСБ

отмечается высокоомный слой, связываемый с распространением ММП (рис. 16). Сплошность ММП на территории исследования прерывается таликами, линзами криопэггов. Под руслами рек и озерами отмечаются зоны протайки, характеризующиеся по данным МЗСБ низкими значениями сопротивления. Четко фиксируется граница перехода пород из мерзлого состояния в талое. Отмечается значительное сокращение, вплоть до полного отсутствия ММП, при переходе в транзитную зону (акваторию). В целом отмечается резкая изменчивость подошвы ММП.

Верхняя часть разреза территории исследования осложнена наличием неравномерной толщи многолетне-мерзлых пород высокой степени льдистости. Толща ММП осложнена распространением сквозных и несквозных таликовых зон. Часть территории исследования проходит по транзитной зоне. Немаловажным фактом является наличие в толще ММП линз криопэггов.

Все эти факторы отражаются на временных разрезах областями полной или частичной потери корреляции ОГ, а также искажением тренда структурных поверхностей.

Для построения модели скоростной ВЧР выполняется расчет и калибровка эмпирических коэффициентов уравнения Фауста. Для расчета коэффициентов необходимо наличие акустического каротажа или данных ВСП.

Первым шагом формируется литологически-генерализованная модель, в рамках каждой литологической разности производится многократный перебор эмпирических коэффициентов уравнения. Результатом является уникальная пара коэффициентов для каждой литологической разности. При достижении коэффициента корреляции  $r = 0.9$  и более коэффициенты считаются подобранными. На площади работ присутствует 3 скважины ВСП. Первоначально расчет и калибровка коэффициентов производились по одной калибровочной скважине. Однако используя результаты подбора на верификационной скважине, получено существенное расхождение наблюдаемых и расчетных скоростей.

Проанализировав все скважины с ВСП на площади работ, сделан вывод, что они отражают радикально разные условия ВЧР (рис. 18). Исходя из этого решено использовать для калибровки все имеющиеся скважины с ВСП.

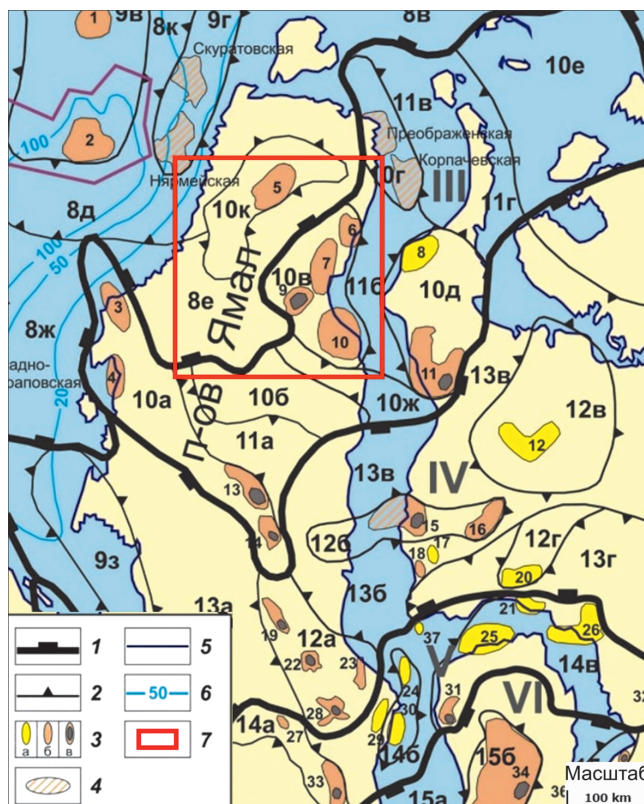


Рис. 16. Схема района работ на структурно-тектонической основе (по данным ФГУП «ВНИГНИ»). 1 – границы крупнейших тектонических элементов (синеклиз и седловин); 2 – границы тектонических элементов I порядка (сводов, валов, прогибов); 3 – месторождения (а – газовые, б – газоконденсатные, в – нефтегазоконденсатные); 4 – некоторые перспективные структуры-ловушки; 5 – береговая линия; 6 – изобаты, м; 7 – границы района исследований. Месторождения: 1 – Русановское; 2 – Ленинградское; 3 – Харасавэйское; 4 – Крузенитернское; 5 – Малыгинское; 6 – Тасийское; 7 – Северо-Тамбейское; 8 – Штормовое; 9 – Западно-Тамбейское; 10 – Южно-Тамбейское; 11 – Утреннее; 12 – Гыданское; 13 – Нейтинское; 14 – Арктическое; 15 – Геофизическое; 16 – Солетско-Ханавэйское; 17 – Трехбугорное; 18 – Восточно-Бугорное; 19 – Средне-Ямальское; 20 – Минховское; 21 – Южно-Тота-Яхинское; 22 – Нурминское; 23 – Хамбатейское; 24 – Северо-Каменномыское; 25 – Адерпаютинское; 26 – Антипаютинское; 27 – Мало-Ямальское; 28 – Ростовцевское; 29 – Каменномыское-суша; 30 – Каменномыское-море; 31 – Парусное; 32 – Западно-Мессояхинское; 33 – Новопортское; 34 – Ямбургское; 35 – Находкинское; 36 – Юрхаровское. Тектонические элементы: III – Пайхойско-Таймырская седловина (10а – Нурминский вал; 10б – Центральное-Ямальский вал; 10в – Среднеямальский свод; 10г – Преображенский вал; 10д – Юрацкий свод; 10е – Северо-Гыданская ступень; 10ж – Северо-Сеяхинская впадина; 10к – Северо-Ямальский вал; 11а – Большеямбояхинская впадина; 11б – Арктический прогиб; 11в – Белоостровский прогиб; 11г – Восточно-Гыданский прогиб), IV – Ямало-Гыданская синеклиза (9з – Поетаяхинский вал; 12а – Южно-Нурминский вал; 12б – Геофизический вал; 12в – Гыданский свод; 12г – Минховский выступ; 13а – Сеяхинский прогиб; 13б – Тадибейхинский прогиб; 13в – Торамьяхинский прогиб; 13г – Антипаютинская впадина), V – Южно-Ямальско-Мессояхинская седловина (14а – Южно-Ямальский вал; 14б – Каменномыский вал; 14в – Нижнемессояхинский вал), VI – Надым-Тазовская синеклиза (15а – Парусовый прогиб; 15б – Ямбургский вал; 15в – Находкинско-Юрхаровский вал).



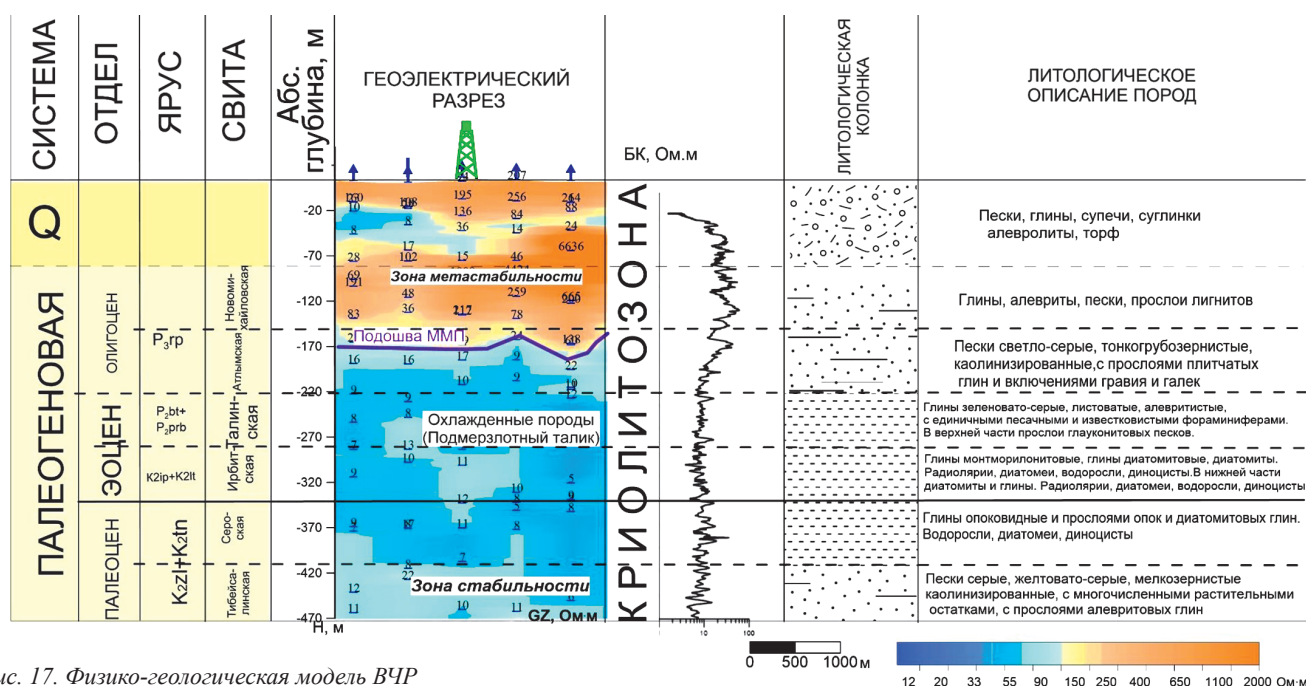


Рис. 17. Физико-геологическая модель ВЧР

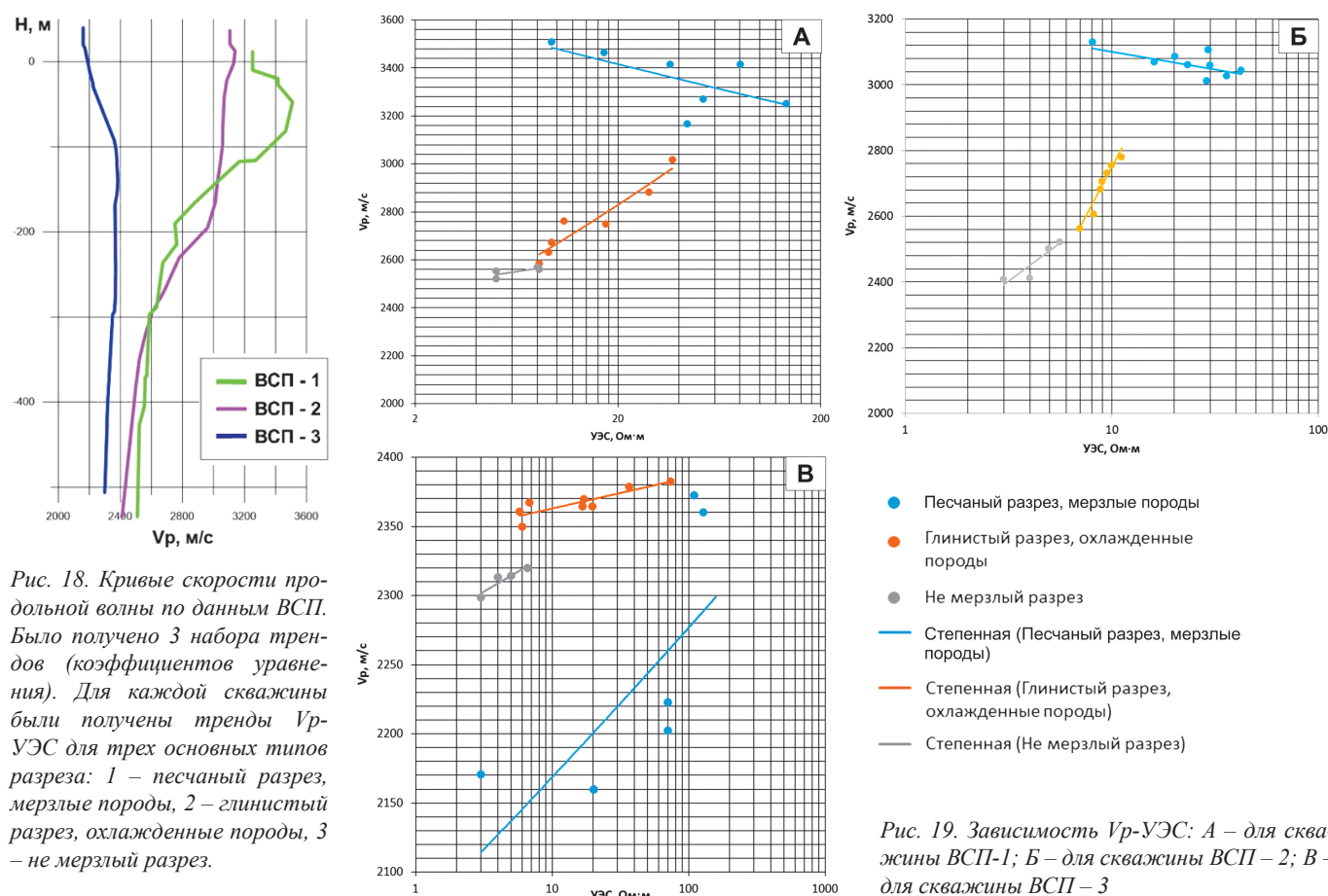


Рис. 19. Зависимость  $V_p$ -УЭС: А – для скважины ВСП-1; Б – для скважины ВСП-2; В – для скважины ВСП-3

Для использования таких скважин было необходимо выполнить районирование площади. При сопоставлении положения скважин с ВСП и картой УЭС ВЧР по данным мЗСБ сделан вывод, что каждая скважина приурочена к отдельной области по УЭС.

Таким образом, площадь исследований была поделена на три зоны (рис. 20): первая зона (красный полигон) – диапазон УЭС более 50 Ом·м, породы с наибольшей льдистостью – область использования скважины ВСП-3 в качестве

эталонной; вторая зона (зеленый полигон) – диапазон УЭС от 50 до 25 Ом·м, менее льдистые породы – область использования скважины ВСП-2 в качестве эталонной; третья зона (синий полигон) – диапазон УЭС менее 25 Ом·м, зоны оттайки – область использования скважины ВСП-1 в качестве эталонной (предполагаемые таликовые зоны).

На основе полученных зависимостей построена 3D скоростная модель ВЧР. По данной скоростной модели рассчитаны статические поправки и произведен ввод



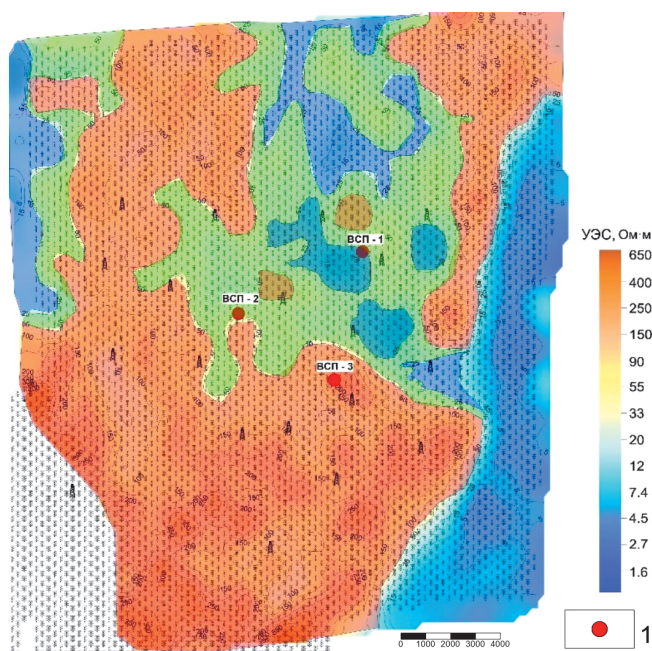


Рис. 20. Районирование площади в зависимости от распределения УЭС. 1 – скважины с ВСП.

полученных поправок в суммарные временные разрезы.

Для сравнения использовались два варианта расчёта поправок: от значений рельефа и по данным мЗСБ (рис. 21).

На разрезах, полученных без учета данных мЗСБ (рис. 22 А, Б), наблюдается нарушение осей синфазности или образование искусственных синклиналий в области перехода из континентальной части к транзитной зоне. При использовании модели мЗСБ данные скоростные аномалии удается учесть (рис. 22 В).

Таким образом, можно сделать вывод, что применение метода мЗСБ для уточнения модели ВЧР позволяет учесть скоростные аномалии, приуроченные к переходу от континентальной части к транзитной зоне.

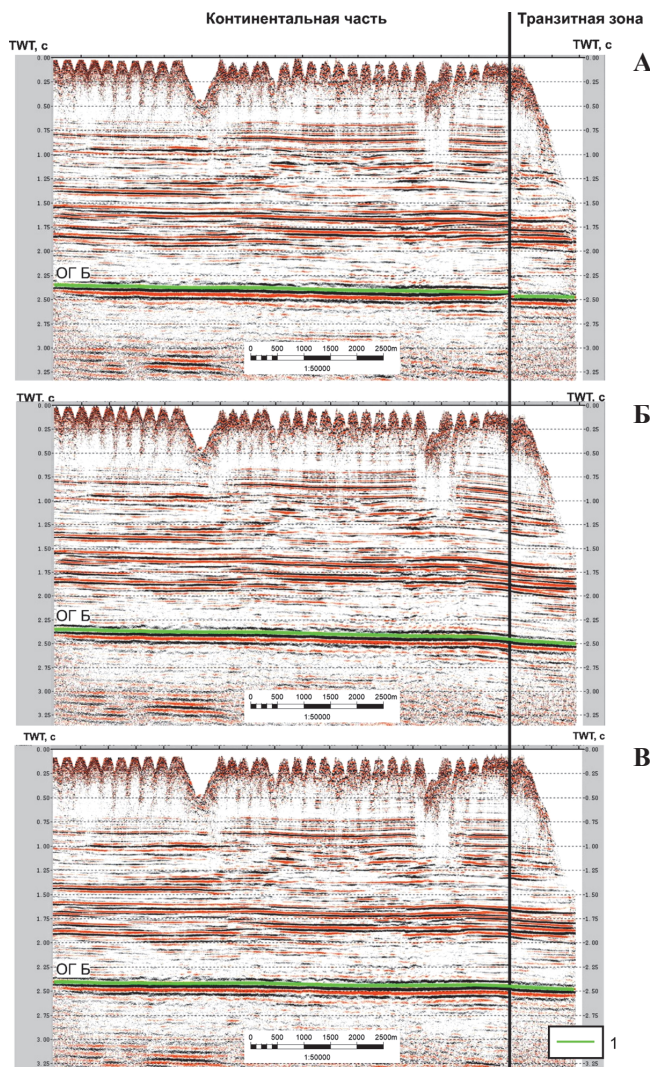


Рис. 22. Результаты ввода статических поправок: А – скоростная модель по первым вступлениям преломленных волн, Б – статические поправки от значений рельефа, В – скоростная модель по данным мЗСБ. 1 – отражающий горизонт ОГ Б.

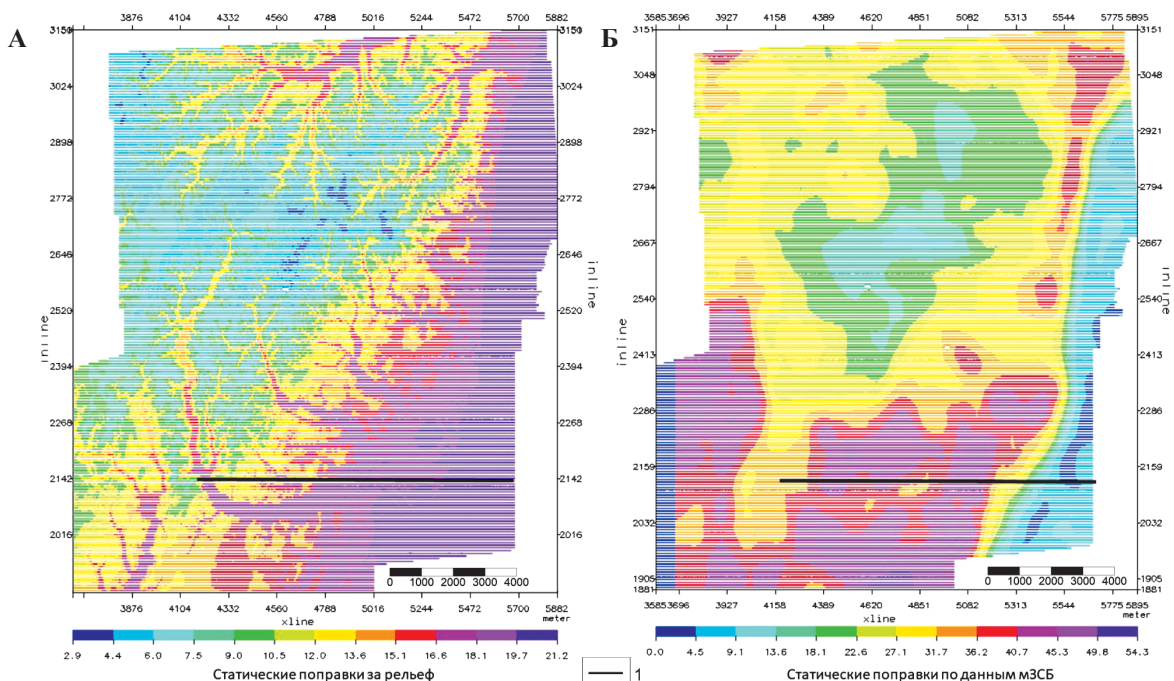


Рис. 21. Карты статических поправок: А – статические поправки от значений рельефа; Б – статические поправки по данным мЗСБ. 1 – линия профиля.



## Обсуждение и выводы

Основные результаты проведенных исследований состоят в разработке подхода к использованию нестационарных электромагнитных зондирований для уточнения скоростной модели ВЧР и последующего ее учета при обработке данных сейсморазведки, а также его апробации на ряде месторождений Восточной и Западной Сибири.

Разработан методический подход, применение которого повышает информативность сейсморазведочных данных за счет использования материалов мЗСБ.

Посредством применения указанной методики удалось улучшить динамические характеристики и точность структурных построений и, как следствие, повысить точность построения геологических моделей месторождений нефти и газа.

Для Восточной Сибири разработанная методика позволяет повысить динамические характеристики, уровень когерентности сейсмической записи. Данные факторы способствуют повышению качества итоговой сейсмо-геологической модели.

В Западной Сибири удалось добиться более точных структурных построений за счет учета скоростных неоднородностей ВЧР, связанных с транзитной зоной.

Геологическая эффективность проведенных исследований состоит в повышении точности восстановления геологической модели и достоверности прогноза.

Основные выводы исследования найдут практическое применение в производственных и научных организациях, осуществляющих деятельность в сфере обработки и интерпретации данных сейсморазведки. Использование разработанной методики позволяет при минимальных затратах повысить качество обработки данных сейсморазведки и увеличить точность картирования пород геологического разреза исходя из характера решаемой задачи.

В целом, проведенные исследования позволяют расширить область применения малоглубинной электроразведки. С учетом результатов проведенной работы намечаются следующие направления использования электроразведочных данных для повышения качества материалов сейсморазведки:

1. Использование скоростной модели ВЧР по данным мЗСБ для минимизации неопределенности ВЧР при кинематической инверсии данных МОВ ОГТ.
2. Построение скоростной модели по данным глубинных ЗСБ и ее последующий учет при глубинной миграции и построении глубинно-скоростной модели.
3. Совместная инверсия скоростной модели по данным мЗСБ и лучевой томографии для комплексного уточнения модели ВЧР.

## Благодарности

За непрерывную поддержку исследований авторы выражают искреннюю благодарность генеральному директору ООО «СИГМА-ГЕО» М.В. Шарлову, исполнительному директору ООО «СИГМА-ГЕО» к.т.н. Агафонову Ю.А., ведущему геологу Мисюркеевой Н.В., ведущему научному сотруднику Института земной коры СО РАН проф., д.г.-м.н. А.В. Поспееву. За активное сотрудничество и интерес к данной работе авторы благодарят сотрудников ООО «Газпром недра» д.г.-м.н., проф. А.А. Нежданова, А.В. Погрецкого, А.Д. Авраменко, В.В. Касьянова, А.А. Астаповича.

## Литература

- Бондарев В.И., Крылатков С.М., Курашев И.А. (2013). Технология получения скоростных моделей геологических сред на основе использования дифрагированных волн. *Современные проблемы науки и образования*, 1, с. 442.
- Бондарев В.И., Крылатков С.М., Смирнов А.С. (2005). Временные разрезы направленного видения в сейсморазведке методом многократных перекрытий. *Технологии сейсморазведки*, 3, с. 49–55.
- Вахромеев А.Г., Смирнов А.С., Мазукабзов А.М., Горлов И.В., Мисюркеева Н.В., Шутов Г.Я., Огибенин В.В. (2019). Верхнеленское сводовое поднятие – главный объект подготовки ресурсной базы УВ на юге Сибирской платформы. *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири*, 3(39), с. 38–56.
- Деев Ю.П. (1972). Объяснительная записка к геологической карте масштаба 1:200000, серия Восточно-Саянская, лист N-48-XXXIV. М.: Недра, 83 с.
- Каплан С.А., Соколова Е.Ю., Яковлев Д.В., Клокова В.П., Шпекторов А.Л., Слинчук Г.Е. (2019). Построение скоростной модели верхней части разреза в условиях распространения многолетнемерзлых пород с учетом данных наземной электроразведки. *Геофизика*, 4, с. 2–8.
- Киселев В.В., Соколова И.П., Титаренко И.А., Бессонов А.Д. (2009). Способ определения статических поправок. Патент РФ RU2411547.
- Кочнев В.А., Поляков В.С., Гоз И.В., Кульчинский Ю.В. (2011). Проблемы точности сейсморазведки в Восточной Сибири. *Научно-практическая конференция «Сейсмические исследования земной коры» (Пузыревские чтения 2009)*. Новосибирск: ИНГТ СО РАН, с. 87–90.
- Кузнецов В.М., Жуков А.П., Никонов Е.О., Буров Д.И., Гафаров Т.Н., Кусевич А.В. (2014). Изучение верхней части разреза с использованием технологий многоволновой сейсморазведки в применении к зонам развития вечной мерзлоты. *Приборы и системы разведочной геофизики*, 47(1), с. 20–30.
- Пьянков А.А. (2016). Уточнение верхней части разреза на основе применения преломленных волн на территории Восточной Сибири. *Geomodel 2016 – 18th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201602214>
- Суров Л.В., Шарлов М.В., Агафонов Ю.А. (2011). Программа для количественной интерпретации данных ЗСБ Model 3. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2011619164 от 25.11.2011 г.
- Шелохов И.А., Буддо И.В., Мисюркеева Н.В., Смирнов А.С., Агафонов Ю.А. (2018a). Подход к восстановлению скоростных характеристик верхней части разреза на основе данных нестационарных электромагнитных зондирований. *Мат. Всерос. науч.-техн. конф. «Гео-науки – 2018: актуальные проблемы изучения недр»*. Иркутск: Изд-во ИРНТУ, с. 278–284.
- Шелохов И.А., Буддо И.В., Смирнов А.С. (2018b). Подход к восстановлению скоростных характеристик верхней части разреза на основе данных нестационарных электромагнитных зондирований. *Приборы и системы разведочной геофизики*, 1–2, с. 58–68.
- Armstrong T. (2001). Velocity anomalies and depth conversion – drilling success on Nelson Field, Central North Sea. *63rd EAGE Conference & Exhibition, Extended Abstracts*, IV-2. <https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.15.IV-2>
- Armstrong T.L., McAtter J. and Connolly P. (2001). Removal of overburden velocity anomaly effects for depth conversion. *Geophysical Prospecting*, 49, pp. 79–99. <https://doi.org/10.1046/j.1365-2478.2001.00238.x>
- Baixas F., Glogovsky V., Langman S. (1997). An Interactively Constrained Approach to Long-Period Static Corrections. *59th EAGE Conference & Exhibition*. [https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.131.GEN1997\\_P008](https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.131.GEN1997_P008)
- Brown J., Ferrians O.J., Heginbottom J.A., and Melnikov E.S. (1997). Circum-Arctic map of permafrost and ground ice conditions. <https://doi.org/10.3133/cp45>
- Colombo D., McNeice G., Rovetta D., Turkoglu E., Sandoval-Curiel E., & Sena A. (2017). Seismic-Airborne TEM Joint Inversion and Surface Consistent Refraction Analysis: New Technologies for Complex Near Surface Corrections. *Society of Petroleum Engineers*. <https://doi.org/10.2118/184029-MS>
- Cox M. (1999). Static Corrections for Seismic Reflection Surveys. *Society of Exploration Geophysicists*, 546 p. <https://doi.org/10.1190/1.9781560801818>
- Faust L.Y. (1953). A velocity function including lithologic variation. *Geophys.*, 18, pp. 271–288. <https://doi.org/10.1190/1.1437869>
- Marsden D (1993). Static corrections – a review, Part I. *The Leading Edge*, 12(1), pp. 43–49. <https://doi.org/10.1190/1.1436912>
- Marsden D (1993). Static corrections – a review, Part II. *The Leading*

- Edge, 12(2), pp. 115–120. <https://doi.org/10.1190/1.1436936>
- Marsden D. (1993). Static corrections – a review, Part III. *The Leading Edge*, 12(3), pp. 210–216. <https://doi.org/10.1190/1.1436944>
- Pyanov A.A., Shelkov I.A., Buddo I.V., Smirnov A.S. (2019). Compensation of Seismic Anomalies in Upper Part of the Section during Integration with the Data of Electrical Exploration on the Example of a Field in Eastern Siberia. *Conference Proceedings, Far East Hydrocarbons 2019*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201951005>
- Sharlov M.V., Buddo I.V., Misyurkeeva N.V., Shelokhov I.A., Agafonov Yu.A. (2017). Transient electromagnetic surveys for high-resolution near-surface exploration: basics and case studies. *First break*, 35(9). <https://doi.org/10.3997/1365-2397.35.9.0112>
- Shelokhov I.A., Buddo I.V., Smirnov A.S. (2018a). Reducing Uncertainties in the Elastic-velocity Model of the Upper Part of the Section Construction by Tem Data Applying. *Conference Proceedings, GeoBaikal 2018*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201802050>
- Shelokhov I.A., Buddo I.V., Smirnov A.S., Sharlov M.V., Agafonov Yu.A. (2018b). Inversion of TEM responses to create a near surface velocity structure. *First Break*, 36(10), pp. 47–51. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.n0125>

### Сведения об авторах

**Иван Антонович Шелохов** – начальник отдела моделирования и комплексного анализа геолого-геофизических данных, ООО «СИГМА-ГЕО»; ведущий инженер, Институт земной коры СО РАН  
Россия, 664039, Иркутск, ул. Звездинская, д. 6, пом. 7

**Игорь Владимирович Буддо** – кандидат геол.-мин. наук, главный геофизик, ООО «СИГМА-ГЕО»; научный сотрудник, Институт земной коры СО РАН; доцент, Иркутский национальный исследовательский технический университет

Россия, 664039, Иркутск, ул. Звездинская, д. 6, пом. 7

**Александр Сергеевич Смирнов** – кандидат геол.-мин. наук, доцент, начальник центра по работе в Восточно-Сибирском регионе, филиал «Газпром недр НТЦ» ООО «Газпром недр»; Тюменский индустриальный университет

Россия, 625000, Тюмень, ул. Герцена, д. 70

**Александр Анатольевич Пьянков** – заместитель начальника отдела обработки материалов сейсморазведки, ООО «ИНГЕОСЕРВИС»

Россия, 625019, Тюмень, ул. Республики, д. 211

**Николай Владимирович Татьяна** – главный геофизик Центра «Геоинформ», ООО «ТНГ-Групп»

Россия, 423236, Бугульма, ул. Ворошилова, д. 21

Статья поступила в редакцию 09.06.2020;

Принята к публикации 15.01.2021; Опубликована 30.09.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

## Shallow velocity model from the transient electromagnetic method data: results of application in Eastern and Western Siberia

I.A. Shelokhov<sup>1,2\*</sup>, I.V. Buddo<sup>1,2,3</sup>, A.S. Smirnov<sup>4,5</sup>, A.A. Piyankov<sup>6</sup>, N.V. Tatiyanin<sup>7</sup>

<sup>1</sup>Institute of the Earth's Crust of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russian Federation

<sup>2</sup>SIGMA-GEO LLC, Irkutsk, Russian Federation

<sup>3</sup>Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russian Federation

<sup>4</sup>Gazprom nebra LLC, Tyumen, Russian Federation

<sup>5</sup>Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

<sup>6</sup>INGEOSERVICE LLC, Tyumen, Russian Federation

<sup>7</sup>TNG-Group LLC, Bugulma, Russian Federation

\*Corresponding author: Ivan A. Shelokhov, e-mail: sia@sigma-geo.ru

**Abstract.** The geological section of Eastern and Western Siberia is a complex object for a seismic exploration. The reason for this is the extremely high variability of the upper part of the section lithology, rough terrain, and permafrost rocks. This paper delivers an alternative approach to predicting the velocity model of the upper part of the section. The approach based on the original method of restoring the elastic-velocity characteristics from the data of transient electromagnetic method (TEM) in the near field zone.

Research devoted to test the methodology of the shallow section velocity model calculation based on TEM data in a number of fields in Eastern and Western Siberia. Derived results aimed to improve the accuracy of the geological model building and the reliability of the hydrocarbon plays prediction.

Synthetic modeling and field data confirm the high level of the proposed methodology effectiveness. It was shown that for the Eastern Siberia settings, an improvement in the quality of processing of seismic data consists in a significant increase in the dynamics and coherence of seismic recordings. In Western Siberia, it is possible to take into account the velocity anomalies associated with the permafrost rocks and zones of transit from the onshore part of the survey area to the sea.

**Keywords:** velocity model, seismic exploration, reflected wave method, common depth point, transient electromagnetic method, upper part of the section, permafrost rocks, static corrections

### Acknowledgements

The authors are grateful to the General Director of SIGMA-GEO LLC M.V. Sharlov, Executive Director of LLC SIGMA-GEO LLC Y.A. Agafonov, leading geologist Misyurkeeva N.V., leading researcher of the Earth crust Institute of SB RAS Prof. A.V. Pospeev for support at all stages of the work implementation.

The authors are grateful to the employees of Gazprom nebra LLC, Dr. A.A. Nezhdanov, Prof. A.V. Pogretzky, A.D. Avramenko, V.V. Kasyanov, A.A. Astapovich for the useful cooperation.

**Recommended citation:** Shelokhov I.A., Buddo I.V., Smirnov A.S., Piyankov A.A., Tatiyanin N.V. (2021). Shallow velocity model from the transient electromagnetic method data: results of application in Eastern and Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 23(3), pp. 60–72. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.9>



## References

- Armstrong T. (2001). Velocity anomalies and depth conversion – drilling success on Nelson Field, Central North Sea. *63rd EAGE Conference & Exhibition*, Extended Abstracts, IV-2. <https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.15.IV-2>
- Armstrong T.L., McAteer J. and Connolly P. (2001). Removal of overburden velocity anomaly effects for depth conversion. *Geophysical Prospecting*, 49, pp. 79–99. <https://doi.org/10.1046/j.1365-2478.2001.00238.x>
- Baixas F., Glogovsky V., Langman S. (1997). An Interactively Constrained Approach to Long-Period Static Corrections. *59th EAGE Conference & Exhibition*. [https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.131.GEN1997\\_P008](https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.131.GEN1997_P008)
- Bondarev V.I., Krylatkov S.M., Kurashev I.A. (2013). Technology for obtaining velocity models of geological environments based on the use of diffracted waves. *Sovremennye problemy nauki i obrazovaniya*, 1. (In Russ.)
- Bondarev V.I., Krylatkov S.M., Smirnov A.S. (2005). Time-slices of directional vision in multiple overlap seismic. *Tekhnologii seismorazvedki*, 3, pp. 49–55. (In Russ.)
- Brown J., Ferrians O.J., Heginbottom J.A., and Melnikov E.S. (1997). Circum-Arctic map of permafrost and ground ice conditions. <https://doi.org/10.3133/cp45>
- Colombo D., McNeice G., Rovetta D., Turkoglu E., Sandoval-Curiel E., & Sena A. (2017). Seismic-Airborne TEM Joint Inversion and Surface Consistent Refraction Analysis: New Technologies for Complex Near Surface Corrections. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/184029-MS>
- Cox M. (1999). Static Corrections for Seismic Reflection Surveys. Society of Exploration Geophysicists, 546 p. <https://doi.org/10.1190/1.9781560801818>
- Deev Yu.P. (1972) Explanatory note to a geological map at a scale of 1: 200000, East Sayan series, sheet N-48-XXXIV. Moscow: Nedra, 83 p. (In Russ.)
- Faust L.Y. (1953). A velocity function including lithologic variation. *Geophys.*, 18, pp. 271–288. <https://doi.org/10.1190/1.1437869>
- Kaplan S.A. Sokolova E.Yu. Yakovlev D.V. Klokova V.P. Shpektorov A.L. Slinchuk G.E. (2019). Velocity model construction of the upper section part under the conditions of the permafrost spread, taking into account surface electrical exploration data. *Geofizika*, 4, pp. 2–8. (In Russ.)
- Kiselev V.V., Sokolova I.P., Titarenko I.A., Bessonov A.D. (2009). Method for determining static corrections. Patent RF RU2411547. (In Russ.)
- Kochnev V.A., Polyakov V.S., Goz I.V., Kul'chinskii Yu.V. (2011). Problems of seismic survey accuracy in Eastern Siberia. *Sci. and Pract. conf.: Seismic studies of the Earth's crust (Puzyrev readings 2009)*. Novosibirsk: IPGG RAS, pp. 87–90. (In Russ.)
- Kuznetsov V.M., Zhukov A.P., Nikonov E.O., Burov D.I., Gafarov T.N., Kusevich A.V. (2014). Study of the upper part of the section using multiwave seismic technologies as applied to zones of permafrost development. *Pribory i sistemy razvedochnoi geofiziki*, 47(1), pp. 20–30. (In Russ.)
- Marsden D (1993). Static corrections – a review, Part I. *The Leading Edge*, 12(1), pp. 43–49. <https://doi.org/10.1190/1.1436912>
- Marsden D (1993). Static corrections – a review, Part II. *The Leading Edge*, 12(2), pp. 115–120. <https://doi.org/10.1190/1.1436936>
- Marsden D. (1993). Static corrections – a review, Part III. *The Leading Edge*, 12(3), pp. 210–216. <https://doi.org/10.1190/1.1436944>
- Pyankov A.A. (2016). Refinement of the upper part of the section based on the use of refracted waves in the territory of Eastern Siberia. *Conference Proceedings, Geomodel 2016 – 18th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development*. (In Russ.). <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201602214>
- Pyankov A.A., Shelkov I.A., Buddo I.V., Smirnov A.S. (2019). Compensation of Seismic Anomalies in Upper Part of the Section during Integration with the Data of Electrical Exploration on the Example of a Field in Eastern Siberia. *Conference Proceedings, Far East Hydrocarbons 2019*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201951005>
- Sharlov M.V., Buddo I.V., Misyurkeeva N.V., Shelokhov I. A., Agafonov Yu.A. (2017). Transient electromagnetic surveys for high-resolution near-surface exploration: basics and case studies. *First break*, 35(9). <https://doi.org/10.3997/1365-2397.35.9.90112>
- Shelokhov I.A., Buddo I.V., Misyurkeeva N.V., Smirnov A.S., Agafonov Yu.A. (2018a). An approach to reconstructing the velocity characteristics of the upper part of the section based on non-stationary electromagnetic sounding data. *Proc. All-Russ. Sci. and Tech. Conf.: Geosciences – 2018: Actual Problems of Subsoil Studies*. Irkutsk: IRNITU Publ., pp. 278–284. (In Russ.)
- Shelokhov I.A., Buddo I.V., Smirnov A.S. (2018b). An approach to reconstructing the velocity characteristics of the upper part of the section based on non-stationary electromagnetic sounding data. *Pribory i sistemy razvedochnoi geofiziki*, 1–2, pp. 58–68. (In Russ.)
- Shelokhov I.A., Buddo I.V., Smirnov A.S. (2018c). Reducing Uncertainties in the Elastic-velocity Model of the Upper Part of the Section Construction by Tem Data Applying. *Conference Proceedings, GeoBaikal 2018*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201802050>
- Shelokhov I.A., Buddo I.V., Smirnov A.S., Sharlov M.V., Agafonov Yu.A. (2018d). Inversion of TEM responses to create a near surface velocity structure. *First Break*, 36(10), pp. 47–51. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.n0125>
- Surov L.V., Sharlov M.V., Agafonov Yu.A. (2011). Program for the quantitative interpretation of the ZSB data Model 3. Certificate of official registration of the computer program No. 2011619164, 25.11.2011. (In Russ.)
- Vakhromeev A.G., Smirnov A.S., Mazukabzov A.M., Gorlov I.V., Misyurkeeva N.V., Shutov G.Ya., Ogibenin V.V. (2019). The Upper Lena Arched Uplift Is the Main Object of Preparing a Resource Base of Hydrocarbons in the South of the Siberian Platform. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri* [Geology and mineral resources of Siberia], 3(39), pp. 38–56. (In Russ.)

## About the Authors

*Ivan A. Shelokhov* – Head of the Department of Modelling and Complex Analysis of Geological and Geophysical Data, SIGMA-GEO LLC; Leading Engineer, Institute of the Earth's Crust of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

6 Zvezdinskaya St., Irkutsk, 664039, Russian Federation

*Igor V. Buddo* – PhD (Geology and Mineralogy), Chief Geophysicist, SIGMA-GEO LLC; Researcher, Institute of the Earth's Crust of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; Associate Professor, Irkutsk National Research Technical University

6 Zvezdinskaya St., Irkutsk, 664039, Russian Federation

*Alexander S. Smirnov* – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Head of East Siberia Centre, Gazprom nedra LLC; Tyumen Industrial University

70 Herzen St., Tyumen, 625000, Russian Federation

*Alexander A. Piyankov* – Deputy Head of Seismic Survey Data Processing Department  
INGEOSERVIS LLC

211 Republic St., Tyumen, 625019, Russian Federation

*Nikolay V. Tatiyanin* – Chief Geophysicist of the Center “Geoinform”

TNG-Group LLC

21 Voroshilova St., Bugulma, 423236, Russian Federation

Manuscript received 9 June 2020;

Accepted 15 January 2021; Published 30 September 2021

## Прогноз пластового давления и исследование его поведения при разработке нефтяных месторождений на основе построения многоуровневых многомерных вероятностно-статистических моделей

В.И. Галкин, И.Н. Пономарева, Д.А. Мартюшев\*

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

Определение текущего пластового давления в зонах отбора нефтедобывающих скважин является актуальной задачей мониторинга разработки месторождения. Основным способом его определения являются гидродинамические исследования при неустановившихся режимах. При этом процесс восстановления забойного давления до величины пластового часто продолжается значительный период времени, что приводит к длительным простоям фонда и существенным недоборам в добыче нефти. Кроме этого представляется достаточно сложным выполнять сравнения пластовых давлений между собой в скважинах ввиду разновременности проведения исследований, поскольку одновременно остановить весь фонд для замера пластового давления в условиях промысла невозможно. В статье предлагается новый способ определения текущего пластового давления в зонах отбора, основанный на построении многомерных математических моделей по данным геолого-технологических показателей разработки. В качестве исходных данных использованы значения пластового давления, определенные при обработке материалов гидродинамических исследований скважин, а также набор геолого-технологических показателей, вероятно, влияющих на его величину (начальное пластовое давление для каждой скважины, продолжительность ее эксплуатации на момент исследования, дебит жидкости, забойное давление, начальная и текущая проницаемость коллектора в зоне дренирования, газовый фактор, накопленные значения добычи нефти, жидкости и воды, а также скин-фактор). В ходе проведения исследований использованы несколько вариантов статистического моделирования, в процессе которых установлены индивидуальные для объекта разработки закономерности поведения пластового давления в процессе выработки запасов. Полученные модели характеризуются высокой степенью достоверности и позволяют определять искомую величину с ошибкой не более, чем 1,0 МПа.

**Ключевые слова:** статистический анализ, гидродинамические исследования скважин, уровень значимости, эксплуатация скважин, проницаемость пласта, текущее пластовое давление

**Для цитирования:** Галкин В.И., Пономарева И.Н., Мартюшев Д.А. (2021). Прогноз пластового давления и исследование его поведения при разработке нефтяных месторождений на основе построения многоуровневых многомерных вероятностно-статистических моделей. *Георесурсы*, 23(3), с. 73–82. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.10>

### Введение

Для эффективного мониторинга разработки нефтяных месторождений важнейшим показателем, за которым необходимо вести постоянный контроль и который характеризует энергетику залежи, является пластовое давление (Драгунов и др., 2017; Olalere Oloruntobi et al., 2019; Карманский и др., 2020; Saeed Rafieepour et al., 2020). В практике нефтепромыслового дела для определения пластового давления часто используют результаты гидродинамических исследований (ГДИ) скважин. При проведении ГДИ необходимо добывающие скважины останавливать на определенное время, в некоторых случаях на весьма продолжительное, что впоследствии сопровождается недоборами нефти, это является главным недостатком данного способа (Пономарева и др., 2016; Давыдова и др., 2018; Давыдова и др., 2019; Мартюшев и др., 2019). В настоящее время, особенно при исследовании низкодебитных скважин,

крайне редко имеет место полное восстановление давления на забое скважины до величины пластового. Однако в РД-153-39.0-109-01<sup>1</sup> в п. 10.2 предписывается именно замер пластового давления, что может быть выполнено только при полном восстановлении забойного в остановленной скважине. Следует отметить, что на практике требование РД по замеру пластового давления никогда не выполняется в виду множества промысловых причин, в том числе, как уже было описано, колоссального времени, требуемого для восстановления забойного давления до пластового, а также постоянно действующего, но переменного влияния на давление работы окружающих скважин. Также важным моментом является то, что одновременно остановить весь фонд добывающих скважин для замера пластового давления представляется невозможным и следовательно выполнить сравнение пластовых давлений между собой ввиду разного времени проведения исследований является достаточно сложным.

\* Ответственный автор: Дмитрий Александрович Мартюшев  
e-mail: [martyushevd@inbox.ru](mailto:martyushevd@inbox.ru)

© 2021 Коллектив авторов

<sup>1</sup>Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД-153-39.0-109-01. 2002 г.

Проведенный анализ зарубежной и отечественной научной литературы позволил выделить три группы для оценки пластового давления. Первая группа – метод интерполяции замеров пластовых давлений. Главный недостаток данного метода – это существенная погрешность, которая возникает из-за того, что замеры пластовых давлений проведены в различных временных промежутках (Escobar et al., 2007; Vaferi et al., 2015; Елесин и др., 2018). Вторая группа – использование принципа суперпозиции с использованием данных эксплуатации добывающих скважин (Ahmadi, 2017; Дягилев и др., 2019). Существенная погрешность в расчетах при использовании данного метода возникает на объектах, которые характеризуются значительной неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств. Третья группа – использование современных геолого-гидродинамических моделей (Абросимов и др., 2018; Salam Al-Rbeawi et al., 2018). Недостатком данного метода является трудоемкость создания и адаптация геолого-гидродинамических моделей залежей.

Можно выделить также и другие методы оценки пластового давления, например, в статье (Escobar et al., 2007) для определения среднего пластового давления по залежи авторы предлагают использовать метод прямого синтеза Тиаба (TDS – Tiab Direct Synthesis), но данный метод позволяет оценить только среднее давление по залежи, а не конкретно для каждой скважины.

Наиболее точный метод описан в статье (Akinbinu, 2010), в которой автор использует корреляционный анализ в сочетании со ступенчатой множественной регрессионной статистической техникой для определения градиента трещины, порового давления и истинной вертикальной глубины поля, определяемых данными нефтегазообразования, для исследования корреляции, существующей между этими свойствами. Но данным математическим анализом автор не оценивает текущее пластовое давление, а его изменение после проведения гидравлического разрыва пласта.

Таким образом, исходя из проведенного анализа отечественной и зарубежной научной литературы установлено, что задача определения пластового давления в процессе эксплуатации скважин остается актуальной и на сегодняшний день (Childers et al., 2020; Nur Wijaya et al., 2020).

Авторами в статье для оценки пластового давления предлагается использовать косвенные методы – методы математической статистики. Ниже приводится разработанный способ определения пластового давления (текущего).

Материалы и методы

Предложенная методика разрабатывалась на основе данных эксплуатации добывающих скважин месторождения им. Сухарева. Для данного месторождения характерно наличие значительного количества остаточных запасов и значительного опыта проведения гидродинамических исследований с определением пластового давления.

Месторождение им. Сухарева расположено в северной части Пермского края. Промышленная добыча нефти осуществляется из трех объектов: карбонатных отложений C<sub>2</sub>b (Бш) и D<sub>3</sub>fm (Фм), терригенных отложений C<sub>2</sub>v (Бб). Краткая геолого-физическая характеристика объектов приведена в таблице 1.

Основная идея исследования заключается в следующем: по всем скважинам месторождения собраны данные о фактических пластовых давлениях, которые измерены при проведении гидродинамических исследований. Также по этим скважинам собран многочисленный геолого-промысловый материал – значения показателей, которые характеризуют работу скважин в периоды проведения этих исследований.

На начальном этапе выполняется корреляционный анализ, который позволяет определить, какие показатели оказывают значимое влияние на величину пластового давления (Расторгуев, 2019). Далее, используя пошаговый регрессионный анализ, строятся многомерные модели прогноза пластового давления (Кочнев и др., 2018; Галкин и др., 2019; Вирстюк и др., 2020).

Для разработки методики прогнозирования пластового давления использовались следующие промысловые параметры:

- текущее пластовое давление, определенное при проведении ГДИ ( $P_{пл}^T$ , МПа) – прогнозируемая величина;
- пластовое давление начальное (определяется по первому ГДИ скважины) ( $P_{пл}^H$ , МПа);
- продолжительность эксплуатации скважины после ввода из бурения (Т, сут);
- текущие дебиты жидкости ( $Q_{ж}$ , м<sup>3</sup>/сут) и нефти ( $Q_{н}$ , т/сут);
- забойное давление (текущее) ( $P_{заб}$ , МПа);
- начальная проницаемость, определяемая по первому ГДИ скважины ( $K_{прон}^H$ , мД);
- текущая проницаемость ( $K_{прон}^T$ , мД);
- состояние призабойной зоны (скин-фактор) (S, отн. величина);
- добыча нефти (накопленная) ( $Q_{н}^H$ , т);
- добыча жидкости (накопленная) ( $Q_{ж}^H$ , м<sup>3</sup>);
- добыча воды (накопленная) ( $Q_{в}^H$ , т);
- газовый фактор ( $\Gamma_{ф}$ , м<sup>3</sup>/т).

За изучаемый период на скважинах месторождения им. Сухарева проведено 185 гидродинамических исследований с определением пластового давления, поэтому для анализа использованы 185 значений каждого из 12-ти перечисленных показателей.

Как было отмечено ранее, при построении моделей использован пошаговый регрессионный анализ (ППА). В качестве зависимого признака выступает  $P_{пл}^T$ , а в качестве независимых факторов – значения  $P_{пл}^H$ , Т,  $Q_{ж}$ ,  $Q_{н}$ ,  $P_{заб}$ ,  $K_{прон}^H$ ,  $K_{прон}^T$ , S,  $Q_{н}^H$ ,  $Q_{ж}^H$ ,  $Q_{в}^H$  и  $\Gamma_{ф}$ . Следует отметить, что

| № пп | Показатель                              | Значение для залежи |                  |                  |
|------|---|---------------------|------------------|------------------|
|      |   | D <sub>3</sub> fm   | C <sub>2</sub> v | C <sub>2</sub> b |
| 1    | Глубина залегания, м                    | 2472,9              | 2449,9           | 2056,2           |
| 2    | Вязкость нефти в пл. усл., мПа·с        | 2,46                | 2,53             | 17,5             |
| 3    | Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т | 68,1                | 66,5             | 21,3             |
| 4    | Начальное пластовое давление, МПа       | 21,46               | 19,83            | 18,46            |
| 5    | Давление насыщения нефти газом, МПа     | 11,98               | 12,88            | 10,14            |

Табл. 1. Краткая геолого-физическая характеристика нефтяных залежей месторождения им. Сухарева



теория построения многомерных статистических моделей подразумевает использование в качестве исходных данных независимых друг от друга параметров. В данном же случае указанное требование не может быть выполнено в полной мере, поскольку на этапе планирования исследования перечень тех параметров, которые будут включены в модель, неизвестен. Кроме того, практически все параметры, характеризующие процессы разработки и эксплуатации нефтяных залежей, являются в той или иной мере зависимыми друг от друга, поскольку описывают разные составляющие единой гидродинамической системы «пласт – скважина».

Также необходимо отметить, что в перечень входных показателей не включены параметры, характеризующие наличие соседних скважин, их назначение и особенности эксплуатации. В настоящее время нет однозначного варианта учета работы элемента системы разработки, не нагружающего и не усложняющего разработанную модель, исследования в этом направлении только ведутся. Однако, вероятно, если окружающие скважины влияют на работу скважины – объекта исследований, это должно отразиться на величинах ее показателей эксплуатации (так называемое явление интерференции скважин), то есть косвенным образом это влияние в модели учитывается.

Выбор статистического моделирования как инструмента обусловлен тем, что именно многомерная модель (множественная регрессия) позволяет учесть совокупное влияние всех независимых факторов на зависимую переменную (Aaditya Khanal et al., 2017; Черных и др., 2017; Галкин и др., 2019). А полученное в результате моделирования уравнение множественной регрессии может быть использовано в качестве математической основы методики определения пластового давления без остановки скважины на исследование.

Стоит отметить, что при построении моделей использовалась убывающая выборка. Все исходные данные ранжировались по величине пластового давления от максимального до минимального с целью воспроизведения его поведения в процессе выработки запасов.

Для каждой из построенных моделей рассчитаны статистические характеристики, по которым можно оценить ее достоверность: коэффициент множественной корреляции (детерминации)  $R$  и уровень его значимости  $p$ , а также стандартная ошибка расчетов  $S_0$ . Пошаговый способ построения моделей позволяет проанализировать эффективность моделирования на всех диапазонах пластового давления. С этой целью для каждой из промежуточных моделей рассчитан коэффициент  $R$ , после чего построены графики, отражающие его поведение в зависимости от величины пластового давления. Наличие на графике каких-либо выделяющихся областей со своим характерным поведением  $R$  свидетельствует об особой закономерности поведения пластового давления в этом диапазоне и является математическим основанием разделения всей исследуемой выборки на отдельные части.

Также для каждой модели выполнен анализ того, какие параметры в ней использованы и каков порядковый номер их включения. Стоит отметить, что факторы, которые расположены на первых местах, оказывают преобладающее влияние на прогнозную величину. Данный анализ позволит установить, какие факторы оказывают

наибольшее влияние и управляют величиной пластового давления в условиях рассматриваемого месторождения. Также представляется возможным построить модель, которая будет включать в качестве исходных данных не все используемые параметры, а только те, которые оказывают наибольшее влияние на величину пластового давления. Очевидно, что данная модель будет иметь гораздо более простой вид. Более простые уравнения легче использовать для экспресс-оценки прогнозируемого параметра (пластового давления).

Построение моделей выполняется с использованием многоуровневого подхода, в соответствии с которым используется разная дифференциация объектов исследования:

- первый уровень – все залежи обобщенно;
- второй уровень – дифференцированно для каждой залежи;
- третий уровень – комплексное использование разработанных ранее моделей.

Предполагается, что именно многоуровневый подход позволит наиболее детально проанализировать индивидуальные для месторождения закономерности поведения пластового давления и получить наиболее работоспособные математические модели его определения (прогноза).

Для демонстрации практического применения разработанной методики, основанной на использовании многомерных моделей, а также для оценки достоверности ее результатов, использована контрольная выборка. С этой целью собраны все материалы по скважинам, на которых в период после построения многомерных моделей проведены гидродинамические исследования с определением фактических пластовых давлений. Эти материалы не были использованы в качестве исходных данных. По комплексу промысловых данных рассчитаны значения пластовых давлений по разработанной методике, которые далее сравнивались с фактическими пластовыми давлениями, полученными при проведении на скважинах гидродинамических исследований.

## Результаты исследования корреляционных связей

Результаты исследования корреляционных связей между изучаемыми параметрами представлены в виде корреляционной матрицы (табл. 2).

Далее представлены результаты построения и анализа моделей для трех уровней, выделенных ранее.

### Первый уровень моделирования

В рамках первого уровня моделирования построена многомерная модель, имеющая следующий вид:

$$P_{пл}^{y1} = 3,858 + 0,4977P_{пл}^H - 0,0037T + 0,3096P_{заб} + 0,0001Q_{в}^H - 0,0006K_{прон}^T + 0,0216S + 0,00001Q_{н}^H; \quad (1)$$

при  $R = 0,892$ ,  $p < 0,0000$ , стандартная ошибка  $S_0 = 1,38$  МПа.

Диапазоны применимости данной модели отражены в таблице 3.

Информация о перечне используемых во всех, в том числе промежуточных, моделях показателей и о порядке их включения в модель представлена в виде диаграмм (рис. 1).

Поведение коэффициента детерминации  $R$  на разных диапазонах пластового давления представлено на диаграмме (рис. 2).

Для оценки достоверности моделирования первого уровня выполнены вычисления пластовых давлений по формуле (1), которые сопоставлены с фактическими данными (рис. 3).

Так как чаще других при построении моделей использовались такие параметры, как продолжительность работы скважины  $T$  и начальное пластовое давление в зоне ее отбора  $P_{пл}^H$ , для экспресс-оценки прогнозируемой величины

построена модель, в которой в качестве исходных данных используется только эти два параметра:

$$P_{пл}^{y1-1} = 1,824 + 0,9591P_{пл}^H - 0,0016T + 0,005(P_{пл}^H)^2 - 0,0003(P_{пл}^H * T) + 0,00000189(T)^2; \quad (2)$$

при  $R = 0,861$ ,  $p < 0,0000$ ,  $S_0 = 1,45$  МПа.

Представленная формула используется при значениях  $P_{пл}^H$  – от 8,5 до 15,291 МПа;  $T$  – от 0 до 1842,2 суток.

|                                  | $P_{пл}^T$ ,<br>МПа | $P_{пл}^H$ ,<br>МПа | $T$ , сут      | $Q_{ж}$ ,<br>м <sup>3</sup> /сут | $Q_H$ ,<br>т/сут | $P_{заб}$ ,<br>МПа | $K_{прон}^H$ ,<br>мД | $K_{прон}^T$ ,<br>мД | $S$ ,<br>отн.ед. | $Q_H^H, T$     | $Q_{ж}^H, M^3$ | $Q_B^H, T$     | $\Gamma_{ф}$ , м <sup>3</sup> /т |
|----------------------------------|---------------------|---------------------|----------------|----------------------------------|------------------|--------------------|----------------------|----------------------|------------------|----------------|----------------|----------------|----------------------------------|
| $P_{пл}^T$ ,<br>МПа              | <u>1,00</u> **      | <u>0,64</u> *       | <u>-0,32</u> * | <u>0,46</u> *                    | <u>0,53</u> *    | <u>0,62</u> *      | <u>-0,24</u> *       | <u>-0,08</u>         | <u>0,17</u>      | <u>-0,08</u>   | <u>-0,05</u>   | <u>0,12</u>    | <u>0,07</u>                      |
|                                  | <u>1,00</u>         | <u>0,67</u> *       | <u>-0,39</u> * | <u>0,72</u> *                    | <u>0,64</u> *    | <u>0,74</u> *      | <u>0,07</u>          | <u>0,08</u>          | <u>0,37</u> *    | <u>-0,05</u>   | <u>-0,03</u>   | <u>0,10</u>    | <u>0,30</u> *                    |
|                                  | <u>1,00</u>         | <u>0,55</u> *       | <u>-0,44</u> * | <u>0,15</u>                      | <u>0,15</u>      | <u>0,27</u> *      | <u>-0,33</u> *       | <u>-0,29</u>         | <u>0,18</u>      | <u>0,16</u>    | <u>0,15</u>    | <u>0,05</u>    | <u>-0,39</u> *                   |
|                                  | <u>1,00</u>         | <u>0,41</u> *       | <u>-0,27</u>   | <u>0,01</u>                      | <u>-0,05</u>     | <u>0,12</u>        | <u>-0,40</u> *       | <u>-0,52</u> *       | <u>-0,04</u>     | <u>-0,24</u>   | <u>-0,22</u>   | <u>0,10</u>    | <u>-0,41</u> *                   |
| $P_{пл}^H$ ,<br>МПа              |                     | <u>1,00</u>         | <u>0,31</u> *  | <u>0,35</u> *                    | <u>0,40</u> *    | <u>0,19</u>        | <u>-0,45</u> *       | <u>-0,23</u> *       | <u>0,20</u> *    | <u>0,51</u> *  | <u>0,51</u> *  | <u>0,22</u> *  | <u>0,19</u>                      |
|                                  |                     | <u>1,00</u>         | <u>0,28</u> *  | <u>0,62</u> *                    | <u>0,56</u> *    | <u>0,27</u> *      | <u>-0,20</u>         | <u>-0,08</u>         | <u>0,17</u>      | <u>0,60</u> *  | <u>0,59</u> *  | <u>0,23</u> *  | <u>0,46</u> *                    |
|                                  |                     | <u>1,00</u>         | <u>0,19</u>    | <u>-0,22</u>                     | <u>-0,22</u>     | <u>-0,19</u>       | <u>-0,49</u> *       | <u>-0,29</u> *       | <u>0,52</u> *    | <u>0,16</u>    | <u>0,15</u>    | <u>0,05</u>    | <u>-0,29</u> *                   |
|                                  |                     | <u>1,00</u>         | <u>0,39</u> *  | <u>0,75</u> *                    | <u>0,71</u> *    | <u>0,29</u> *      | <u>-0,60</u> *       | <u>-0,31</u>         | <u>-0,07</u>     | <u>0,58</u> *  | <u>0,57</u> *  | <u>-0,09</u>   | <u>-0,11</u>                     |
| $T$ , сут                        |                     |                     | <u>1,00</u>    | <u>-0,17</u> *                   | <u>-0,16</u> *   | <u>-0,46</u> *     | <u>-0,13</u>         | <u>-0,13</u>         | <u>-0,05</u>     | <u>0,90</u> *  | <u>0,90</u> *  | <u>0,36</u> *  | <u>0,25</u> *                    |
|                                  |                     |                     | <u>1,00</u>    | <u>-0,26</u> *                   | <u>-0,28</u> *   | <u>-0,65</u> *     | <u>-0,19</u>         | <u>-0,18</u>         | <u>-0,27</u> *   | <u>0,87</u> *  | <u>0,87</u> *  | <u>0,36</u> *  | <u>0,05</u>                      |
|                                  |                     |                     | <u>1,00</u>    | <u>-0,17</u>                     | <u>-0,17</u>     | <u>-0,26</u> *     | <u>0,04</u>          | <u>-0,01</u>         | <u>0,20</u>      | <u>0,94</u> *  | <u>0,94</u> *  | <u>0,82</u> *  | <u>0,40</u> *                    |
|                                  |                     |                     | <u>1,00</u>    | <u>0,22</u>                      | <u>0,22</u>      | <u>-0,16</u>       | <u>-0,30</u>         | <u>0,01</u>          | <u>-0,19</u>     | <u>0,91</u> *  | <u>0,94</u> *  | <u>0,42</u> *  | <u>0,33</u> *                    |
| $Q_{ж}$ ,<br>м <sup>3</sup> /сут |                     |                     |                | <u>1,00</u>                      | <u>0,96</u> *    | <u>0,59</u> *      | <u>0,08</u>          | <u>0,16</u>          | <u>-0,01</u>     | <u>0,16</u>    | <u>0,15</u>    | <u>-0,02</u>   | <u>0,24</u> *                    |
|                                  |                     |                     |                | <u>1,00</u>                      | <u>0,95</u> *    | <u>0,62</u> *      | <u>0,06</u>          | <u>0,11</u>          | <u>0,15</u>      | <u>0,11</u>    | <u>0,10</u>    | <u>0,01</u>    | <u>0,55</u> *                    |
|                                  |                     |                     |                | <u>1,00</u>                      | <u>0,99</u> *    | <u>0,56</u> *      | <u>0,44</u> *        | <u>0,40</u> *        | <u>-0,10</u>     | <u>0,04</u>    | <u>0,04</u>    | <u>0,09</u>    | <u>0,03</u>                      |
|                                  |                     |                     |                | <u>1,00</u>                      | <u>0,99</u> *    | <u>0,42</u> *      | <u>-0,40</u> *       | <u>0,02</u>          | <u>-0,21</u>     | <u>0,54</u> *  | <u>0,47</u> *  | <u>-0,56</u> * | <u>0,09</u>                      |
| $Q_H$ ,<br>т/сут                 |                     |                     |                |                                  | <u>1,00</u>      | <u>0,57</u> *      | <u>0,10</u>          | <u>0,18</u>          | <u>0,02</u>      | <u>0,14</u>    | <u>0,10</u>    | <u>-0,21</u> * | <u>0,22</u> *                    |
|                                  |                     |                     |                |                                  | <u>1,00</u>      | <u>0,59</u> *      | <u>-0,01</u>         | <u>0,11</u>          | <u>0,15</u>      | <u>0,08</u>    | <u>0,04</u>    | <u>-0,22</u> * | <u>0,50</u> *                    |
|                                  |                     |                     |                |                                  | <u>1,00</u>      | <u>0,57</u> *      | <u>0,44</u> *        | <u>0,41</u> *        | <u>-0,09</u>     | <u>0,04</u>    | <u>0,04</u>    | <u>0,09</u>    | <u>0,03</u>                      |
|                                  |                     |                     |                |                                  | <u>1,00</u>      | <u>0,49</u> *      | <u>-0,30</u>         | <u>0,08</u>          | <u>-0,21</u>     | <u>0,54</u> *  | <u>0,46</u> *  | <u>-0,57</u> * | <u>0,11</u>                      |
| $P_{заб}$ ,<br>МПа               |                     |                     |                |                                  |                  | <u>1,00</u>        | <u>0,21</u> *        | <u>0,31</u> *        | <u>-0,03</u>     | <u>-0,27</u> * | <u>-0,26</u> * | <u>-0,08</u>   | <u>0,20</u> *                    |
|                                  |                     |                     |                |                                  |                  | <u>1,00</u>        | <u>0,26</u> *        | <u>0,30</u> *        | <u>0,11</u>      | <u>-0,38</u>   | <u>-0,37</u>   | <u>-0,09</u>   | <u>0,43</u> *                    |
|                                  |                     |                     |                |                                  |                  | <u>1,00</u>        | <u>0,53</u> *        | <u>0,54</u> *        | <u>-0,16</u>     | <u>-0,18</u>   | <u>-0,17</u>   | <u>-0,04</u>   | <u>-0,01</u>                     |
|                                  |                     |                     |                |                                  |                  | <u>1,00</u>        | <u>0,30</u>          | <u>0,33</u> *        | <u>-0,06</u>     | <u>0,01</u>    | <u>-0,04</u>   | <u>-0,40</u>   | <u>-0,06</u>                     |
| $K_{прон}^H$ ,<br>мД             |                     |                     |                |                                  |                  |                    | <u>1,00</u>          | <u>0,63</u> *        | <u>0,04</u>      | <u>-0,13</u>   | <u>-0,13</u>   | <u>-0,06</u>   | <u>0,12</u>                      |
|                                  |                     |                     |                |                                  |                  |                    | <u>1,00</u>          | <u>0,63</u> *        | <u>0,08</u>      | <u>-0,20</u>   | <u>-0,16</u>   | <u>0,19</u>    | <u>0,19</u>                      |
|                                  |                     |                     |                |                                  |                  |                    | <u>1,00</u>          | <u>0,71</u> *        | <u>-0,25</u> *   | <u>0,10</u>    | <u>0,10</u>    | <u>0,09</u>    | <u>0,23</u>                      |
|                                  |                     |                     |                |                                  |                  |                    | <u>1,00</u>          | <u>0,65</u> *        | <u>0,01</u>      | <u>-0,32</u>   | <u>-0,35</u> * | <u>-0,27</u>   | <u>0,05</u>                      |
| $K_{прон}^T$ ,<br>мД             |                     |                     |                |                                  |                  |                    |                      | <u>1,00</u>          | <u>0,17</u>      | <u>-0,09</u>   | <u>-0,10</u>   | <u>-0,09</u>   | <u>0,19</u> *                    |
|                                  |                     |                     |                |                                  |                  |                    |                      | <u>1,00</u>          | <u>0,08</u>      | <u>-0,14</u>   | <u>-0,14</u>   | <u>-0,03</u>   | <u>0,32</u> *                    |
|                                  |                     |                     |                |                                  |                  |                    |                      | <u>1,00</u>          | <u>0,06</u>      | <u>0,08</u>    | <u>0,08</u>    | <u>0,07</u>    | <u>0,13</u>                      |
|                                  |                     |                     |                |                                  |                  |                    |                      | <u>1,00</u>          | <u>0,21</u>      | <u>0,05</u>    | <u>-0,01</u>   | <u>-0,34</u>   | <u>0,41</u> *                    |
| $S$ ,<br>отн.ед.                 |                     |                     |                |                                  |                  |                    |                      |                      | <u>1,00</u>      | <u>-0,03</u>   | <u>-0,03</u>   | <u>-0,07</u>   | <u>0,12</u>                      |
|                                  |                     |                     |                |                                  |                  |                    |                      |                      | <u>1,00</u>      | <u>-0,16</u>   | <u>-0,16</u>   | <u>-0,01</u>   | <u>-0,14</u>                     |
|                                  |                     |                     |                |                                  |                  |                    |                      |                      | <u>1,00</u>      | <u>0,21</u>    | <u>0,20</u>    | <u>0,10</u>    | <u>-0,10</u>                     |
|                                  |                     |                     |                |                                  |                  |                    |                      |                      | <u>1,00</u>      | <u>-0,23</u>   | <u>-0,22</u>   | <u>0,07</u>    | <u>0,00</u>                      |
| $Q_H^H, T$                       |                     |                     |                |                                  |                  |                    |                      |                      |                  | <u>1,00</u>    | <u>0,99</u> *  | <u>0,34</u> *  | <u>0,31</u> *                    |
|                                  |                     |                     |                |                                  |                  |                    |                      |                      |                  | <u>1,00</u>    | <u>0,99</u> *  | <u>0,34</u> *  | <u>0,26</u> *                    |
|                                  |                     |                     |                |                                  |                  |                    |                      |                      |                  | <u>1,00</u>    | <u>0,99</u> *  | <u>0,91</u> *  | <u>0,39</u> *                    |
|                                  |                     |                     |                |                                  |                  |                    |                      |                      |                  | <u>1,00</u>    | <u>0,99</u> *  | <u>0,04</u>    | <u>0,29</u>                      |
| $Q_{ж}^H, M^3$                   |                     |                     |                |                                  |                  |                    |                      |                      |                  |                | <u>1,00</u>    | <u>0,46</u> *  | <u>0,31</u> *                    |
|                                  |                     |                     |                |                                  |                  |                    |                      |                      |                  |                | <u>1,00</u>    | <u>0,48</u> *  | <u>0,25</u> *                    |
|                                  |                     |                     |                |                                  |                  |                    |                      |                      |                  |                | <u>1,00</u>    | <u>0,91</u> *  | <u>0,39</u> *                    |
|                                  |                     |                     |                |                                  |                  |                    |                      |                      |                  |                | <u>1,00</u>    | <u>0,16</u>    | <u>0,28</u>                      |
| $Q_B^H, T$                       |                     |                     |                |                                  |                  |                    |                      |                      |                  |                |                | <u>1,00</u>    | <u>0,05</u>                      |
|                                  |                     |                     |                |                                  |                  |                    |                      |                      |                  |                |                | <u>1,00</u>    | <u>0,06</u>                      |
|                                  |                     |                     |                |                                  |                  |                    |                      |                      |                  |                |                | <u>1,00</u>    | <u>0,41</u> *                    |
|                                  |                     |                     |                |                                  |                  |                    |                      |                      |                  |                |                | <u>1,00</u>    | <u>-0,01</u>                     |
| $\Gamma_{ф}$ , м <sup>3</sup> /т |                     |                     |                |                                  |                  |                    |                      |                      |                  |                |                |                | <u>1,00</u>                      |
|                                  |                     |                     |                |                                  |                  |                    |                      |                      |                  |                |                |                | <u>1,00</u>                      |
|                                  |                     |                     |                |                                  |                  |                    |                      |                      |                  |                |                |                | <u>1,00</u>                      |
|                                  |                     |                     |                |                                  |                  |                    |                      |                      |                  |                |                |                | <u>1,00</u>                      |

Табл. 2. Корреляционная матрица. Примечание: \* – значимые коэффициенты корреляции. \*\*1,00 – все данные; 1,00 – объект  $D_3 fm$ ; 1,00 – объект  $C_2 n$ ; 1,00 – объект  $C_2 b$

| Используемые показатели | Диапазон применения |
|-------------------------|---------------------|
| $P_{пл}^H$ , МПа        | 8,5 - 21,8          |
| $T$ , сут               | 0,0 - 1842          |
| $P_{заб}$ , МПа         | 2,8 - 18,4          |
| $Q_{в}^H$ , т           | 0,00 - 38952,6      |
| $K_{прон}^T$ , мД       | 0,8 - 4020,0        |
| $S$ , отн. вел.         | -8,0 - 46,5         |
| $Q_{н}^H$ , т           | 0,0 - 115835,1      |

Табл. 3. Диапазоны применимости модели первого уровня

Моделирование второго и третьего уровней описывается на примере наиболее крупного объекта разработки – залежи нефти в карбонатных отложениях  $D_3fm$ .

Результаты второго уровня моделирования

Модель для экспресс-оценки пластового давления по наиболее информативным показателям, аналогичная уравнению (2), но построенная специально для залежи  $D_3fm$ , имеет вид:

$$P_{пл}^{y2} = 9,437 - 0,2312P_{пл}^H - 0,0032T + 0,0398(P_{пл}^H)^2 - 0,0003(P_{пл}^H * T) + 0,0000017654(T)^2;$$
 (3)

при  $R = 0,925$ ,  $p < 0,0000$ ,  $S_0 = 1,39$  МПа.

Представленная формула используется при значениях  $P_{пл}^H$  – от 8,5 до 21,281 МПа;  $T$  – от 0 до 1842,2 сут. Если значения не входят в указанные диапазоны, то формула подлежит корректировке. Для оценки достоверности моделирования первого уровня выполнены вычисления пластовых давлений по формуле (3), которые далее сопоставляются с фактическими величинами в виде поля корреляции (рис. 4). Поведение коэффициента детерминации  $R$  отражено на рисунке 5.

При анализе графика поведения коэффициента  $R$  выделены характерные участки поведения пластового давления – это диапазоны более и менее 14 МПа. Данная граница учтена при построении моделей третьего уровня.

Аналогичным образом построены модели второго уровня для двух других залежей рассматриваемого

месторождения. В обоих случаях также установлено, что пластовое давление ведет себя по-разному на двух диапазонах, то есть имеются две обособленные стадии поведения пластового давления. Значения пластового давления, установленные в качестве граничных при разделении двух стадий, для всех пластов месторождения имени Сухарева, приведены в таблице 4. В данной таблице также приведены значения начального пластового давления по залежам в целом, и отношение граничного и начального пластовых давлений.

Для математического подтверждения правильности выделения стадий построена линейная дискриминантная функция:

$$Z = -0,0019T - 0,0084Q_{н}^H + 0,1159P_{заб} + 0,3408P_{пл}^H + 0,00005Q_{в}^H - 0,0167\Gamma_{ф} - 4,097;$$
 (4)

при  $R = 0,755$ ,  $\chi^2 = 60,47$ ,  $p = 0,0000$ . Распознавание по данной функции составило 90,34 %. С использованием функции вычислены значения  $Z$  и  $P(Z)$  (рис. 6).

Среднее значение  $Z$  для первой стадии равно +1,203, для второй – 1,039. Для первой стадии получена следующая модель (характерным признаком является положительное значение дискриминантной функции):

$$P_{пл}^{y2-1} = 0,721 + 0,9611P_{пл}^H - 0,0053T + 0,0001Q_{в}^H;$$
 (5)

при  $R = 0,958$ ,  $p < 0,0000$ , стандартная ошибка составляет 0,55 МПа.

Данную формулу можно использовать при значениях, приведенных в таблице 5.

Стоит отметить, что формулу (5) необходимо корректировать, если значения не находятся в указанных диапазонах (табл. 5).

Для второй стадии получена следующая модель (характерным признаком является отрицательное значение дискриминантной функции):

$$P_{пл}^{y2-2} = 2,903 + 0,4528P_{заб} + 0,4343P_{пл}^H + 0,1514S - 0,0280\Gamma_{ф} + 0,0025K_{прон}^H;$$
 (6)

при  $R = 0,924$ ,  $p < 0,0000$ ,  $S_0 = 0,95$  МПа.

В таблице 6 представлены диапазоны изменения показателей, при которых возможно использование формулы (6).

На рисунке 7 представлено поле корреляций между рассчитанными и фактическими значениями пластового давления.

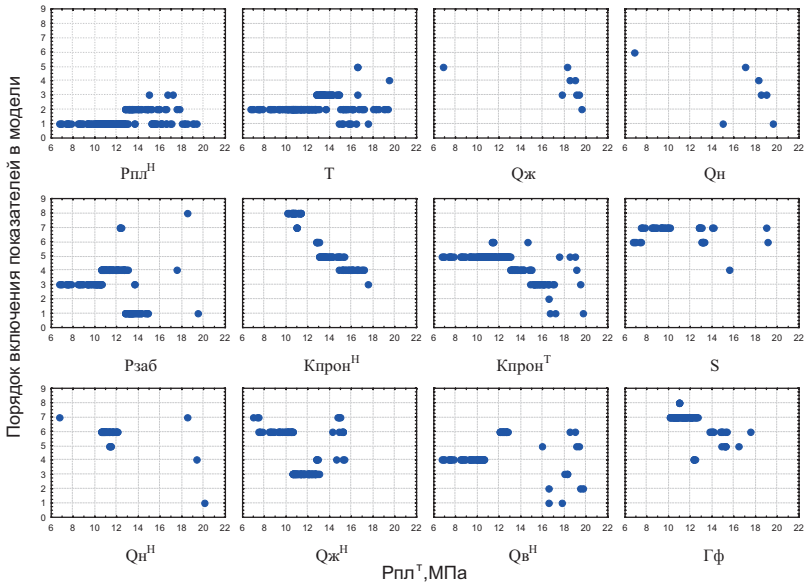


Рис. 1. График изменения последовательности включения показателей в модели на различных диапазонах пластового давления (первый уровень моделирования)

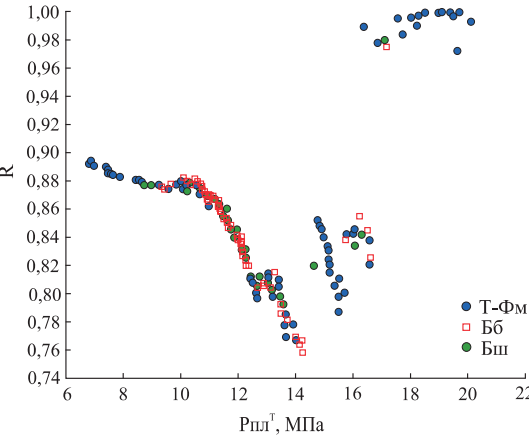


Рис. 2. График изменения коэффициента детерминации моделей на различных диапазонах пластового давления (первый уровень моделирования)



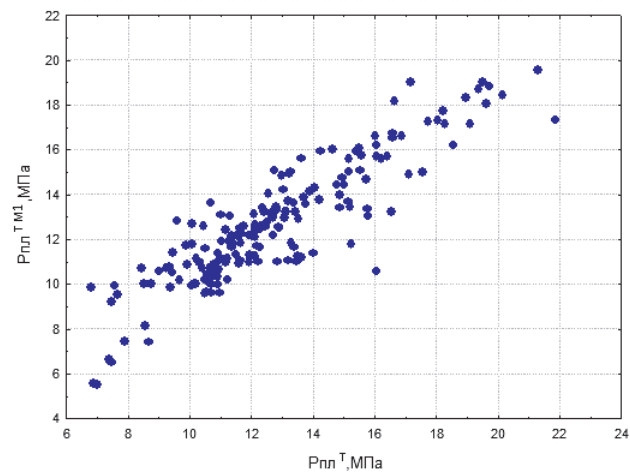


Рис. 3. Поле корреляции между рассчитанными и фактически-ми пластовыми давлениями (первый уровень моделирования)

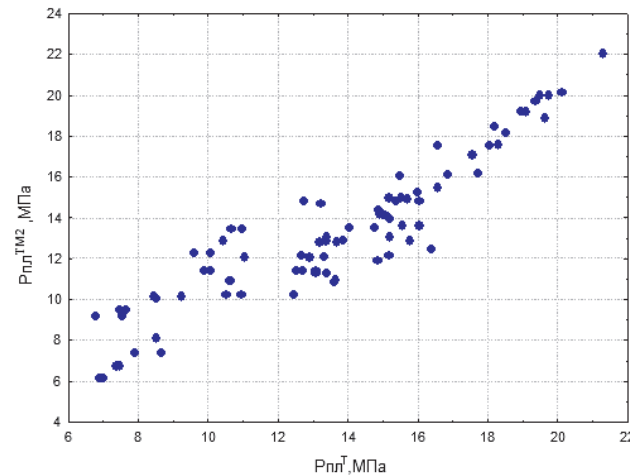


Рис. 4. Поле корреляции между рассчитанными и фактически-ми пластовыми давлениями (второй уровень моделирования, залежь D\_fm)

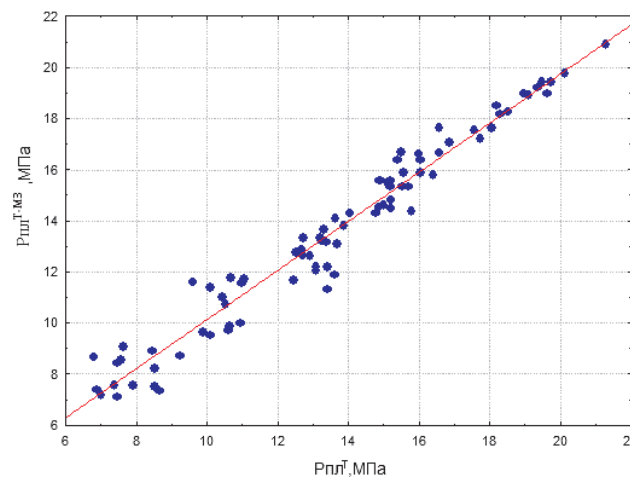


Рис. 5. График изменения коэффициента детерминации мно-гомерных моделей на различных диапазонах пластового давле-ния (второй уровень моделирования, залежь D\_fm)

| № п.п | Шифр объекта     | $P_{пл}^{TP}, \text{МПа}$ | $P_{пл}^H, \text{МПа}$ | $\frac{P_{пл}^{TP}}{P_{пл}^H}$ |
|-------|------------------|---------------------------|------------------------|--------------------------------|
| 1     | D <sub>3fm</sub> | 14,0                      | 21,5                   | <b>0,65</b>                    |
| 2     | C <sub>2v</sub>  | 12,0                      | 19,8                   | <b>0,61</b>                    |
| 3     | C <sub>2b</sub>  | 11,5                      | 18,5                   | <b>0,62</b>                    |

Табл. 4. Граничные значения пластовых давлений для объектов разработки

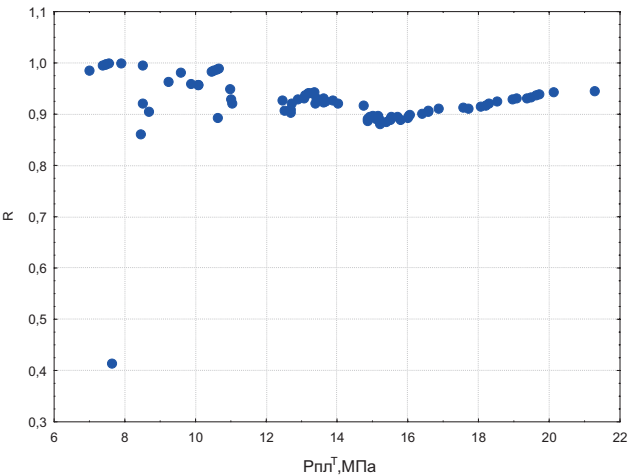


Рис. 6. Зависимость P(Z) от Z при обосновании разделения вы-борки пластового давления

| Используемые показатели | Диапазон применения |
|-------------------------|---------------------|
| $P_{пл}^H, \text{МПа}$  | 14,9 - 21,28        |
| T, сут                  | 0,00 - 1335,00      |
| $Q_v^H, \text{т}$       | 0,0 - 1355,0        |

Табл. 5. Диапазоны изменения показателей

| Используемые показатели           | Диапазон применения |
|-----------------------------------|---------------------|
| $P_{пл}^H, \text{МПа}$            | 8,5 - 21,281        |
| $P_{заб}, \text{МПа}$             | 2,88 - 13,76        |
| $K_{прон}^H, \text{мД}$           | 31,7 - 779,4        |
| S, отн. вел.                      | -7,7 - 7,4          |
| $\Gamma\phi, \text{м}^3/\text{т}$ | 37,3 - 127,0        |

Табл. 6. Диапазоны изменения показателей

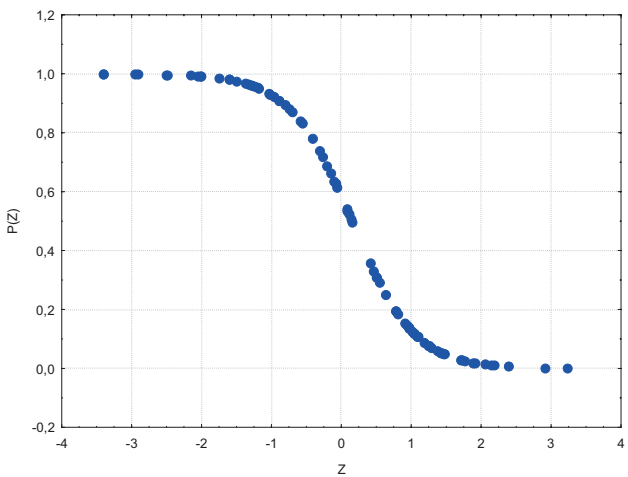


Рис. 7. Поле корреляции между рассчитанными и фактически-ми пластовыми давлениями (третий уровень)

Результаты третьего уровня моделирования

С целью комплексного использования моделей всех уровней на третьем уровне построена результирующая многоуровневая многомерная математическая модель:

$$P_{пл}^{MM} = 0,214 - 03742P_{пл}^{Y2} + 1,3476(P_{пл}^{Y2-1}, P_{пл}^{Y2-2}) + (P_{пл}^{Y2})^2 + 0,0077(P_{пл}^{Y2}) \cdot (P_{пл}^{Y2-1}, P_{пл}^{Y2-2}) - 0,0162(P_{пл}^{Y2-1}, P_{пл}^{Y2-2})^2; \tag{7}$$

при R = 0,979, p < 0,0000, стандартная ошибка составляет 0,74 МПа.

Пример практического использования

Перечень исходных данных для определения пластового давления по разработанной методике приведен в таблице 7.

$$P_{пл}^{T-M(P_{плH}, T)} = 9,437 - 0,2312P_{пл}^H - 0,0032T + 0,0398(P_{пл}^H)^2 - 0,0003(P_{пл}^H * T) + 0,0000017654(T)^2 = 10,704 \text{ МПа};$$
$$Z = -0,00193T - 0,00844Q_H + 0,1159P_{заб}^H + 0,34079P_{пл}^H + 0,00005Q_{в}^H - 0,01666\Gamma_{\phi} - 4,09775 = -1,1;$$
$$P_{пл}^{T-M2} = 2,903 + 0,452763P_{заб}^H + 0,434338P_{пл}^H + 0,151458S - 0,027958\Gamma_{\phi} + 0,002506K_{прон}^H = 11,824 \text{ МПа};$$
$$P_{пл}^{T-MM} = 0,214 - 0,3742P_{пл}^{T-M(P_{плH}, T)} + 1,3476(P_{пл}^{T-M1}, P_{пл}^{T-M2}) + 0,0093(P_{пл}^{T-M(P_{плH}, T)})^2 + 0,0077(P_{пл}^{T-M(P_{плH}, T)}) * (P_{пл}^{T-M1}, P_{пл}^{T-M2}) - 0,0162(P_{пл}^{T-M1}, P_{пл}^{T-M2})^2 = 11,918 \text{ МПа}.$$

Таким образом, в результате расчетов по разработанной методике, величина пластового давления в зоне отбора скважины №2 на 14.01.2019 г. составляет 11,918 МПа. Фактическое пластовое давление, определенное в этот же период времени, составляет 12,15 МПа. Расхождение между расчетным и фактическим пластовым давлениями составляет 0,232 МПа.

Информация о фактических и рассчитанных пластовых давлениях по другим скважинам из контрольной выборки приведена в таблице 8.

В среднем, ошибка определения пластового давления по разработанной методике не превышает 1 МПа, что можно считать приемлемой величиной при использовании рассчитанного давления для таких задач, как оценка энергетического состояния залежи в зонах отбора, планирование мероприятий по регулированию ее разработки. Использование рассчитанного давления для оценки величины депрессии на пласт также вполне допустимо,

| №пп | Наименование показателя  | Ед. изм.            | Значение          |
|-----|--|---------------------|-------------------|
| 1   | Номер скважины   |                     | 2                 |
| 2   | Геологический индекс залежи  |                     | D <sub>3</sub> fm |
| 3   | Дата исследования  |                     | 14.01.2019        |
| 4   | Начальное пластовое давление в зоне отбора скважины  |                     | 21,28             |
| 5   | Продолжительность эксплуатации скважины  | сут                 | 1900              |
| 6   | Забойное давление  | МПа                 | 4,34              |
| 7   | Накопленная добыча воды  | м <sup>3</sup>      | 5183              |
| 8   | Накопленная добыча нефти   | Т                   | 117992            |
| 9   | Дебит нефти (текущий)  | т/сут               | 70,3              |
| 10  | Дебит жидкости (текущий)   | м <sup>3</sup> /сут | 70,5              |
| 11  | Газовый фактор   | м <sup>3</sup> /т   | 45,1              |
| 12  | Проницаемость начальная  | мД                  | 57,1              |
| 13  | Проницаемость текущая  | мД                  | 22,0              |
| 14  | Скин-фактор текущий  |                     | -6,6              |
| 15  | Фактическое пластовое давление, определенное при проведении гидродинамических исследований | МПа                 | 12,15             |

Табл. 7. Исходные данные для проверки разработанной методики

| № скв. | Объект            | Дата       | Пластовое давление, МПа |        | Ошибка определения, МПа |
|--------|-------------------|------------|-------------------------|--------|-------------------------|
|        |                   |            | факт                    | расчет |                         |
| 2      | D <sub>3</sub> fm | 14.01.2019 | 12,150                  | 11,918 | -0,232                  |
| 5      | C <sub>2</sub> v  | 17.01.2020 | 10,987                  | 10,209 | 0,778                   |
| 117    | C <sub>2</sub> b  | 21.11.2019 | 11,335                  | 10,460 | 0,875                   |
| 125    | C <sub>2</sub> b  | 14.05.2019 | 8,750                   | 9,576  | -0,826                  |
| 215    | C <sub>2</sub> v  | 03.12.2019 | 10,762                  | 10,636 | 0,126                   |
| 317    | C <sub>2</sub> v  | 15.09.2019 | 11,144                  | 10,598 | 0,546                   |
| 323    | D <sub>3</sub> fm | 28.11.2019 | 11,626                  | 12,512 | 0,886                   |
| 327    | C <sub>2</sub> b  | 10.01.2020 | 12,060                  | 12,042 | 0,018                   |

Табл. 8. Сравнение фактических и рассчитанных пластовых давлений для скважин контрольной выборки

поскольку фактические значения разницы между пластовыми и забойными давлениями в настоящее время на рассматриваемых объектах составляют величину 7–8 МПа.

Исследование корреляционных связей, которое, по правилам многомерного регрессионного анализа, является основной всего исследования, в данном случае продемонстрировало сложный характер взаимного влияния геологических и технологических показателей на величину пластового давления в зонах влияния скважин. Наиболее сильное влияние на исследуемую величину (пластовое давление) оказывают такие показатели, как начальное пластовое давление, индивидуальное для каждой скважины, а также продолжительность ее работы после ввода из бурения. Также значимое влияние оказывают текущее забойное давление, дебиты нефти и жидкости, начальная проницаемость коллектора в зоне влияния скважины. Необходимо отметить разное влияние одних и тех же показателей для разных залежей. Например, связь между пластовым давлением и газовым фактором для залежи D<sub>3</sub>fm положительная, статистически значимая. В то же время связь между этими же параметрами для залежей C<sub>2</sub>v и C<sub>2</sub>b также статистически значимая, но уже отрицательная. Отмеченные факты являются неоспоримым доказательством сложности процесса формирования пластового давления в зонах влияния добывающих скважин при разработке месторождений нефти. Выбранный инструмент – многомерное статистическое моделирование – является одним из оптимальных для описания сложных процессов.

Процесс построения многомерных статистических моделей выполнен с использованием оригинального подхода, который заключается в использовании ранжированной (убывающей) выборки и пошаговому построению моделей. Такой подход позволил как построить модели, так и установить некоторые закономерности поведения (формирования) пластового давления в различные периоды разработки залежей нефти. Для каждой из трех залежей нефти, которые находятся в промышленной разработке на месторождении имени Сухарева, выделены две стадии поведения пластового давления. В многомерной модели, описывающей начальную стадию поведения пластового давления (формула 5), в качестве входных параметров используются только индивидуальное начальное пластовое давление, время работы скважины после ввода из бурения и накопленная добыча воды. Можно предположить, что включение в модель накопленной добычи воды позволяет

учитывать влияние водонапорной области на энергетическое состояние залежи. Следует отметить, что в начальный период на пластовое давление практически не влияют технологические параметры (показатели эксплуатации скважин). Вторую стадию формирования пластового давления описывает уравнение 6. Как следует из анализа данного уравнения, в него включаются так называемые технологические показатели – забойное давление, газовый фактор. То есть реализованная система разработки и эксплуатации залежей начинает оказывать влияние на величину пластового давления только на данном этапе. Указанные закономерности характерны для всех трех залежей, которые находятся в разработке в пределах месторождения имени Сухарева. При этом следует особо отметить существенные различия в геолого-физических свойствах этих залежей. В ходе исследований для каждой из залежей обоснована граница каждой из стадий. Обоснование границ выполнено с помощью известного математического инструмента – дискриминантного анализа. Сопоставление граничных пластовых давлений с начальными пластовыми давлениями (табл. 4) позволило получить весьма важный вывод. Первая стадия поведения пластового давления на всех залежах месторождения имени Сухарева продолжается пока пластовое давление не снизится до 60 % от начальной величины.

Отдельное внимание следует уделить анализу модели (6). На третьем шаге в модель включен скин-фактор – показатель, характеризующий состояние призабойной зоны. Значение скин-фактора предлагается принимать по данным предыдущего исследования скважины. Принято считать, что третий шаг включения показателя является признаком не столь высокой чувствительности модели к его величине. Также следует отметить, что, например, для карбонатных коллекторов вариативность величины скин-фактора не столь значительна, чтобы оказать существенное влияние на рассчитываемое пластовое давление.

Всего в ходе исследования в целом для месторождения имени Сухарева построено 14 многомерных моделей прогноза пластового давления по комплексу геологических и технологических показателей. Следует отметить, что показатели, используемые в данных моделях в качестве исходных данных, регулярно и с достаточной точностью определяются (измеряются) на всех нефтяных промыслах. Кроме того, сам процесс вычисления пластового давления не является трудоемким и не требует применения специальных программных продуктов. Данные факты подчеркивают простоту практического применения методики определения пластового давления, которая основана на построенных многомерных статистических моделях, что продемонстрировано на примере реальных данных.

Безусловно, следует отметить и ограничения разработанной методики. Приведенные многомерные модели можно использовать только для условий месторождения имени Сухарева. Исходные данные для вычисления должны соответствовать приведенным диапазонам. В противном случае ошибка вычисления будет более существенной. Однако очевидные преимущества рассмотренного способа определения пластового давления делают целесообразным необходимость тиражирования выполненных исследований для условий любых других месторождений нефти, на которых имеется опыт

многократных гидродинамических исследований с определением пластового давления.

## Заключение

Исследования, описанные в данной статье, посвящены построению многомерных математических моделей текущего пластового давления в зонах отбора добывающих скважин месторождения им. Сухарева (две карбонатные и одна терригенная залежь).

При построении моделей использован оригинальный подход, который заключается в предварительном ранжировании исходных данных. При построении моделей исходные данные ранжированы по текущему пластовому давлению от максимального до минимального значений. Это позволит наиболее точно воспроизвести его поведение в процессе разработки залежей.

В ходе анализа установлено, что в начальный период разработки на пластовое давление влияют, в основном, два параметра: начальное пластовое давление для конкретной скважины и продолжительность ее эксплуатации. После того, как пластовое давление снизится до 60 % от начальной величины, на его значение начинают влиять так называемые технологические показатели: скин-фактор, дебит, газовый фактор и забойное давление.

Построенные многоуровневые многомерные статистические модели предлагается использовать в качестве математической основы методики определения пластового давления без остановки скважин на исследование. Преимуществами данной методики являются простота вычислений и использование в качестве исходных данных только тех параметров, которые регулярно и вполне достоверно определяются (измеряются) на промысле.

Методику определения пластового давления, основанную на применении разработанных моделей, не следует рассматривать в качестве альтернативы гидродинамическим исследованиям. Ее применение целесообразно для экспресс-оценки пластового давления, либо при невозможности остановки скважины на исследование по технологическим причинам.

## Литература

- Абросимов А.А., Шеляго Е.В., Язынина И.В. (2018). Обоснование репрезентативного объема данных фильтрационно-емкостных свойств для получения статистически достоверных петрофизических связей. *Записки Горного института*, 233, с. 487–491. <https://doi.org/10.31897/pmi.2018.5.487>
- Вирстюк А.Ю., Мишина В.С. (2020). Применение регрессионного анализа для оценки эффективности работы нефтяных скважин с парафинистой нефтью. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 331(1), с. 117–124. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/1/2453>
- Галкин В.И., Пономарева И.Н., Черных И.А., Филиппов Е.В., Чумаков Г.Н. (2019). Методика определения забойного давления с использованием многомерных моделей. *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 40–43. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-1-40-43
- Галкин С.В., Кочнев А.А., Зотиков В.И. (2019). Прогнозная оценка эффективности технологии радиального бурения для башкирских эксплуатационных объектов месторождений Пермского края. *Записки Горного института*, 238, с. 410–414. <https://doi.org/10.31897/pmi.2019.4.410>
- Давыдова А.Е., Щуренко А.А., Дадакин Н.М., Шуталев А.Д., Квеско Б.Б. (2019). Разработка дизайна гидродинамического исследования в условиях карбонатного коллектора. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 330(6), с. 68–79. <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/6/2128>
- Давыдова А.Е., Щуренко А.А., Дадакин Н.М., Шуталев А.Д., Квеско Б.Б. (2018). Оптимизация проведения гидродинамических



исследований скважин в условиях карбонатного коллектора. *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*, 17(2), с. 123–135. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.2.3

Драгунов А.А., Мухамадиев Р.С., Чернов С.В. (2017). Влияние геодинамических процессов на фильтрационно-емкостные свойства геологической среды (на примере Ромашкинского месторождения). *Георесурсы*, 19(4), с. 319–322. <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.3>

Дягилев В.Ф., Лазутин Н.К., Бакшеев В.Н. (2019). Апробация методики оценки характера влияния закачки воды на отборы по нефти на примере Северо-Ореховского месторождения. *SOCAR Proceedings*, 1, с. 42–51. DOI: 10.5510/OGP20190100378

Елесин А.В., Кадырова А.Ш., Никифорова А.И. (2018). Определение поля проницаемости пласта по замерам давления на скважинах с использованием сплайн-функции. *Георесурсы*, 20(2), с. 102–107. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.102-107>

Карманский Д.А., Петраков Д.Г. (2020). Лабораторное моделирование изменения механических и фильтрационных свойств пород коллекторов на различных этапах разработки месторождений нефти. *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*, 20(1), с. 49–59. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.1.5

Кочнев А.А., Зотиков В.И., Галкин С.В. (2018). Анализ влияния геолого-технологических показателей на эффективность технологии радиального бурения на примере эксплуатационных объектов Пермского края. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 329(12), с. 20–29. <https://doi.org/10.18799/24131830/2018/12/16>

Мартюшев Д.А., Слушкина А.Ю. (2019). Оценка информативности определения фильтрационных параметров пласта на основе интерпретации кривых стабилизации давления. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 330(10), с. 26–32. <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/10/2295>

Пономарева И.Н., Мартюшев Д.А., Ахметова М.И. (2016). Оценка оптимальной продолжительности проведения гидродинамических исследований низкопродуктивных скважин на примере Озерного месторождения. *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 60–63.

Расторгуев М.Н. (2019). Использование дискриминантного анализа для интерпретации данных газового каротажа на примере Павловского нефтяного месторождения. *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*, 19(1), с. 39–55. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.1.4

Черных И.А., Галкин В.И., Пономарева И.Н. (2017). Сравнительный анализ методик определения забойного давления при эксплуатации добывающих скважин Шершневского месторождения. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 328(8), с. 41–47.

Aaditya Khanal, Mohammad Khoshghadam, W. John Lee, Michael Nikolaou (2017). New forecasting method for liquid rich shale gas condensate reservoirs with data driven approach using principal component analysis. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 38, pp. 621–637. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.01.014>

Ahmadi R., Pourfatemi S.M., Ghaffari S. (2017). Exergoeconomic optimization of hybrid system of GT, SOFC and MED implementing genetic algorithm. *Desalination*, 411, pp. 76–88. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2017.02.013>

Akinbinu V.A. (2010). Prediction of fracture gradient from formation pressures and depth using correlation and stepwise multiple regression

techniques. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 72(1–2), pp. 10–17. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2010.02.003>

D. Childers P.E., X. Wu PhD (2020). Forecasting oil well performance in tight formation using the connected reservoir storage model. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195, 107593. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107593>

Escobar F.H., Hernandez Y.A., Hernandez C.M. (2007). Pressure transient analysis for long homogeneous reservoirs using TDS technique. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 58(1–2), pp. 68–82. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2006.11.010>

Nur Wijaya, James J. Sheng (2020). Probabilistic forecasting and economic evaluation of pressure-drawdown effect in unconventional oil reservoirs under uncertainty of water blockage severity. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 185, 106646. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106646>

Olalere Oloruntobi, Stephen Butt (2019). Energy-based formation pressure prediction. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 173, pp. 955–964. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.10.060>

Saeed Rafieepour, Silvio Baldino, Stefan Z. Miska (2020). Determination of in-situ elastic properties and reservoir boundary conditions. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 81, 103397. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103397>

Salam Al-Rbeawi (2018). Integrated analysis of pressure response using pressure-rate convolution and deconvolution techniques for varied flow rate production in fractured formations. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 51, pp. 195–209. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.01.012>

Valery B., Eslamloueyan R. (2015). Hydrocarbon reservoirs characterization by co-interpretation of pressure and flow rate data of the multi-rate well testing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 135, pp. 59–72. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.08.016>

## Сведения об авторах

Владислав Игнатьевич Галкин – доктор геол.-мин. наук, профессор, заведующий кафедры Геология нефти и газа, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614990, Пермь, пр-т Комсомольский, д. 29

Инна Николаевна Пономарева – доктор тех. наук, профессор кафедры Нефтегазовые технологии, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614990, Пермь, пр-т Комсомольский, д. 29

Дмитрий Александрович Мартюшев – канд. тех. наук, доцент кафедры Нефтегазовые технологии, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614990, Пермь, пр-т Комсомольский, д. 29

e-mail: martyushevdi@inbox.ru

Статья поступила в редакцию 17.09.2020;

Принята к публикации 23.03.2021; Опубликована 30.09.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

# Prediction of reservoir pressure and study of its behavior in the development of oil fields based on the construction of multilevel multidimensional probabilistic-statistical models

V.I. Galkin, I.N. Ponomareva, D.A. Martyushev\*

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

\*Corresponding author: Dmitry Martyushev, e-mail: martyushevdi@inbox.ru

**Abstract.** Determination of the current reservoir pressure in oil production wells selection zones is an urgent task of field development monitoring. The main method for its determination is hydrodynamic studies under unsteady conditions. At the same time, the process of restoring bottomhole pressure to the value of reservoir

pressure often lasts a significant period of time, which leads to long downtime of the fund and significant shortfalls in oil production. In addition, it seems rather difficult to compare reservoir pressures with each other in the wells due to the different timing of the studies, since it is impossible to simultaneously stop the entire fund for measuring

the reservoir pressure in the field. The article proposes a new method for determining the current reservoir pressure in the extraction zones, based on the construction of multidimensional mathematical models using the data of geological and technological development indicators. As the initial data, the values of reservoir pressure, determined during processing of the materials of hydrodynamic studies of wells, as well as a set of geological and technological indicators, probably affecting its value, were used (initial reservoir pressure for each well, the duration of its operation at the time of study, liquid rate, bottomhole pressure, the initial permeability and the current collector in the drainage area, GOR accumulated values oil, and liquid water, and skin factor). In the course of the research, several variants of statistical modeling were used, in the process of which the regularities of the reservoir pressure behavior during the development of reserves were established, individual for the object of development. The obtained models are characterized by a high degree of reliability and make it possible to determine the desired value with an error of no more than 1.0 MPa.

**Keywords:** statistical analysis, well testing, significance level, well operation, formation permeability, current reservoir pressure

**Recommended citation:** Galkin V.I., Ponomareva I.N., Martyushev D.A. (2021). Prediction of reservoir pressure and study of its behavior in the development of oil fields based on the construction of multilevel multidimensional probabilistic-statistical models. *Georesursy = Georesources*, 23(3), pp. 73–82. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.10>

## References

- Aaditya Khanal, Mohammad Khoshghadam, W. John Lee, Michael Nikolaou (2017). New forecasting method for liquid rich shale gas condensate reservoirs with data driven approach using principal component analysis. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 38, pp. 621–637. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.01.014>
- Abrosimov A.A., Shelyago E.V., Yazina I.V. (2018). Substantiation of a representative volume of reservoir properties data to obtain statistically reliable petrophysical relationships. *Zapiski Gornogo instituta = Journal of Mining Institute*, 233, pp. 487–491. (In Russ.). <https://doi.org/10.31897/pmi.2018.5.487>
- Ahmadi R., Pourfatemi S.M., Ghaffari S. (2017). Exergoeconomic optimization of hybrid system of GT, SOFC and MED implementing genetic algorithm. *Desalination*, 411, pp. 76–88. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2017.02.013>
- Akinbinu V.A. (2010). Prediction of fracture gradient from formation pressures and depth using correlation and stepwise multiple regression techniques. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 72(1–2), pp. 10–17. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2010.02.003>
- Chernykh I.A., Galkin V.I., Ponomareva I.N. (2017). Comparative analysis of the methods for defining bottomhole pressure at well operation of Shershevsky field. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 328(8), pp. 41–47. (In Russ.)
- D. Childers P.E., X. Wu PhD (2020). Forecasting oil well performance in tight formation using the connected reservoir storage model. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195, 107593. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107593>
- Davydova A.E., Shchurenko A.A., Dadakin N.M., Shutalev A.D., Kvesko B.B. (2019). Well testing design development in carbonate reservoir. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 330(6), pp. 68–79. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/6/2128>
- Davydova A.E., Shchurenko A.A., Dadakin N.M., Shutalev A.D., Rvesco B.B. Optimization of carbonate reservoir well testing. *Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo = Bulletin of PNIPU. Geology. Oil and gas and mining*, 17(2), pp. 123–135. (In Russ.). DOI: 10.15593/2224-9923/2018.2.3
- Dragunov A.A., Mukhamadiev R.S., Chernov S.V. (2017). Influence of geodynamic processes on reservoir properties of geological environment (on the example of the Romashkino field). *Georesursy = Georesources*, 19(4), pp. 319–322. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.3>
- Dyagilev V.F., Lazutin N.K., Baksheev V.N. (2019). Approbation of the assessing methodology for the impact nature of water injection on oil samples using the example of the North-Orekhovskiy field. *SOCAR Proceedings*, 1, pp. 42–51. (In Russ.). DOI: 10.5510/OGP20190100378
- Elesin A.V., Kadyrova A.Sh., Nikiforov A.I. (2018). Definition of the reservoir permeability field according to pressure measurements on wells with the use of spline function. *Georesursy = Georesources*, 20(2), pp. 102–107. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.102-107>

Escobar F.H., Hernandez Y.A., Hernandez C.M. (2007). Pressure transient analysis for long homogeneous reservoirs using TDS technique. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 58(1–2), pp. 68–82. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2006.11.010>

Galkin S.V., Kochnev A.A., Zotikov V.I. (2019). Estimate of radial drilling technology efficiency for the bashkir operational oilfields objects of Perm Krai. *Zapiski Gornogo instituta = Journal of Mining Institute*, 238, pp. 410–414. (In Russ.). <https://doi.org/10.31897/pmi.2019.4.410>

Galkin V.I., Ponomareva I.N., Chernykh I.A., Filippov E.V., Chumakov G.N. (2019). Methodology for estimating downhole pressure using multivariate model. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil industry*, 1, pp. 40–43. (In Russ.). DOI: 10.24887/0028-2448-2019-1-40-43

Karmanskiy D.A., Petrakov D.G. (2020). Laboratory modeling of changes in mechanical and flow properties of reservoir rocks at the stages of oil fields development. *Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo = Bulletin of PNIPU. Geology. Oil and gas and mining*, 20(1), pp. 49–59. (In Russ.). DOI: 10.15593/2224-9923/2020.1.5

Kochnev A.A., Zotikov V.I., Galkin S.V. (2018). Analysis of the influence of geological technological parameters on the effectiveness of radial drilling technology on the example of operational objects in perm region. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 329(12), pp. 20–29. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2018/12/16>

Martyushev D.A., Slushkina A.Yu. (2019). Assessment of informative value in determination of reservoir filtration parameters based on interpretation of pressure stabilization curves. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 330(10), pp. 26–32. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/10/2295>

Nur Wijaya, James J. Sheng (2020). Probabilistic forecasting and economic evaluation of pressure-drawdown effect in unconventional oil reservoirs under uncertainty of water blockage severity. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 185, 106646. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106646>

Olalere Oloruntobi, Stephen Butt (2019). Energy-based formation pressure prediction. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 173, pp. 955–964. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.10.060>

Ponomareva I.N., Martyushev D.A., Akhmetova M.I. (2016). Evaluation of the optimal duration of the hydrodynamic studies of low-productivity wells on the example of Ozernoye field. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil industry*, 1, pp. 60–63. (In Russ.)

Rastorguev M.N. (2019). Using discriminant analysis for the interpretation of gas logging data on the example of the Pavlov oil field. *Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo = Bulletin of PNIPU. Geology. Oil and gas and mining*, 19(1), pp. 39–55. (In Russ.) DOI: 10.15593/2224-9923/2019.1.4

Saeed Rafiepour, Silvio Baldino, Stefan Z. Miska (2020). Determination of in-situ elastic properties and reservoir boundary conditions. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 81, 103397. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103397>

Salam Al-Rbeawi (2018). Integrated analysis of pressure response using pressure-rate convolution and deconvolution techniques for varied flow rate production in fractured formations. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 51, pp. 195–209. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.01.012>

Valery B., Eslamloueyan R. (2015). Hydrocarbon reservoirs characterization by co-interpretation of pressure and flow rate data of the multi-rate well testing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 135, pp. 59–72. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.08.016>

Virstyuk A.Yu., Mikshina V.S. (2020). Application of regression analysis to evaluate the efficiency of oil well operating with the paraffin oil. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 331(1), pp. 117–124. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/1/2453>

## About the Authors

*Vladislav I. Galkin* – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Department of Oil and Gas Geology, Perm National Research Polytechnic University

29 Komsomolskiy Av., Perm, 614990, Russian Federation

*Inna N. Ponomareva* – DSc (Engineering), Professor, Department of Oil and Gas Technologies, Perm National Research Polytechnic University

29 Komsomolskiy Av., Perm, 614990, Russian Federation

*Dmitriy A. Martyushev* – PhD (Engineering), Associate Professor, Department of Oil and Gas Technologies, Perm National Research Polytechnic University

29 Komsomolskiy Av., Perm, 614990, Russian Federation

Manuscript received 17 September 2020;

Accepted 23 March 2021; Published 30 September 2021

## Литологические модели пород-коллекторов для верхнемеловых отложений Восточного Предкавказья

О.В. Сивальнева<sup>1\*</sup>, А.С. Рахматуллина<sup>1</sup>, А.В. Постников<sup>1</sup>, О.В. Постникова<sup>1</sup>, О.А. Зуева<sup>1</sup>,  
Е.К. Идрисова<sup>2</sup>, В.В. Пошибаев<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

<sup>2</sup>Сколковский институт науки и технологий, Москва, Россия

<sup>3</sup>ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия

В статье приводятся результаты комплекса литолого-петрофизических исследований, на основании которых составлена характеристика пород-коллекторов верхнемеловых отложений: изучение петрографических шлифов, результаты растровой электронной микроскопии и исследований с помощью метода ядерно-магнитного резонанса. Выявлено, что качество пород-коллекторов определяется тремя основными факторами: 1) седиментационным – преобладанием в составе отложений кокколитофоридовых известняков; 2) степенью вторичных преобразований пород в катагенезе – уплотнением и перекристаллизацией; 3) интенсивностью развития трещиноватости.

**Ключевые слова:** верхнемеловые отложения, Восточное Предкавказье, мелоподобные известняки, порово-трещинный коллектор

**Для цитирования:** Сивальнева О.В., Рахматуллина А.С., Постников А.В., Постникова О.В., Зуева О.А., Идрисова Е.К., Пошибаев В.В. (2021). Литологические модели пород-коллекторов для верхнемеловых отложений Восточного Предкавказья. *Георесурсы*, 23(3), с. 83–89. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.11>

### Введение

Территория Восточного Предкавказья на сегодняшний день характеризуется высокой степенью геолого-геофизической изученности и разведанности ресурсов углеводородного сырья (Горкушин, Найденова, 1978; Ликов и др., 1980; Папоротная, 2011, Постников и др., 2016). Результаты изучения региона за период в 100 лет отражены во многих публикациях известных ученых: В.Е. Хаина, И.О. Брода, Н.А. Крылова, Б.А. Соколова, Н.А. Еременко, А.И. Летавина, М.Ф. Мирчинка, А.Н. Шарданова и многих других.

Высокопродуктивным комплексом, обеспечивающим значительную долю добычи, является комплекс верхнемеловых отложений. Но к настоящему моменту большинство эксплуатируемых месторождений достигли максимальной степени выработки запасов, и обострилась проблема пополнения ресурсной базы как за счет выявления новых объектов, так и за счет интенсификации разработки уже известных.

С этой точки зрения актуальным является пересмотр, дополнение и детализация геолого-геофизических моделей залежей в верхнемеловых отложениях. В первую очередь с целью выявления прогнозных характеристик объекта важно создать полную литолого-петрофизическую модель пород-коллекторов в интервалах верхнемелового комплекса.

В результате литологических исследований керна-вого материала и пород из естественных обнажений

установлено, что породы верхнемеловых отложений представлены в основном известняками, состоящими преимущественно из частиц глинистой размерности – менее 0,005 мм. Это мелоподобные известняки и различные типы микрозернистых известняков с редкими остатками фораминифер и других организмов.

В настоящее время в оценке коллекторских свойств мелоподобных известняков преобладает убеждение, что они не обладают эффективным пустотным пространством порового типа, и формирование в них коллекторов возможно лишь в результате интенсивного трещинообразования (Борисенко и др., 2007). Но изменчивость результатов разработки залежей (непостоянство притоков, разные соотношения нефти и воды в получаемой продукции) приводит к необходимости получения новых характеристик структуры, вещественного состава пород, их пустотного пространства для уточнения существующих и формирования новых моделей коллекторов. Это возможно сделать на основании результатов комплекса современных аналитических исследований.

Такой комплекс исследований пород верхнемеловых отложений проведен по материалам бурения скважины Советско-Курской зоны поднятий и образцам из естественных обнажений Белгородской области, Ставропольского края, Республики Дагестан и Карачаево-Черкессии.

### Материалы и методы

В ходе работ по характеристике вещественного состава и структуры пустотного пространства пород верхнемеловых отложений изучены 46 образцов из разреза скважины Советско-Курской зоны поднятий и 11 образцов из обнажений (рис. 1).

\* Ответственный автор: Ольга Владимировна Сивальнева  
e-mail: [sivalneva.o@gubkin.ru](mailto:sivalneva.o@gubkin.ru)

© 2021 Коллектив авторов



Определение текстурных характеристик проводилось по образцам, структурных и вещественных – по сколам пород, а также специальным аналитическим и петрографическим шлифам.

Сколы пород (размер 0,5 см) и аналитические шлифы (без покрытия) изучались в растровом электронном микроскопе JSM 6610 LV (JEOL, Япония), оборудованном энергодисперсионным спектрометром IE350 (OXFORD INSTRUMENTS, Великобритания). Съемка образцов производилась в двух режимах – режиме вторичных электронов («secondary electrons image», сокращенно «SEI») и режиме обратно рассеянных электронов («back scattered electrons», сокращенно «BSE»). Основной режим съемки – режим во вторичных электронах, так как в этом режиме четко виден топографический контраст поверхности образца, и достигается максимальное разрешение. Основные характеристики съемки исследуемых образцов: ускоряющее напряжение 20–30 кВ; spot size 40–45; рабочее расстояние 10–12 мм.

Петрографические шлифы изготавливались с использованием окрашенной смолы и изучались в оптическом поляризационном микроскопе исследовательского класса Axio Imager A2m (Carl Zeiss MicroImaging GmbH).

Для оценки пустотного пространства пород помимо литологических исследований использованы результаты петрофизических исследований методом ядерно-магнитного резонанса (ЯМР), из которых рассчитывались параметры открытой, эффективной пористости, среднего диаметра пор и остаточной водонасыщенности образцов.

## Результаты

### Структурные параметры пород

Проведение исследований в оптическом и растровом микроскопах показало, что основными составляющими частями пород верхнемелового комплекса являются:

- микритовый кальцит, имеющий, вероятно, в некоторых участках цианобактериальную природу;
- раковины и обломки раковин кокколитофорид;
- раковины и обломки раковин фораминифер.

Количество и взаимное сочетание этих компонент позволяет выделить три основных типа пород по следующему преобладанию:

- раковин фораминифер и кокколитофорид – известняки микритовые фораминиферовые;
- раковин кокколитофорид и микритового кальцита – известняки мелоподобные кокколитофоридовые;
- микритового кальцита – известняки микритовые биотурбированные.

Породы с преобладанием микритового кальцита содержат небольшое количество глинистой примеси – до 5 %.

Неоднородность микроструктуры обусловлена изменением количества компонент и биотурбацией.

В породах с преобладанием кокколитофорид ориентировка раковин хаотична, контакты отдельных скелетов точечные, и эти породы обладают очень высокой пористостью, достигающей 30 %. Однако размеры этих пор составляют от 1 до 10 мкм (рис. 2–4).

Такая высокопористая структура была установлена только для пород, взятых из естественных обнажений, которые, по всей видимости, не претерпевали значительных катагенетических преобразований, свойственных глубокозалегающим горизонтам.

Образцы из разреза скважины Советско-Курской зоны поднятий, с глубин порядка 3–4 км (скважина), а также образцы из естественных обнажений, которые в геологическом прошлом испытывали погружение, характеризуются иными структурными параметрами. Сохранность биоморфных элементов весьма различна: в некоторых случаях они практически полностью замещаются кристалломорфной массой кальцита, по-видимому, в результате перекристаллизации раковин и участков, вероятно, частично цианейного происхождения (рис. 4). В этих породах снижается объем пустотного пространства, и они становятся неравномерно-проницаемыми. Последнее иллюстрируется при насыщении исследуемых образцов окрашенной эпоксидной смолой, которое происходит либо равномерно по всему образцу, либо по трещинам, либо неясными пятнами, иногда внутри ходов илоедов (рис. 5–8).

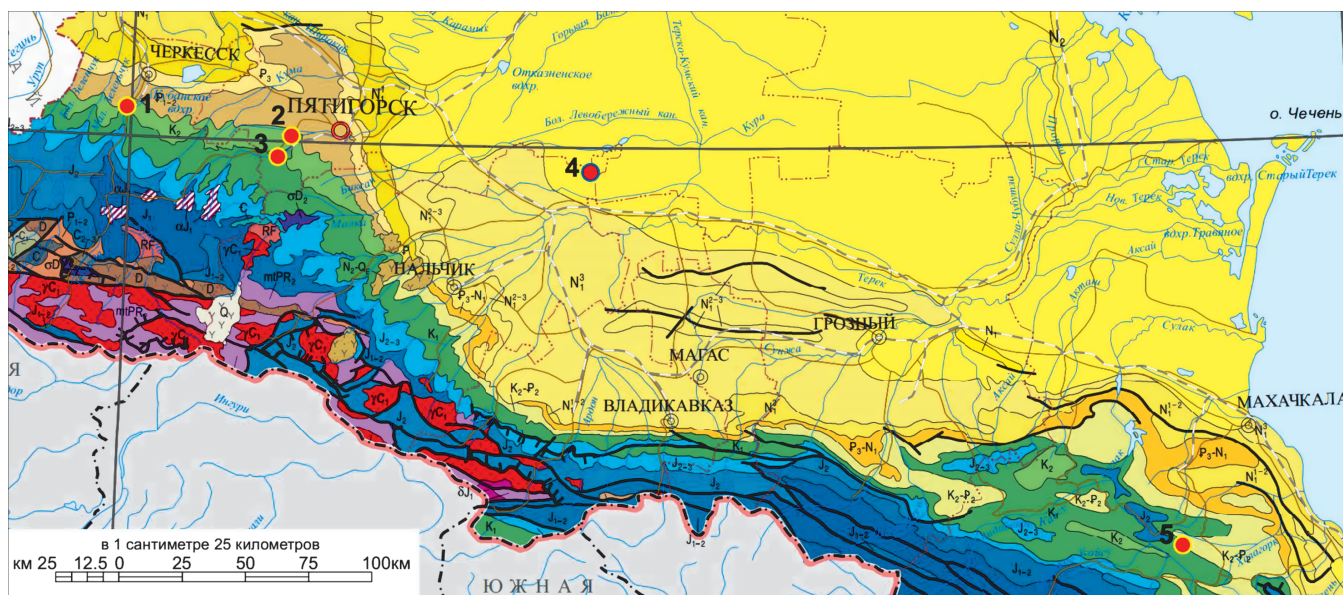


Рис. 1. Расположение точек отбора образцов на геологической карте Северо-Кавказского региона (ВСЕГЕИ, 2018): 1,2,3 – обнажения в Ставропольском крае и Карачаево-Черкесии, 4 – скважина в Советско-Курской зоне поднятий, 5 – обнажение Охли-Аймаки, Южный Дагестан



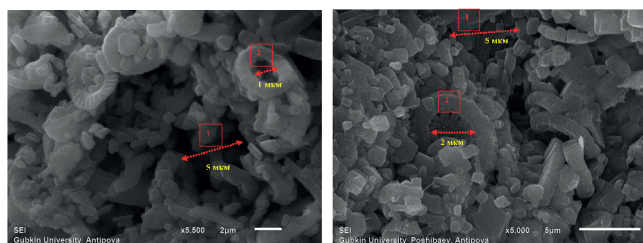


Рис. 2. Меж- (1) и внутриформенные (2) пустоты размером от 1 до 5 мкм. Верхнемеловые отложения. Фото в РЭМ, режим отражённых электронов: слева – образец из обнажения. Белгородская область; справа – образец с гл. 3419,55 м разреза скважины Советско-Курской зоны поднятий.

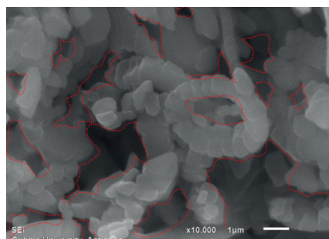


Рис. 3. Меж- и внутриформенные пустоты размером от 1 до 5 микрон. Писчий мел. Образец из обнажений Белгородской области. Фото в РЭМ, режим отражённых электронов.

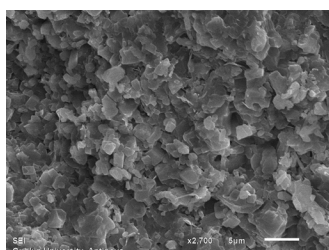


Рис. 4. Кристалломорфная масса кальцита (вероятно, цианобактериального генезиса). Образец с гл. 3476,40 м разреза скв. Советско-Курской зоны поднятий. Фото в РЭМ, режим отражённых электронов.

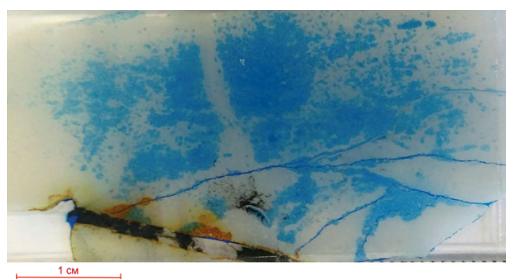


Рис. 5. Пятнистое насыщение породы окрашенной смолой: синий цвет – пористая насыщенная часть. Трещина с насыщением битумоидом. Образец с гл. 3463,33 м разреза скважины Советско-Курской зоны поднятий. Фото шлифа.

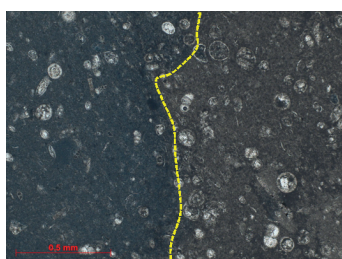


Рис. 6. Пятнистое насыщение породы окрашенной смолой: справа – пористая насыщенная часть, слева – плотная. Образец с гл. 3463,33 м разреза скважины Советско-Курской зоны поднятий. Фото породы в шлифе без анализатора.

#### Характеристика пустотного пространства и вторичных преобразований пород

Изменения свойств пород в соответствии с глубиной погружения и степенью вторичных преобразований отражаются в вариациях пористости и остаточной водонасыщенности, определенных по методу ЯМР.

Известняки мелоподобные кокколитофоридовые и микритовые биотурбированные, характеризуются

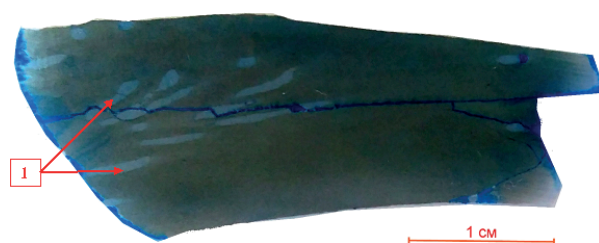


Рис. 7. Насыщение более пористых ходов илоедов окрашенной смолой. Образец из естественного обнажения. № 280, Охли-Аймаки, Южный Дагестан. Фото шлифа.

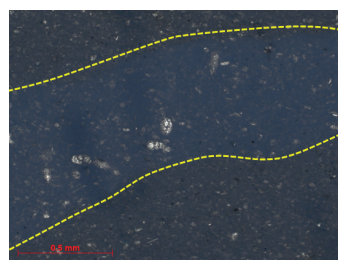


Рис. 8. Насыщение хода илоеда окрашенной смолой – в центре. Образец из естественного обнажения. № 280, Охли-Аймаки, Южный Дагестан. Фото породы в шлифе без анализатора.

разными показателями пористости и остаточной водонасыщенности, в связи с разной степенью уплотнения и перекристаллизации. Это было выявлено при сравнении результатов исследований 5 образцов из разреза скважины и 1 образца из обнажений.

Наибольшей интенсивностью таких преобразований характеризуются образцы с гл. 3476,40; 3721,16; 3729,77 м (рис. 9). Для этих образцов характерны и меньшие значения пористости наряду с увеличением остаточной водонасыщенности, за исключением образца с гл. 3476,40 м. Но это связано, скорее всего с тем, что измерения по методу ЯМР делались из участка с трещиной, поэтому расчетные данные среднего радиуса пор (трещин) увеличились, и это привело к увеличению значения пористости и снижению расчетных данных водонасыщенности (табл. 1).

Можно сделать вывод, что первичные структурные параметры, а именно, соотношение количества остатков раковин и микритового кальцита, определяют направленность вторичных изменений.

Наиболее пористая структура отмечается при увеличении количества слабо преобразованных остатков кокколитофорид. Общее снижение пористости за счет уплотнения и перекристаллизации наблюдается в образцах с увеличением количества остатков раковин фораминифер и интенсивности биотурбации. При этом оставшиеся пустоты достаточно изометричны, следовательно, не было последующих процессов растворения выщелачивания.

Обобщение результатов оптических и дополнительных исследований в РЭМ позволяет выделить в структуре пустотного пространства три основных вида пустот:

- остаточные внутриформенные пустоты (внутри раковин фораминифер) размером в среднем 0,20 мм;
- внутриформенные пустоты (внутри раковин кокколитофорид) размером в среднем 3 мкм;
- межформенные пустоты размером в среднем 5 мкм.

Количество пустот второго и третьего типа зависит от соотношения кокколитофорид и микритового кальцита в породе: чем меньше кокколитофорид, тем меньше внутри- и межформенных пустот.

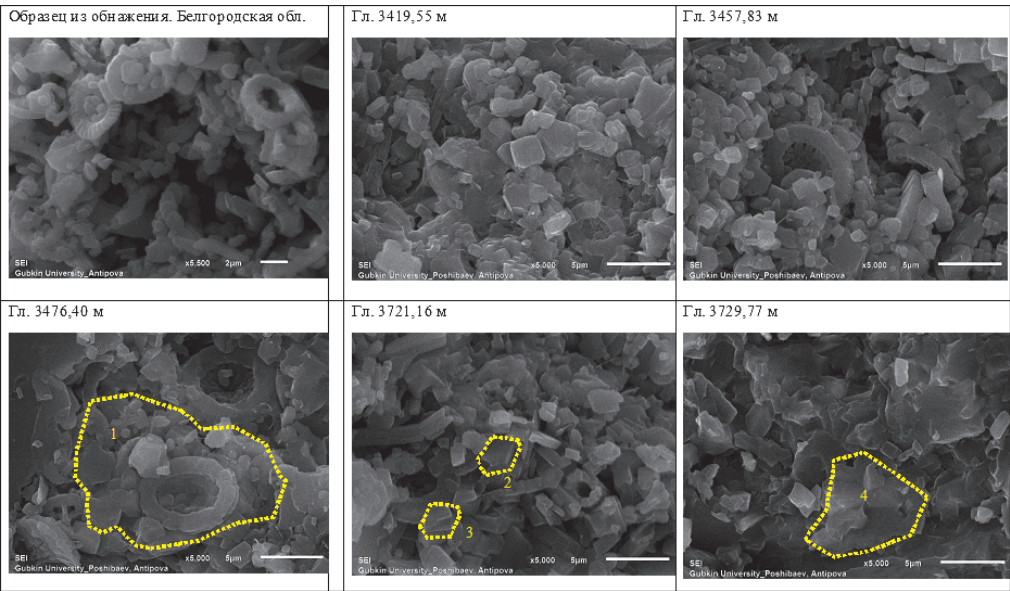


Рис. 9. Вторичные преобразования пород верхнемеловых отложений: слева направо – увеличение степени уплотнения. 1 – участок уплотнения и вторичной кальцитизации; 2, 3, 4 – кристаллы вторичного (новообразованного) кальцита

Несмотря на то, что остаточные пустоты в раковинах фораминифер обладают более крупными размерами, количество их невелико и не вносит существенный вклад в пористость пород.

Также в образцах с большим количеством микрита интенсивнее проявляются процессы перекристаллизации и уплотнения, что в целом сказывается на снижении количества пор. Интенсивная биотурбация в микритовых известняках не привела к увеличению общей и эффективной пористости пород, поскольку пористые в отдельных случаях ходы илоедов располагаются в более плотном микритовом матриксе.

Модель структуры коллектора при описанных размерах пустот подразумевает рассмотрение большей части породы как водонасыщенной матрицы (рис. 10–12). Эффективная емкость в таких породах приурочена к трещинному пространству. Но в изученных образцах были обнаружены зоны проникновения углеводородов, приуроченные к трещинам.

По всей видимости, наряду с трещинной пустотностью, вклад в эффективную емкость будут вносить и эти околотрещинные зоны шириной в среднем 0,30 мм (рис. 12).

Закключение

Из результатов проведенных исследований можно сделать выводы, что существует три основных фактора, определяющих окончательное качество верхнемеловых пород-коллекторов:

- 1) седиментационный – преобладание в составе отложений кокколитофоридовых известняков;
- 2) степень вторичных преобразований пород в катагенезе – уплотнения и перекристаллизации;
- 3) интенсивность развития трещиноватости.

Хотя меловые отложения характеризуются низким разнообразием фациальных типов, тем не менее седиментационный фактор, а именно состав первично осаждаемого материала в определенной обстановке, является предопределяющим для степени вторичных катагенетических преобразований. Как показано в эмпирических зависимостях (Bramwell, 1999) переотложенные кокколитофоридовые известняки сохраняют наибольшую пористость даже при совокупном влиянии множественных факторов вторичных преобразований. Следовательно, диагностика по керновым данным фациальных особенностей, определяющих первичное преобладание кокколитофорид,

| Глубина отбора, м | Возраст              | Литотип                                    | Открытая пористость, % | Эффективная пористость, % | Остаточная водонасыщенность, % | Средний радиус пор (трещин), мкм |
|-------------------|----------------------|--|------------------------|---------------------------|--------------------------------|----------------------------------|
| 3419,55           | K <sub>2</sub> m     | Известняки мелоподобные кокколитофоридовые | 20,4                   | 11,0                      | 46,1                           | 0,83                             |
| 3457,83           | K <sub>2</sub> m     | Известняки мелоподобные кокколитофоридовые | 19,9                   | 13,8                      | 30,7                           | 1,70                             |
| 3476,40           | K <sub>2</sub> m     | Известняки мелоподобные кокколитофоридовые | 15,0                   | 10,7                      | 28,4                           | 2,03                             |
| 3721,16           | K <sub>2</sub> km+st | Известняки микритовые биотурбированные     | 11,0                   | 4,3                       | 61,1                           | 0,54                             |
| 3729,77           | K <sub>2</sub> km+st | Известняки микритовые биотурбированные     | 1,8                    | 0,0                       | 100,0                          | 0,20                             |

Табл. 1. Результаты исследований методом ЯМР пяти образцов пород верхнемеловых отложений разреза скважины Советско-Курской зоны поднятий



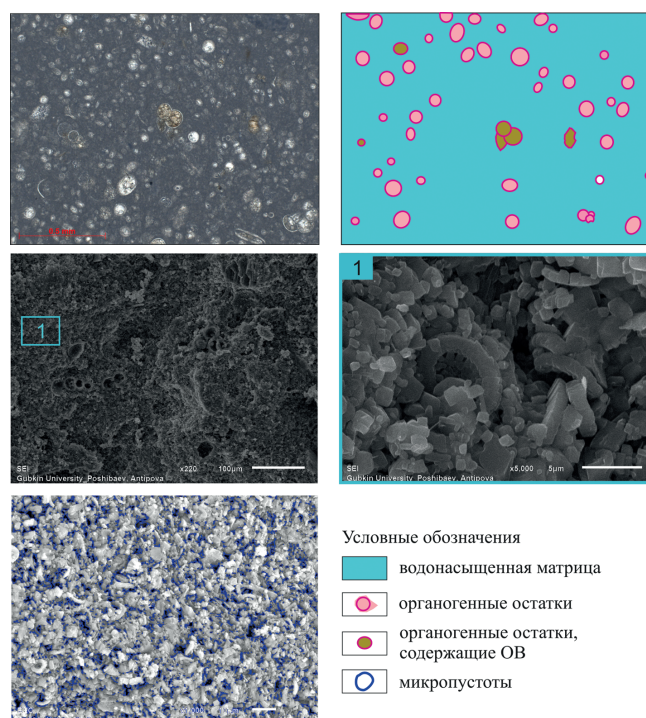


Рис. 10. Принципиальная модель структуры коллектора маастрихтских мелоподобных кокколитовых известняков. Фото породы в шлифе, схема структуры породы и три фотоизображения в РЭМ с выделением микропустот в матрице породы.

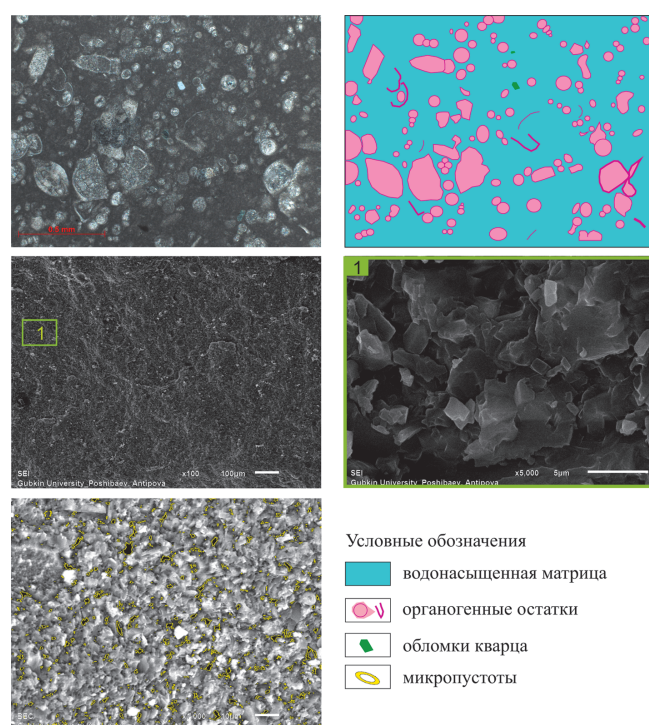


Рис. 11. Принципиальная модель структуры коллектора маастрихтских микритовых известняков. Фото породы в шлифе, схема структуры породы и три фотоизображения в РЭМ с выделением микропустот в матрице породы.

является важным признаком для прогноза наличия коллекторов лучшего качества.

По данным исследований, проведенных зарубежными специалистами (Scholle, 1977) на образцах керна месторождений Северного моря, Мексиканского залива, шельфовых областей запада США и обнажений на территории

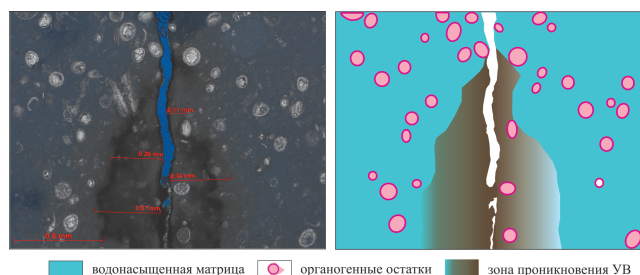


Рис. 12. Принципиальная модель структуры зоны проникновения УВ вдоль трещины. Фото породы в шлифе, схема структуры породы.

Европы, изменение пористости в общем является функцией глубины погружения.

В большинстве случаев проявляется линейная зависимость – чем большая глубина погружения отложений, тем меньше процент пористости. В целом на глубинах 2000–3000 м снижение пористости происходит до 10–20 %. Такое снижение пористости обусловлено увеличением степени механического уплотнения, при котором происходит растворение зерен на контактах и последующая кристаллизация растворенного материала в виде новообразованного цемента.

При этом чистые кокколитофоридовые известняки обладают большим объемом пористости, чем другие типы известняков. Это обусловлено первичными факторами, такими как хаотическое расположение зерен и присутствие достаточно большого количества свободной воды в осадке, что обуславливает снижение эффекта уплотнения при хаотической упаковке и высоком внутривертикальном давлении (Glennie, 1998).

В микритовых известняках структуры вак-пакстоунов, с большим количеством других раковинных остатков и интенсивной биотурбацией, упаковка частиц более ориентированная. Это приводит к более интенсивному проявлению уплотнения и сокращению вертикальной проницаемости (Glennie, 1998; Fabricius, 2003).

Увеличение глинистой компоненты в таких типах известняков также является дополнительным фактором снижения пористости: процессы растворения происходят активнее на контактах глинистых и карбонатных минералов, а высвобожденный материал осаждается здесь же в виде новообразованного кальцитового цемента (Scholle, 1977).

Изученные в данной работе образцы подтверждают эти выводы. Менее уплотненные кокколитофоридовые известняки обладают наибольшей пористостью (20,4 % на гл. 3419,55 м, скв. Советско-Курской зоны поднятий).

При увеличении в структуре количества детрита, нарушении биотурбацией и появлении глинистой компоненты процессы перекристаллизации проявляются более интенсивно и значения пористости в этих образцах значительно ниже (1,8–11,0 %). Изометричность пустот указывает на отсутствие обратных процессов – растворения и выщелачивания.

Количество остаточных пустот в раковинах фораминифер (детрите) невелико и не вносит существенных вклад в пористость пород. Но увеличение количества таких раковин как правило сопровождается и увеличением количества миритового кальцита, снижающего показатели пористости.

Интенсивность биотурбации по большей части коррелируется со снижением пористости. По всей видимости, из-за того, что она наблюдается в микритовых известняках и пористые в отдельных случаях ходы илоедов располагаются в более плотном микритовом матриксе.

Поэтому наиболее перспективными следует рассматривать зоны развития мелоподобных кокколитофоридовых известняков, характеризующиеся интенсивной трещиноватостью. В этих зонах будет формироваться порово-трещинный тип коллекторов.

Для корректной количественной оценки эффективной пористости в этом типе коллектора следует провести дополнительные исследования кернового материала, чтобы набрать статистически значимое количество измерений не только трещинной пустотности, но и добавочного объема пор в зоне проникновения вдоль трещин.

## Литература

Борисенко З.Г., Данилин В.П., Литвинов С.А. (2007). Особенности пространственного размещения залежей нефти и газа верхнемеловых отложений Центрального и Восточного Предкавказья. *Вестник Российской академии естественных наук*, 2, с. 8–13.

Геология и нефтегазоносность Восточного Предкавказья. (2001). Ред. В.Е. Орел. Москва: ГЕОС, 299 с.

Горкушин А.С., Найденова Л.А. (1978). Некоторые аспекты поисков и разведки залежей нефти в верхнемеловых отложениях Восточного Ставрополя. *Нефтегазовая геология и геофизика*, 12, с. 17–21.

Ликов А.Г., Чепак Г.Н., Шапошников В.М. (1980). Особенности строения залежей нефти в карбонатных породах верхнего мела Прикумского нефтегазоносного района. *Нефтегазовая геология и геофизика*, 5, с. 18–20.

Папоротная А.А. (2011). Гелогического-геохимические условия нефтегазоносности мезозойских отложений Восточно-Ставропольской впадины. Автореф. дисс. Ставрополь, 23 с.

Постников А.В., Мусихин А.Д., Осинцева Н.А., Сивальнева О.В., Рахматуллина А.С. (2016). Влияние структуры пустотного пространства пород на разработку залежей в хадумских отложениях Восточного Предкавказья. *Геофизика*, 6, с. 30–37.

Bramwell N.P. et al. (1999). Chalk exploration, the search for a subtle trap. *Proc. 5th Conference: Petroleum Geology of Northwest Europe*. Published by the Geological Society, London, pp. 911–937. <https://doi.org/10.1144/0050911>

Fabricius I.L. (2003). How burial diagenesis of chalk sediments controls sonic velocity and porosity. *AAPG Bulletin*, 87(11), pp. 1755–1778. <https://doi.org/10.1306/06230301113>

Glennie K.W. (ed.) (1998). *Petroleum Geology of the North Sea. Basic Concepts and Recent Advances*, 4ed. Blackwell, pp. 324–349. <https://doi.org/10.1002/9781444313413>

Scholle P.A. (1977). Chalk Diagenesis and Its Relation to Petroleum Exploration: Oil from Chalks, a Modern Miracle? *AAPG Bulletin*, 61(7), pp. 982–1009. <https://doi.org/10.1306/C1EA43B5-16C9-11D7-8645000102C1865D>

## Сведения об авторах

Ольга Владимировна Сивальнева – доцент кафедры литологии, кандидат геол.-мин. наук, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, Ленинский пр-т, д. 65  
e-mail: sivalneva.o@gubkin.ru

Айсылу Салаватовна Рахматуллина – ассистент кафедры литологии, кандидат геол.-мин. наук, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, Ленинский пр-т, д. 65

Александр Васильевич Постников – заведующий кафедрой литологии, доктор геол.-мин. наук, профессор, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, Ленинский пр-т, д. 65

Ольга Васильевна Постникова – декан факультета геологии и геофизики нефти и газа, доктор геол.-мин. наук, профессор, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, Ленинский пр-т, д. 65

Ольга Алексеевна Зуева – ассистент кафедры литологии, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, Ленинский пр-т, д. 65

Елизавета Камилевна Идрисова – аспирант Центра добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, Большой бульвар, д. 30, стр.1, Территория Инновационного Центра «Сколково»

Владимир Владимирович Пошибаев – ведущий специалист отдела геофизических исследований, кандидат геол.-мин. наук, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Россия, 109028, Москва, ул. Покровский бул., д. 3, стр.1

Статья поступила в редакцию 20.08.2020;

Принята к публикации 08.04.2021; Опубликована 30.09.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

# Lithological models of reservoir rocks for upper cretaceous deposits in East Caucasian Region

O.V. Sivalneva<sup>1\*</sup>, A.S. Rakhmatullina<sup>1</sup>, A.V. Postnikov<sup>1</sup>, O.V. Postnikova<sup>1</sup>, O.A. Zueva<sup>1</sup>, E.K. Idrisova<sup>2</sup>, V.V. Poshibaev<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russian Federation

<sup>2</sup> Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow, Russian Federation

<sup>3</sup> LUKOIL-Engineering, Moscow, Russian Federation

\*Corresponding author: Olga V. Sivalneva, e-mail: sivalneva.o@gubkin.ru

**Abstract.** The article describes the results of lithological and petrophysical investigations that would be a base for

characterization of reservoir rocks in Upper Cretaceous deposits. These investigations include thin sections description,



SEM and NMR analysis. As found that three main factors have constrained final quality of reservoir rocks: 1) depositional settings favorable for coccoliths and chalk sedimentation; 2) late diagenesis changes – compaction and recrystallization degree; 3) fracture intensity.

**Keywords:** Upper Cretaceous deposits, East Caucasian region, chalk limestones, pore and fractured reservoir rocks

**Recommended citation:** Sivalneva O.V., Rakhmatullina A.S., Postnikov A.V., Postnikova O.V., Zueva O.A., Idrisova E.K., Poshibaev V.V. (2021). Lithological models of reservoir rocks for upper cretaceous deposits in East Caucasian Region. *Georesursy = Georesources*, 23(3), pp. 83–89. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.11>

## References

- Borisenko Z.G., Danilin V.P., Litvinov S.A. (2007). Features of the spatial distribution of oil and gas deposits of the Upper Cretaceous sediments of the Central and Eastern Ciscaucasia. *Vestnik Rossiiskoi akademii estestvennykh nauk*, 2007/2, pp. 8–13. (In Russ.)
- Bramwell N.P. et al. (1999). Chalk exploration, the search for a subtle trap. *Proc. 5th Conference: Petroleum Geology of Northwest Europe*. Published by the Geological Society, London, pp. 911–937. <https://doi.org/10.1144/0050911>
- Fabricius I.L. (2003). How burial diagenesis of chalk sediments controls sonic velocity and porosity. *AAPG Bulletin*, 87(11), pp. 1755–1778. <https://doi.org/10.1306/06230301113>
- Geology and oil and gas potential of the Eastern Ciscaucasia. (2001). Ed. V.E. Orel. Moscow: GEOS, 299 p. (In Russ.)
- Glennie K.W. (ed.) (1998). *Petroleum Geology of the North Sea. Basic Concepts and Recent Advances*, 4ed. Blackwell, pp. 324–349. <https://doi.org/10.1002/9781444313413>
- Gorkushin A.S., Naidenova L.A. (1978). Some aspects of prospecting and exploration of oil deposits in the Upper Cretaceous deposits of the Eastern Stavropol region. *Neftegazovaya geologiya i geofizika*, 1978/12, pp. 17–21. (In Russ.)
- Likov A.G., Chepak G.N., Shaposhnikov V.M. (1980). Features of the structure of oil deposits in carbonate rocks of the Upper Cretaceous of the Prikum oil and gas region. *Neftegazovaya geologiya i geofizika*, 1980/5, pp. 18–20. (In Russ.)
- Paportnaya A.A. (2011). Geological-geochemical conditions of oil and gas content of the Mesozoic deposits of the East Stavropol depression. Abstract Sci. Diss. Stavropol, 23 p. (In Russ.)
- Postnikov A.V., Musikhin A.D., Osintseva N.A., Sival'neva O.V., Rakhmatullina A.S. (2016). Influence of rock pore structure on deposits development of Khadum formation in East Caucasian Region. *Geofizika*, 6, pp. 30–37. (In Russ.)
- Scholle P.A. (1977). Chalk Diagenesis and Its Relation to Petroleum Exploration: Oil from Chalks, a Modern Miracle? *AAPG Bulletin*, 61(7), pp. 982–1009. <https://doi.org/10.1306/C1EA43B5-16C9-11D7-8645000102C1865D>

## About the Authors

*Olga V. Sivalneva* – Associate Professor, Department of Lithology, PhD (Geology and Mineralogy)

Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

65 Leninsky Av., Moscow, 119991, Russian Federation

e-mail: [sivalneva.o@gubkin.ru](mailto:sivalneva.o@gubkin.ru)

*Aysylu S. Rakhmatullina* – Research Assistant, Department of Lithology, PhD (Geology and Mineralogy)

Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

65 Leninsky Av., Moscow, 119991, Russian Federation

*Alexander V. Postnikov* – Head of the Lithology Department, DSc (Geology and Mineralogy), Professor

Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

65 Leninsky Av., Moscow, 119991, Russian Federation

*Olga V. Postnikova* – Dean of the Faculty of Oil and Gas Geology and Geophysics, DSc (Geology and Mineralogy), Professor

Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

65 Leninsky Av., Moscow, 119991, Russian Federation

*Olga A. Zueva* – Research Assistant, Department of Lithology

Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

65 Leninsky Av., Moscow, 119991, Russian Federation

*Elizaveta K. Idrisova* – Postgraduate student, Hydrocarbon Production Centre

Skolkovo Institute of Science and Technology

30, bld. 1, Bolshoy Boul., Moscow, 121205, Russian Federation

*Vladimir V. Poshibaev* – Leading Specialist in Geophysical Research, PhD (Geology and Mineralogy)

LUKOIL-Engineering

3, bld.1., Pokrovsky Boul., Moscow, 109028, Russian Federation

*Manuscript received 20 August 2020;*

*Accepted 8 April 2021; Published 30 September 2021*



# Промысловая классификация трещиноватых коллекторов кристаллического фундамента

А.И. Щекин, В.А. Васильев, А.С. Николайченко, А.В. Коломийцев\*

Северо-Кавказский федеральный университет, Ставрополь, Россия

Разработка нефтяных и газовых залежей в трещиноватых коллекторах сопряжена с определенными рисками, обусловленными особенностями геологического строения. Классификация и идентификация трещин в коллекторах является первостепенной задачей и позволяет оценить влияние как трещинных систем, так и матричных блоков на показатели разработки месторождений.

В статье представлены результаты статистического и качественного анализа влияния систем трещин и трещинной неоднородности с целью классификации коллекторов в гранитоидах кристаллического фундамента на примере месторождений Белый Тигр (Bach Ho) и Дракон (Rong), расположенных на южном шельфе Южно-Китайского моря (Вьетнам). Промысловая классификация трещиноватых коллекторов основана на резком различии показателей по скважинам в пределах месторождения, вследствие проявления трещинной неоднородности. Для решения поставленных задач в статье проведено построение и анализ формы графиков распределения параметров работы скважин (продуктивность, дебиты, накопленные показатели и др.), а также кривых Лоренца. По результатам исследований все рассматриваемые объекты характеризуются асимметричной формой кривых распределения, что указывает на значительное влияние трещиноватости.

По рассчитанным значениям коэффициента влияния трещин установлено, что трещиноватые коллектора фундамента, в первом приближении, относятся ко 2 типу, что не согласуется с ранними работами по фундаменту, в которых породы классифицированы по 1 типу коллектора. Такое противоречие объясняется тем, что системы микротрещин и блоковая низкопроницаемая часть проявляют свойства матрицы, но не являются ею в полной мере. В статье предложено эту часть коллектора называть «псевдоматрицей». При доминировании в разрезе макротрещин горные породы фундамента идентифицируются трещиноватым коллектором 1 типа, но при преобладании в пустотном пространстве систем микротрещин («псевдоматрица») в отдельных его частях могут проявлять свойства коллекторов по 2 типу, формируя смешанный тип трещиноватых коллекторов.

**Ключевые слова:** кристаллический фундамент, гранитоиды, трещиноватые коллектора, классификация трещиноватых коллекторов, коэффициент влияния трещин, кривая Лоренца

**Для цитирования:** Щекин А.И., Васильев В.А., Николайченко А.С., Коломийцев А.В. (2021). Промысловая классификация трещиноватых коллекторов кристаллического фундамента. *Георесурсы*, 23(3), с. 90–98. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.12>

## Введение

Разработка нефтяных и газовых залежей в трещиноватых коллекторах сопряжена с определенными рисками, обусловленными особенностями геологического строения. Так, наличие трещин является критическим фактором, с которым связаны такие основные проблемы разработки трещиноватых коллекторов, как высокие темпы падения добычи, высокие риски обводнения скважин по системам трещин, сложность определения распределения запасов, контролируемые распределением систем трещин и др. При этом вероятность возникновения рисков при разработке таких месторождений может наблюдаться на любых стадиях их освоения, включая бурение, заканчивание и эксплуатацию скважин, а также планы по внедрению методов увеличения нефтеотдачи. По мнению многих исследователей, при разработке трещиноватых коллекторов определение типа коллектора и влияние систем трещин на продуктивность и показатели разработки является

первостепенной задачей еще на этапе разведки и подсчета запасов.

Некоторые коллекторы с естественной трещиноватостью проявляют себя при появлении аварийных ситуаций в начале разбуривания месторождения. В других случаях последствия влияния трещин могут быть очевидными, когда отклонение проектных показателей извлечения углеводородов значительно превышает допустимые пределы. На практике полученные данные по наличию естественной трещиноватости горных пород могут быть неоднозначными, что приводит к дополнительному риску разработки таких месторождений.

Трещиноватые коллекторы с естественной трещиноватостью характеризуются системой параметров, которые сложно спроектировать и предсказать. Геолого-геофизические и сейсмические методы исследования трещиноватых коллекторов позволяют частично смоделировать геологическое строение и распределение систем трещин в объеме залежей. Лабораторные исследования на керне в трещинных коллекторах, напротив, по причине неполного выноса коллекторов, именно с трещинным пустотным пространством, оценивают только блоковую низкопроницаемую часть коллекторов. Трещины

\* Ответственный автор: Андрей Викторович Коломийцев  
e-mail: [kolomiecev94@mail.ru](mailto:kolomiecev94@mail.ru)

© 2021 Коллектив авторов

практически всегда будут отличаться недостаточным уровнем изученности.

В этой связи, актуальным становится применение таких методов, которые наравне с геолого-геофизическими методами, дают возможность определить не только влияние как трещинных систем, так и матричных блоков на фильтрационно-емкостные свойства коллектора, но и степень взаимодействия между этими системами. Для решения таких задач разработаны различные промысловые и статистические методы идентификации и классификации трещин в коллекторах. Данные методы изучения трещиноватых коллекторов основаны на резком различии показателей по скважинам на месторождении, вследствие неоднородности фильтрационно-емкостных свойств, обусловленных распределением трещинных систем.

Исследование влияния трещинных систем на динамику добычи и коэффициент извлечения углеводородов целесообразно проводить на примере месторождений с длительной историей разработки. Изучение опыта освоения месторождений углеводородов в трещиноватых коллекторах позволит сформировать базу «лучших практик» для последующего использования их в качестве аналогов на более сложных по геологическому строению объектах. Одним из таких месторождений-аналогов, находящимся на заключительной стадии разработки, где пустотное пространство сформировано различными системами трещин тектонического происхождения, является крупное месторождение Белый Тигр в гранитоидах докайнозойского кристаллического фундамента.

С целью классификации трещиноватых коллекторов в гранитоидах кристаллического фундамента в данной статье приводятся результаты статистических и качественных методов анализа влияния систем трещин и трещинной неоднородности применительно к месторождениям Белый Тигр (Bach Ho) и Дракон (Rong). Для решения поставленных задач в статье выполнено построение и анализ формы графиков распределения параметров работы скважин (продуктивность, дебиты, накопленные показатели и др.), а также кривых Лоренца.

### Трещиноватые коллектора фундамента на месторождении Белый Тигр

Месторождение Белый Тигр (БТ) приурочено к Кыулонгскому бассейну (рис. 1), протянувшемуся вдоль южного побережья Вьетнама на шельфе Южно-Китайского моря. Здесь открыта и введена в разработку группа аналогичных месторождений (Дракон, Заря (Rang Dong), Черный Лев (Su Tu Den) и др.), но гораздо меньших по запасам, чем месторождение БТ.

При отсутствии прямых аналогов подобных залежей в мировой практике за основу для исследования структуры пустотного пространства и проектирования показателей разработки фундамента на месторождении БТ были взяты трещиноватые коллектора в карбонатных породах. В связи с этим, проектирование такого уникального месторождения, как БТ, проводилось в несколько этапов, поскольку обосновать максимально эффективную систему его разработки на начальной стадии практически невозможно (Горшенев и др., 2008).

По результатам бурения скважин геологическая модель залежи в фундаменте, учитывающая распределение

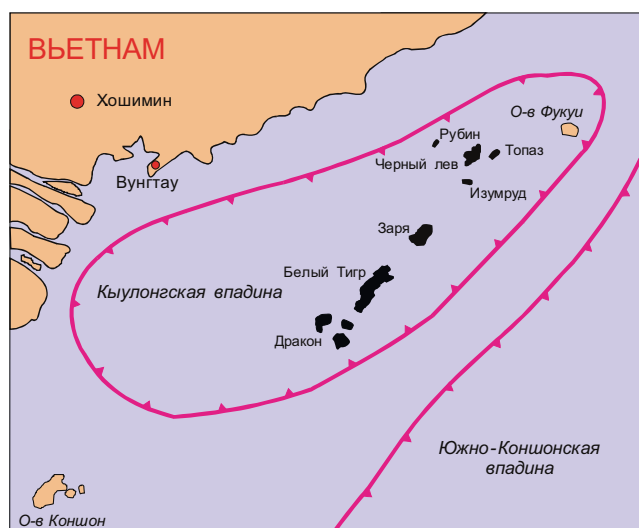


Рис. 1. Схема расположения основных месторождений в Кыулонгской впадине

трещин, и проектные решения по разработке месторождения постоянно обновлялись и подвергались пересмотру.

Коллекторы углеводородов на месторождении БТ относятся к кристаллическим магматическим породам, в первую очередь, к гранитоидам и их корам выветривания. На формирование пустотного пространства горных пород фундамента оказали влияние тектонические и метаморфические процессы с образованием и локализацией различных систем трещин и их геометрических параметров. Данные факторы и объясняют, в конечном итоге, значительную трещинную неоднородность пород с неравномерным распределением запасов в их объеме и резкие различия параметров скважин по производительности.

Анализ различных источников (Шустер и др., 2003; Пospelов, 2005; Чан, 2008; Тиаб, Доналдсон, 2009; Нгуен, 2013) показал, что, несмотря на завершающую стадию разработки месторождения, на данный момент отсутствует единая точка зрения о характере пустотного пространства фундамента, а также об изучении и выделении зон трещиноватости в массиве горных пород. Тем не менее, большинство авторов сходятся во мнении о преобладающем влиянии систем трещин, по сравнению с остальной блоковой низкопроницаемой частью (матрицей). Часто коллектор фундамента БТ относят к трещинно-каверновому (редко к трещинно-порово-каверновому) или просто к трещиноватому (трещинному) типу.

В результате воздействия вторичных процессов в гранитоидах фундамента развиты три типа пустотности (Пospelов, 2005; Чан, 2008; Нгуен, 2013), определяющие их фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС):

1. Трещинная – коллектора имеют хорошо развитые системы микро- и макротрещин, как правило, этим зонам соответствуют высокие ФЕС;
2. Трещинно-каверновая – пустотное пространство коллекторов представлено различного размера кавернами, микротрещинами, в той или иной степени связанными между собой и имеющими пониженные ФЕС;
3. Блоковая – характеризуется первичными межкристаллическими и отдельными микротрещинами и пустотами, проницаемость в блоках практически отсутствует.

По результатам лабораторных исследований керна (Чан, 2008) газопроницаемость отдельных образцов

трещиноватых гранитов может достигать единиц Дарси, уменьшаясь по блоковой части до 1 мД. Среднее значение коэффициента проницаемости для фундамента варьируется в пределах от 0,2 до 226 мД. Исследование апертуры трещин показало, что около 80 % из них характеризуются низкими значениями ( $\leq 0,1$  см) и относятся к системам микротрещин, остальные трещины имеют апертуру до 1 см и более. По данным петрографических исследований основной объем горных пород фундамента месторождения БТ представлен трещиноватыми гранитами, гранодиориты выделены на Северном блоке. С глубиной на фундаменте наблюдается тенденция снижения ФЕС. Следует отметить, что керновые исследования характеризуют, в основном, плотную и низкопроницаемую часть пород фундамента, макротрещины на керновых образцах практически отсутствуют.

Системы макро- и микротрещин образуют единую гидродинамическую систему по основной части залежи фундамента (Центральный блок), несмотря на то, что массив горных пород разбит разрывными нарушениями на блоки. В некоторых частях фундамента встречаются изолированные блоки меньшего порядка.

В работе (Тимурзиев, 2010) автором систематизированы и обобщены геолого-геофизические данные по фундаменту месторождения БТ. Для анализа структуры пустотного пространства в этой работе вводится понятие трещинных систем, под которыми понимается вся совокупность разноранговых нарушений сплошности пород (от микротрещин до разломов). Все многообразие трещинных систем в горных породах фундамента разделяется на:

- непроницаемые системы трещин, оказавшихся изолированными и залеченными на определенных этапах вторичных преобразований;
- проницаемые системы трещин, играющие основную роль в процессах фильтрации.

На основе исследований условий генерации трещинных системы выделено три группы (Тимурзиев, 2010): охлажденные или первичные трещины; трещины, связанные с тектоническими деформациями; трещины расслоения и выветривания. Промысловый интерес для изучения локализации трещин и их ФЕС представляют трещины, связанные с тектоническими деформациями или приразломными зонами разрушений. Как считает автор работы (Тимурзиев, 2010), трещины всех систем, сформированные до миграции нефти в фундамент, залечены вторичными минеральными новообразованиями и непроницаемы, молодые генерации трещин, напротив, сохранили хорошие ФЕС. Вероятно, разломы и системы макротрещин, обеспечивая миграцию нефти, одновременно являлись основными каналами гидротермальной деятельности, чем можно объяснить высокую минерализацию таких зон. Таким образом, в результате проявления магматических и метаморфических процессов не все системы трещин являются проницаемыми.

По результатам изучения минерального состава материала заполнения трещин проведена их типизация (Чан, 2008):

- материалы магматического происхождения;
- минералы гидротермального происхождения, представленные цеолитами, кальцитами, каолинитами и др.;

- терригенный материал вторичного происхождения (алевритовые и пелитовые фракции).

Активное проявление процессов цеолитизации пород с образованием «залеченных трещин» привело к формированию в фундаменте гидродинамически несвязанных зон. Чаще всего, такие системы трещин встречаются на Северном блоке месторождения БТ, что и является результатом низких значений продуктивности и накопленной добычи по скважинам, по сравнению с Центральным блоком.

Самой простой моделью, характеризующей строение пустотного пространства горных пород фундамента, является модель двойной пустотности, разработанная для карбонатных трещиноватых коллекторов. В усложненном виде петрофизическую модель коллектора в фундаменте (Поспелов, 2005; Тиаб, Доналдсон, 2009) можно представить, как плотную, практически непроницаемую матрицу, разделенную на блоки макротрещинами и кавернами. Периферийные зоны блоков, окаймляющие макротрещины, сложены участками пород с микротрещинами. ФЕС в такой модели гранитоидов фундамента определяются геометрическими параметрами и характером заполнения микро- и макротрещин.

С начала открытия залежи в фундаменте в разные периоды времени авторами предлагались различные модели строения кристаллических массивов фундамента и неоднородности ФЕС, обзор которых рассмотрен в работе (Шустер и др., 2003). Так, были рекомендованы модели пластово-жильного, прерывисто-слоистого и дискретно-пластового строения кристаллического массива гранитов. В свою очередь, Шустер и др. (Шустер и др., 2003) предложили неравномерно-ячеистую модель, в которой подчеркивается дробное строение массива горных пород с неравномерным распределением зон трещиноватости и слабопроницаемых пород, по сравнению, с ранними представлениями. На рисунке 2 показана рассматриваемая модель строения залежи фундамента с выделением по геолого-геофизическим данным (результаты промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин) в каждой скважине зон (ячеек) с тремя типами пород: хорошие и средние коллекторы и неколлекторы. Использование такой модели позволило авторам подтвердить, что распределение зон (с размерами до сотен метров) разуплотненных и уплотненных пород в фундаменте имеет неравномерно-ячеистый характер. Размеры зон определяются составом пород, строением массива горных пород (зоны разломов, блоки), неравномерным распределением трещиноватости и, как следствие, распределением ФЕС.

С повышением разрешающей способности сейсмических исследований и накоплением фактического материала неравномерно-ячеистую модель можно рассматривать в новом качестве. Смысл подхода (Тимурзиев, 2011) заключается в локализации и геометризации трещинных систем в фундаменте через поиск критериальных различий физических свойств плотных блоков и объемных зон деструкции в атрибутах сейсмического волнового поля. В таком случае геологическая модель фундамента будет представлять собой чередование разуплотненных и уплотненных зон в массиве горных пород. При этом разуплотненные зоны, включающие системы микро- и макротрещин, дифференцируются в зависимости от их



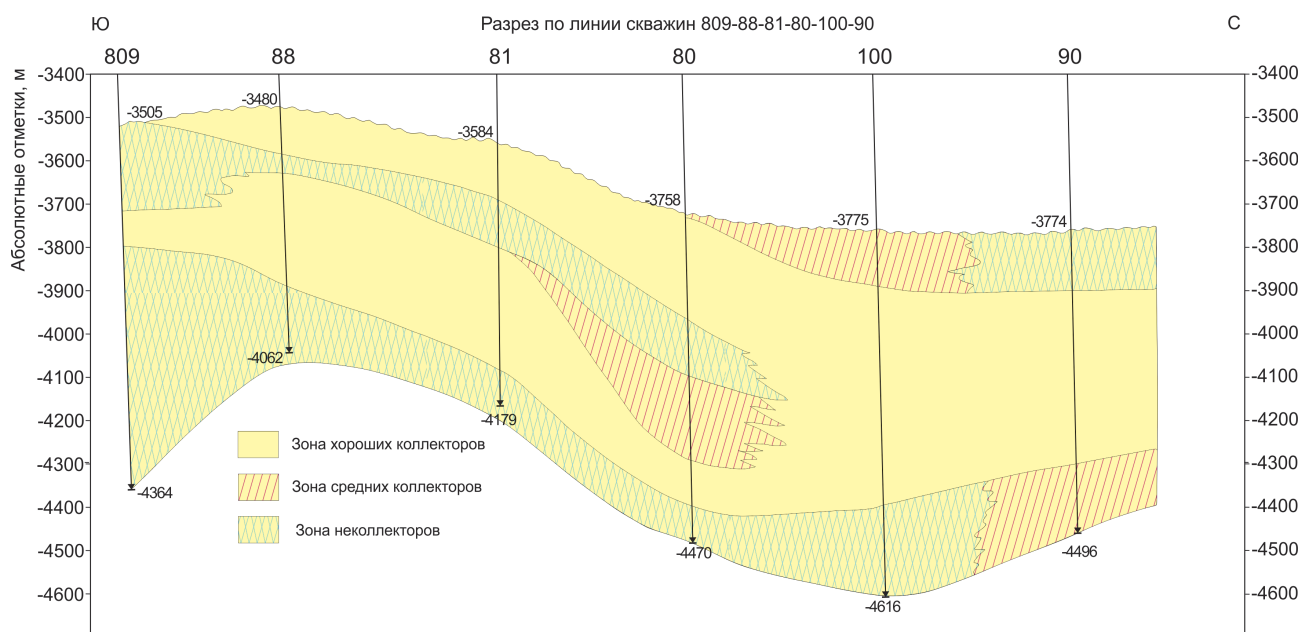


Рис. 2. Схема неравномерно-ячеистой модели строения гранитоидов фундамента месторождения БТ

геометрических параметров, определяющих, в конечном итоге, ФЕС и дебиты скважин. Таким образом, зоны неcollectоров соответствуют уплотненным зонам, а хорошие и средние коллектора в разуплотненных зонах — зонам макро- и микротрещиноватости.

Подводя итог вышесказанному, исследование таких сложных трещиноватых объектов, как фундамент БТ, сопряжено с неопределенностью в понимании структуры пустотного пространства, описании и идентификации типа коллектора и всегда будет оставаться актуальным.

### Промысловая классификация и признаки трещиноватых коллекторов

На месторождениях с трещиноватыми коллекторами оптимальная система разработки, ожидаемые дебиты по скважинам, проблемы их эксплуатации и величина коэффициента извлечения нефти (КИН) будут определяться в зависимости от соотношения трещин и матрицы в пустотном пространстве. В связи с чем, изучение и классификация трещиноватых коллекторов представляет интерес не только с точки зрения генетического происхождения пород и их ранжирования по ФЕС, но и степени взаимодействия трещинной и матричной составляющих.

Большинство промысловых классификаций выделяет несколько типов трещиноватых коллекторов, например, в работе (Aguilera, 1995) трещиноватые коллекторы классифицированы по трем типам:

- тип А — емкость коллекторов представлена матрицей, трещины обеспечивают только небольшую емкость;
- тип В — породы с близкой степенью влияния трещин и матрицы на емкость и проницаемость коллектора. При этом коллектора типа В подразделяются на В-I и В-II в зависимости от параметров матрицы:
- подтип В-I — характеризуется практически одинаковым соотношением и взаимодействием матрицы и трещин;
- подтип В-II — матрица имеет ухудшенные свойства,

трещины определяют пустотность и проницаемость коллекторов;

- тип С — влияние матрицы сводится к нулю, а вся емкость и проницаемость обусловлена трещинами.

Похожая классификация, получившая в последнее время широкое распространение, представлена Нельсоном (Nelson, 2001), на основе которой в зависимости от качественных признаков степени влияния трещинной и матричной составляющей выделяется четыре типа трещиноватых коллекторов:

- тип 1 — трещины обеспечивают основную пористость и проницаемость коллектора;
- тип 2 — трещины обеспечивают основную проницаемость коллектора, а матрица — основную пористость;
- тип 3 — трещины дополняют проницаемость коллектора;
- тип 4 — трещины не обеспечивают дополнительной пористости и проницаемости, но формируют значительную анизотропию коллектора.

На базе этой классификации выделяются дополнительные (промежуточные) типы, например, в работе (Bratton et al., 2006) вводится тип G для описания нетрадиционных газовых коллекторов. Большинство коллекторов типа G похожи по свойствам на коллектор типа 2.

В таблице 1 представлены качественные (диагностические) признаки и проблемы разработки по четырем типам трещиноватых коллекторов, обобщенные по результатам исследований различных авторов (Тиаб, Доналдсон, 2009; Aguilera, 1995; Nelson, 2001; Bratton et al., 2006; Kuchuk et al., 2015; Wayne, 2011; Baker, Kuppe, 2000).

### Исследование трещинных систем фундамента по историческим данным эксплуатации скважин

В работе (Nelson, 2001) для идентификации того или иного коллектора к определенному типу рекомендуется использовать статистические методы анализа формы

| Тип трещиноватого коллектора | Тип 1  | Тип 2   | Тип 3   | Тип 4  |
|------------------------------|--|---|---|--|
| Характеристика               | Пористость и проницаемость определяются системами трещин   | Трещинные системы обеспечивают основную проницаемость коллектора, матрица – основную пористость   | Матрица определяет, в основном, пористость и частичную проницаемость коллектора, трещины – дополнительную проницаемость   | Трещины отсутствуют или непроницаемые, пористость и проницаемость определяются матрицей  |
| Признаки                     | <ul style="list-style-type: none"> <li>- большие зоны дренирования скважин;</li> <li>- хорошая корреляция между дебитами скважин и ФЕС коллекторов;</li> <li>- высокие значения начальных дебитов скважин, но часто высокие темпы их падения;</li> <li>- риски преждевременного обводнения скважин</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>- часто высокие значения дебитов скважин, трещины увеличивают продуктивность;</li> <li>- производительность скважин, темпы падения дебитов и КИН зависят от степени взаимодействия трещин и матрицы</li> </ul>           | <ul style="list-style-type: none"> <li>- коллекторские свойства достаточно однородны;</li> <li>- хорошие и устойчивые дебиты скважин, в том числе за счет трещиноватости;</li> <li>- коллектора выдержанны по площади;</li> <li>- плохая корреляция между дебитами скважин и ФЕС коллекторов</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>- коллектора, состоят из несвязанных между собой изолированных зон;</li> <li>- низкая производительность скважин;</li> <li>- низкий КИН по причине высокой неоднородности пластов и отсутствия влияния трещин;</li> <li>- КИН может сильно отличаться по месторождению</li> </ul> |
| Проблемы                     | <ul style="list-style-type: none"> <li>- определение трещинной неоднородности и сложности с подсчетом запасов;</li> <li>- определение размеров зоны дренирования скважин;</li> <li>- риски преждевременного обводнения скважин;</li> <li>- для рентабельной разработки трещинные системы должны характеризоваться высокой емкостью коллектора</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>- оценка взаимодействия трещин и матрицы и распределения трещин;</li> <li>- оценка КИН при заводнении;</li> <li>- смыкание трещин при снижении давления;</li> <li>- риски преждевременного обводнения скважин</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>- выявление систем трещин;</li> <li>- возможна высокая анизотропия по проницаемости;</li> <li>- оценка КИН при заводнении;</li> <li>- системы трещин могут быть не взаимосвязаны</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>- оценка и локализация неоднородности пласта;</li> <li>- низкая рентабельность разработки таких коллекторов</li> </ul>  |

Табл. 1. Качественные признаки и проблемы разработки по четырем типам трещиноватых коллекторов

распределения параметров работы скважин (продуктивность, дебиты, накопленные показатели и др.). Как правило, выделение трещиноватых коллекторов основано на резком различии показателей по скважинам на месторождении, вследствие неоднородности ФЕС, обусловленных распределением трещинных систем. Предполагается, что в однородном коллекторе распределение параметров на частотном графике будет близким к симметричному (колоколообразному) виду, тогда как для трещиноватых коллекторов характерны асимметричные кривые распределения со смещением в сторону оси ординат.

Для исследования степени влияния трещиноватости в кристаллических породах фундамента рассмотрим выборку скважин, приуроченных к месторождениям БТ и Дракон (юго-восточный участок). Следует отметить, что фундамент на месторождении БТ анализируется по двум блокам (Центральный и Северный) отдельно, поскольку, как было сказано ранее, для Северного блока характерно большое количество залеченных трещин. На рисунках 3 и 4 показаны графики и гистограммы распределения накопленной добычи нефти и максимальных дебитов по скважинам фундамента на месторождениях БТ и Дракон. Анализ графиков показывает, что несколько скважин на

Центральном блоке месторождения БТ доминируют по накопленной добыче и имеют более высокие показатели, по сравнению с основным количеством и другими анализируемыми объектами. Так, более 15 скважин характеризуются добычей более 5 млн м<sup>3</sup>, 2 из них – более 10 млн м<sup>3</sup>. Если для юго-восточного участка месторождения Дракон и Северного блока фундамента БТ основное количество скважин имеет добычу 250–500 тыс. м<sup>3</sup> на скважину, то на фундаменте БТ этот диапазон составляет в 1–3 млн м<sup>3</sup>. Аналогичную картину можно наблюдать и на гистограммах распределения скважин по максимальным дебитам, где по скважинам Центрального блока фундамента месторождения БТ наблюдаются высокие значения дебитов, достигающие 2000 м<sup>3</sup>/сут и более.

Совпадение графиков распределения скважин по накопленной добыче на Центральном блоке фундамента и по всей выборке анализируемых скважин, можно объяснить тем, что основная часть анализируемых скважин, в том числе высокопродуктивных, расположена на этом блоке.

Все рассматриваемые объекты характеризуются асимметричными кривыми распределения накопленной добычи и максимальных дебитов по скважинам.

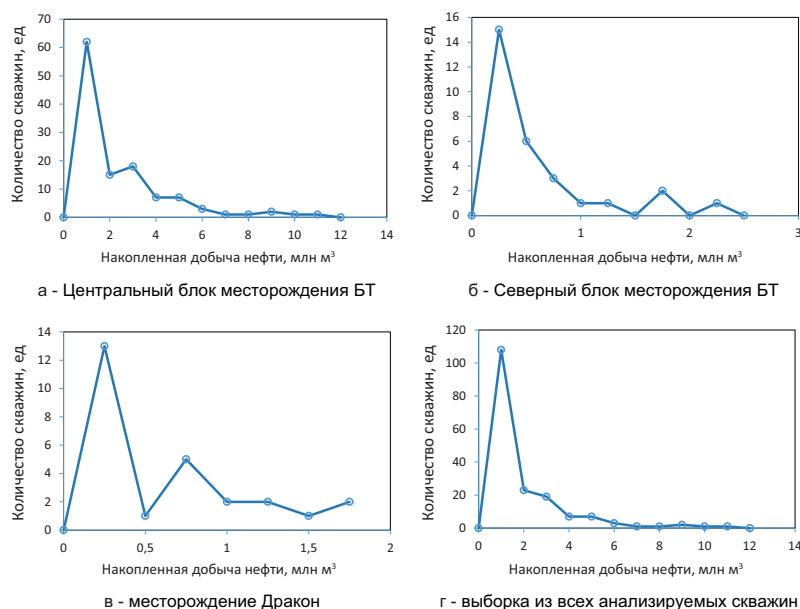


Рис. 3. Графики распределения скважин по накопленной добыче в кристаллическом фундаменте месторождений Белый Тигр и Дракон. а – Центральный блок месторождения БТ; б – Северный блок месторождения БТ; в – месторождение Дракон; г – выборка из всех анализируемых скважин

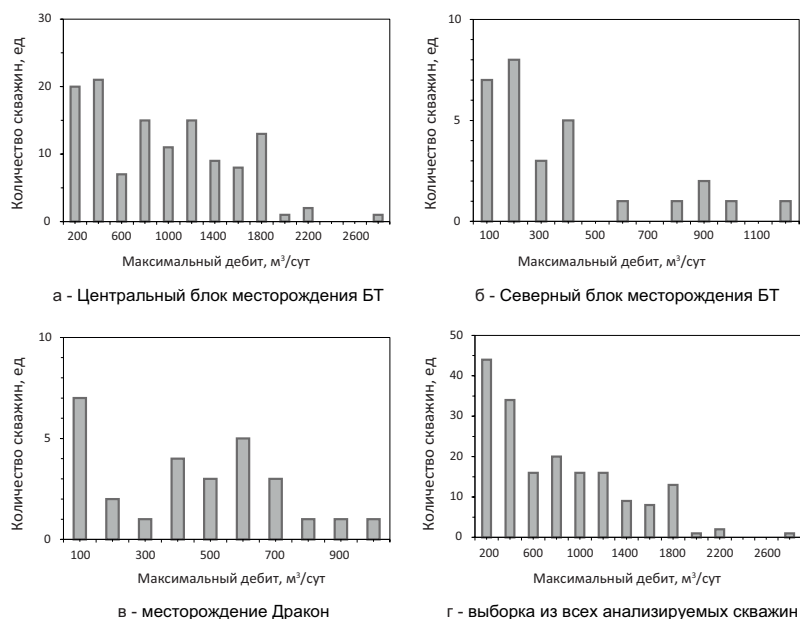


Рис. 4. Гистограммы распределения скважин по максимальным дебитам в кристаллическом фундаменте месторождений Белый Тигр и Дракон. а – Центральный блок месторождения БТ; б – Северный блок месторождения БТ; в – месторождение Дракон; г – выборка из всех анализируемых скважин

Распределение скважин по фундаменту месторождения Белый Тигр, как по Центральному, так и Северному блоку, указывает на свойственное влияние трещинной неоднородности. Северный блок месторождения БТ и юго-восточный участок месторождения Дракон имеют сопоставимое количество скважин, но последний из них имеет на графиках изменения накопленных показателей и максимальных дебитов по скважинам несколько «пик», что можно объяснить блоковым строением (Каримов и др., 2014) и выделением в пределах залежи несвязанных между собой блоков.

Следует отметить, что использование таких показателей, как накопленная добыча и максимальные дебиты

по скважинам, может не отражать объективно распределение трещинной неоднородности по объектам, в том числе для месторождения БТ. Учитывая, что фундамент на месторождениях БТ и Дракон разрабатывается с использованием заводнения (Горшенев и др., 2008), а Дракон также с проявлением аквифера (Каримов и др., 2014), то на величину накопленной добычи могут оказывать результаты преждевременного обводнения и выбытия скважин. На рисунке 5 представлен график зависимости накопленной добычи нефти и жидкости по исследуемым объектам, на котором по отклонению от средней линии к оси абсцисс можно оценить влияние обводнения скважин на величину накопленной добычи нефти. Основная часть представленных скважин имеет заниженные показатели по накопленной добыче нефти, вследствие обводнения скважин. Применение максимального дебита скважин для анализа также неоднозначно, поскольку на его величину оказывает значительное влияние ряд технико-технологических факторов, особенно в условиях шельфа. Различные условия эксплуатации подъемника, транспорта продукции, наличие ограничений искажают потенциал скважин, и, соответственно, дебит скважин не может объективно характеризовать пласт. Например, большинство добывающих скважин на БТ на начальных стадиях эксплуатировались фонтанным способом и ограничивались штуцерами.

На основе вышесказанного, для корректного анализа и объективной оценки влияния трещинной неоднородности предлагается пользоваться распределением скважин по коэффициенту продуктивности. На рисунке 6 представлены гистограммы распределения скважин по коэффициенту продуктивности.

Гистограммы распределения скважин по коэффициенту продуктивности имеют также ассиметричное распределение со смещением в сторону оси ординат. Для Центрального блока фундамента на месторождении БТ график сильно асимметричен и показывает значительный диапазон изменения коэффициента продуктивности, увеличивающийся примерно в 20 раз от минимальных значений. К данному блоку приурочены высокопродуктивные скважины,

максимальные значения коэффициента продуктивности по отдельным скважинам достигают 190 м³/сут/МПа, основному количеству скважин соответствуют минимальные значения – до 10 м³/сут/МПа. Слабовыраженное влияние трещинной неоднородности отмечается на Северном блоке, где находятся низкопродуктивные скважины, так большинство скважин имеет коэффициент продуктивности до 1 м³/сут/МПа, одна скважина – до 6 м³/сут/МПа. На юго-восточном участке месторождения Дракон, по сравнению с Северным блоком месторождения БТ, коэффициенты продуктивности по скважинам превышают в 10 раз, достигая по одной скважине 50 м³/сут/МПа. Также как и на графиках распределения накопленной добычи и



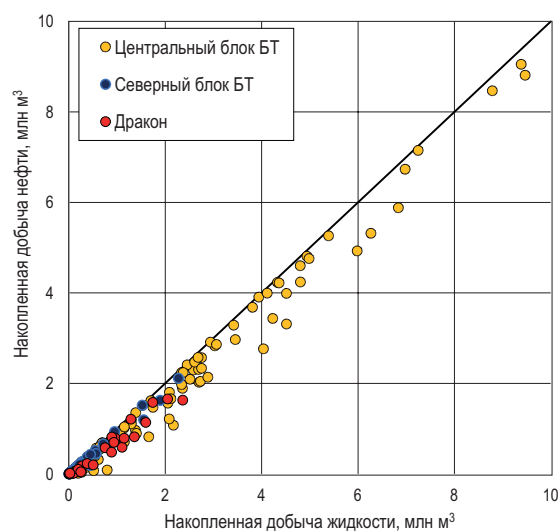


Рис. 5. Зависимость накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости

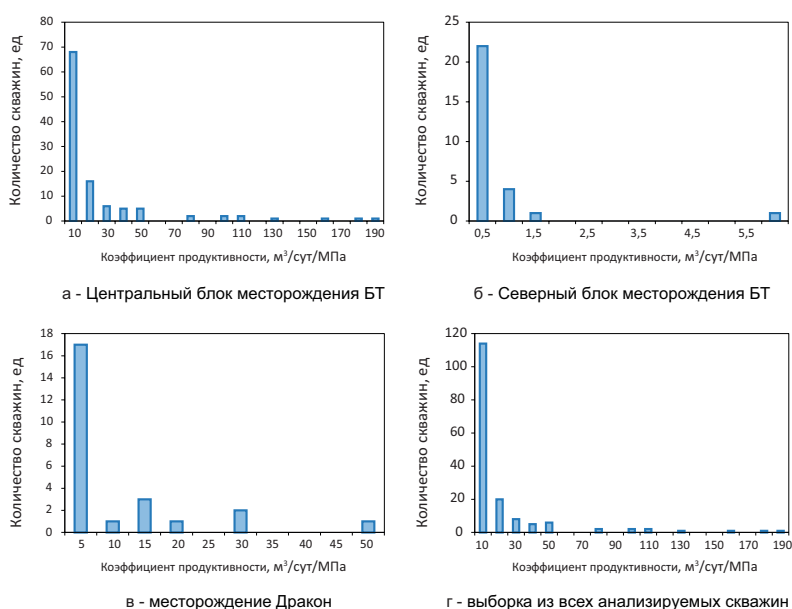


Рис. 6. Гистограммы распределения скважин по коэффициенту продуктивности в кристаллическом фундаменте месторождений Белый Тигр и Дракон

максимального дебита гистограмма по коэффициентам продуктивности на месторождении Дракон имеет несколько «пик».

Учитывая недостатки сопоставления частотных графиков распределения, в работе (Nelson, 2001) для оценки влияния трещиноватости на показатели разработки предлагается использовать распределение Лоренца. Применительно к разработке месторождений кривая Лоренца отражает неоднородность распределения накопленной добычи нефти по скважинам. На рисунке 7 показаны кривые Лоренца по анализируемым объектам. По оси абсцисс откладывается накопленный процент анализируемых скважин, по оси ординат – процент от общей накопленной добычи нефти, т.е. их вклад в общую добычу. Линия, проведенная под углом 45 градусов и соединяющая левую нижнюю и правую верхнюю точку на графике, называется линией однородного коллектора. Эта линия отражает такое строение коллекторов, при котором все скважины добывали бы одинаковое количество нефти. При увеличении неоднородности коллектора неравномерность в распределении накопленной добычи по скважинам возрастает, и кривая Лоренца отклоняется от линии однородного коллектора в сторону абсцисс. Трещиноватые коллектора будут характеризоваться наибольшим отклонением кривой, матричные – наименьшим, приближаясь к прямой линии.

Для количественной оценки степени влияния трещинной неоднородности по кривой Лоренца можно определить коэффициент Джини или коэффициент влияния трещин. Данный коэффициент равен отношению площади фигуры, ограниченной линией однородного коллектора и кривой Лоренца, к площади всего треугольника. Коэффициент влияния трещин может принимать значения от 0 (однородный коллектор) до 1. Чем выше значение данного коэффициента, тем в большей степени отражается влияние трещинной составляющей на накопленную добычу нефти, т.е. основной объем добываемой нефти приходится на отдельную группу скважин, вскрывающих трещины.

Согласно работе (Nelson, 2001), трещиноватые коллектора можно классифицировать по типам, используя следующие примерные диапазоны изменения коэффициента влияния трещин:

- 1 тип – более 0,7;
- 2 тип – 0,5–0,7;
- 3 тип – 0,2–0,5;
- 4 тип – менее 0,2.

Рассчитанные значения коэффициентов влияния трещиноватости по анализируемым объектам приводятся на рисунке 7 в скобках. Максимальные значения характерны для Центрального и Северного блоков месторождения БТ, составляя 0,63 и 0,59, соответственно. Для юго-восточного участка месторождения Дракон получено наименьшее значение коэффициента влияния трещин – 0,56.

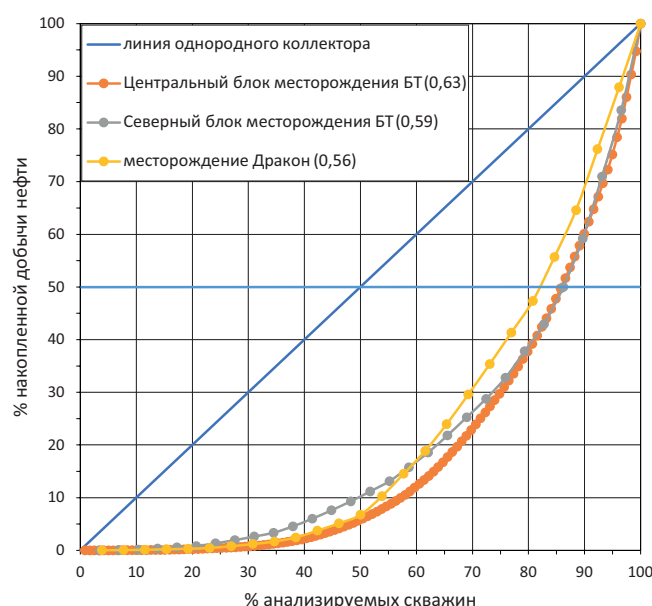


Рис. 7. Кривые Лоренца по анализируемым объектам, характеризующие степень неравномерности распределения накопленной добычи нефти по скважинам (в скобках указаны значения коэффициентов влияния трещин)

По рассчитанным значениям коэффициента влияния трещин трещиноватые коллектора анализируемых объектов, в первом приближении, можно отнести ко 2 типу, что противоречит выводам авторов ряда работ (Li et al., 2004; Lefranc et al., 2011), согласно которым породы фундамента соответствуют 1 типу коллектора. Такая неоднозначность в вопросах идентификации и типизации сложного пустотного пространства горных пород фундамента, не позволяющая уверенно их отнести к 1 или 2 типу, подразумевает существование смешанного типа трещиноватых коллекторов.

## Заключение

По результатам исследований установлено значительное влияние распределения трещинных систем на показатели разработки фундамента месторождений Белый Тигр и Дракон. В зависимости от преобладания в объеме массива горных пород фундамента систем микро- или макротрещин, вскрываемых скважиной, определяется ее производительность. Соответственно, статистически группа скважин, вскрывшая уплотненные зоны и зоны с системами микротрещинами, будет характеризоваться худшей производительностью и смещать при анализе коллектор в сторону матричного. Система микротрещин и блоковая низкопроницаемая часть, проявляя свойства матрицы, не является ею в полной мере, поэтому эту часть коллектора можно назвать «псевдоматрицей». Т.е. при доминировании в разрезе макротрещин горные породы фундамента классифицируются трещиноватым коллектором 1 типа, но при преобладании в пустотном пространстве систем микротрещин («псевдоматрица») в отдельных его частях, могут проявлять свойства коллекторов по 2 типу. Дополнительным фактором, увеличивающим степень неоднородности трещиноватых коллекторов, является влияние процессов гидротермальной минерализации трещин кальцитом и нарушение взаимодействия систем трещин, в частности, на Северном блоке фундамента месторождения Белый Тигр.

В целом, на основе полученных выводов, по классификации Нельсона (Nelson, 2001) гранитоиды кристаллического фундамента на месторождении БТ, в зависимости от преобладания тех или иных трещинных систем, могут классифицированы по 1 и 2 типам, формируя смешанный тип трещиноватых коллекторов.

## Финансирование

Работа выполнена с использованием Центра коллективного пользования Северо-Кавказского федерального университета при финансовой поддержке Минобрнауки России, уникальный идентификатор проекта RF----2296.61321X0029 (соглашение № 075-15-2021-687).

## Литература

- Горшенев В.С., Соболев М.А., Вершовский В.Г., Иванов А.Н., Щекин А.И. (2008). Особенности разработки залежи нефти в фундаменте месторождения Белый Тигр. *Нефтяное хозяйство*, 6, с. 32–33.
- Каримов С.С., Иванов А.Н., Велиев М.М. (2014). Особенности проектирования и разработки нефтяной залежи фундамента юго-восточного участка месторождения Дракон. *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*, 2(96), с. 41–50.
- Нгуен Хью Б. (2013). Геофизические исследования скважин при изучении магматических коллекторов месторождения Белый Тигр. *Известия Томского политехнического университета*, 323(1), с. 27–33.

Поспелов В.В. (2005). Кристаллический фундамент: геолого-геофизические методы изучения коллекторского потенциала и нефтегазоносности. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований; НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 260 с.

Тиаб Дж., Доналдсон Ч. Эрл (2009). Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. Пер. с английского. М.: ООО «Премииум Инжиниринг», 868 с.

Тимурзиев А.И. (2010). Анализ трещинных систем осадочного чехла и фундамента месторождения Белый Тигр (Вьетнам). *Экспозиция нефть газ*, №5/Н (11), с. 11–20.

Тимурзиев А.И. (2011). Практические результаты изучения фильтрационной неоднородности трещинных коллекторов фундамента месторождения Белый Тигр. *Экспозиция нефть газ*, №2/Н (14), с. 33–40.

Чан Ле Д. (2008). Научные основы технологии разработки гранитоидных коллекторов нефти и газа. Автореф. дисс. Уфа: ИПТЭР, 47 с.

Шустер В.Л., Левянт В.Б., Элланский М.М. (2003). Нефтегазоносность фундамента (проблемы поиска и разведки месторождений углеводородов). М.: Техника, 176 с.

Aguilera R. (1995). Naturally fractured reservoirs. 2nd ed. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company, 521 p.

Baker Richard O. and Frank Kuppe (2000). Reservoir Characterization for Naturally Fractured Reservoirs. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (SPE 63286), p. 12. <https://doi.org/10.2118/63286-MS>

Bratton T., Canh D.V., Que N. Van, Duc N.V., Gillespie P., Hunt D., Li B., Marcinev R., Ray S., Montaron B., Nelson R., Schoderbek D., Sonneland L. (2006). The nature of naturally fractured reservoirs. *Oilfield Review*, 18(2), pp. 4–23.

Kuchuk F., Denis Biryukov, Tony Fitzpatrick (2015). Fractured-Reservoir Modeling and Interpretation. *SPE Journal* (SPE 176030), 10, pp. 983–1004. <https://doi.org/10.2118/176030-PA>

Lefranc M., Farag Sherif, Li Bingjian. (2011). Reservoir Characterization for Fracture Distribution Prediction and New Well Target Identification. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition* (SPE 145873), p. 13. <https://doi.org/10.2118/145873-MS>

Li B., Guttormsen Joel, Hoi Tran V., Duc Nguyen V. (2004). Reservoir Characterizing Permeability for the Fractured Basement Reservoirs. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition* (SPE 88478), p. 11. <https://doi.org/10.2118/88478-MS>

Nelson Ronald A. (2001). Geologic analysis of naturally fractured reservoirs. 2nd ed. Gulf Prof. Publ., 352 p. <https://doi.org/10.1016/B978-088415317-7/50004-X>

Wayne M. (2011). Ahr Geology of carbonate reservoirs: the identification, description, and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks. John Wiley & Sons, Inc., p. 296.

## Сведения об авторах

**Александр Иванович Щекин** – кандидат тех. наук; доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Северо-Кавказский федеральный университет

Россия, 355035, Ставрополь, пр. Кулакова, д. 16/1

**Владимир Андреевич Васильев** – кандидат тех. наук; профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Северо-Кавказский федеральный университет

Россия, 355035, Ставрополь, пр. Кулакова, д. 16/1

**Александр Сергеевич Николайченко** – старший преподаватель кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Северо-Кавказский федеральный университет

Россия, 355035, Ставрополь, пр. Кулакова, д. 16/1

**Андрей Викторович Коломийцев** – ассистент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Северо-Кавказский федеральный университет  
Россия, 355035, Ставрополь, пр. Кулакова, д. 16/1  
e-mail: Kolomiecev94@mail.ru

Статья поступила в редакцию 08.10.2020;

Принята к публикации 19.04.2021; Опубликовано 30.09.2021

## Field classification of fractured reservoirs of crystalline basement

A.I. Shchekin, V.A. Vasiliev, A.S. Nikolaychenko, A.V. Kolomiitsev\*

North-Caucasus Federal University, Stavropol, Russian Federation

\*Corresponding author: Andrey V. Kolomiitsev, e-mail: kolomiecev94@mail.ru

**Abstract.** Development of oil and gas deposits in fractured reservoirs entails certain risks due to peculiarities of geological structure. Classification and identification of fractures in reservoirs is of high-priority importance and makes it possible to assess the impact of both fractured systems and matrix blocks on field development parameters.

This article presents the results of statistical and qualitative analysis of the influence of fracture systems and fracture heterogeneity to classify reservoirs in crystalline basement granitoids using the example of the White Tiger (Bach Ho) and Dragon (Rong) fields located on the southern shelf of the South China Sea (Viet Nam). Field classification of fractured reservoirs is based on a well-marked difference in parameters between wells within a field, due to fracture heterogeneity. In order to solve the tasks set, construction and analysis of graphs of well performance parameters distribution (productivity, flow rates, accumulated indicators, etc.) as well as Lorenz curves were carried out. According to the results, all the objects under study are characterized by asymmetrical shape of distribution curves, which indicates a significant influence of fracturing.

Based on the calculated values of the fracture influence coefficient, it is found that fractured reservoirs in crystalline basement, as a first approximation, belong to type 2. This fact is inconsistent with the earlier works on crystalline basement, in which rocks are classified as reservoirs of type 1. Such contradiction is explained by the fact that the microfracture systems and the blocky low-permeability part exhibit matrix properties, but are not fully matrix. This part of the reservoir is proposed to be called a “pseudo-matrix”. If macrocracks dominate in the section, the basement rocks are identified as type 1 fractured reservoirs, but if microfracture systems (“pseudo-matrix”) dominate in some parts of the void space, they may show the properties of type 2 reservoirs forming a mixed type of fractured reservoirs.

**Keywords:** crystalline basement, granitoids, fractured reservoirs, classification of fractured reservoirs, fracture influence coefficient, Lorenz curve

### Acknowledgements

This work was carried out using the North Caucasus Federal University Collaborative Use Centre with the financial support of the Russian Ministry of Education and Science, unique project identifier RF----2296.61321X0029 (Agreement No. 075-15-2021-687).

**Recommended citation:** Shchekin A.I., Vasiliev V.A., Nikolaychenko A.S., Kolomiitsev A.V. (2021). Field classification of fractured reservoirs of crystalline basement. *Georesursy = Georesources*, 23(3), pp. 90–98. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.12>

### References

- Aguilera R. (1995). Naturally fractured reservoirs. 2nd ed. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publ., 521 p.
- Baker Richard O. and Frank Kuppe (2000). Reservoir Characterization for Naturally Fractured Reservoirs. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (SPE 63286), p. 12. <https://doi.org/10.2118/63286-MS>
- Bratton T., Canh D.V., Que N. Van, Duc N.V., Gillespie P., Hunt D., Li B., Marcinev R., Ray S., Montaron B., Nelson R., Schoderbek D., Sonneland L. (2006). The nature of naturally fractured reservoirs. *Oilfield Review*, 18(2), pp. 4–23.
- Chang Le D. (2008). Scientific foundations of technology for the development of granitoid oil and gas reservoirs. Avtoref. Sci. Diss. Ufa: IPTER, 47 p. (In Russ.)
- Gorshenev V.S., Sobolev M.A., Vershovskiy V.G., Ivanov A.N., Shchekin

A.I. (2008). Peculiarities of oil reservoir development in the basement of the White Tiger field. *Nefyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 6, pp. 32–33. (In Russ.)

Karimov S.S., Ivanov A.N., Veliev M.M. (2014). Peculiarities of design and development of the basement oil deposit in the south-eastern section of the Dragon field. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov*, 2(96), pp. 41–50. (In Russ.)

Kuchuk F., Denis Biryukov, Tony Fitzpatrick (2015). Fractured-Reservoir Modeling and Interpretation. *SPE Journal* (SPE 176030), 10, pp. 983–1004. <https://doi.org/10.2118/176030-PA>

Lefranc M., Farag Sherif, Li Bingjian. (2011). Reservoir Characterization for Fracture Distribution Prediction and New Well Target Identification. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition* (SPE 145873), p. 13. <https://doi.org/10.2118/145873-MS>

Li B., Guttormsen Joel, Hoi Tran V., Duc Nguyen V. (2004). Reservoir Characterizing Permeability for the Fractured Basement Reservoirs. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition* (SPE 88478), p. 11. <https://doi.org/10.2118/88478-MS>

Nelson Ronald A. (2001). Geologic analysis of naturally fractured reservoirs. 2nd ed. Gulf Prof. Publ., p. 352. <https://doi.org/10.1016/B978-088415317-7/50004-X>

Nguyen H.B. (2013). Geophysical well surveys during the study of magmatic reservoirs of the White Tiger field. *Izvestiya Tomskogo politehnicheskogo universiteta = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 323(1), pp. 27–33. (In Russ.)

Pospelov V.V. (2005). Crystalline basement: geological and geophysical methods for study of reservoir potential and oil and gas bearing capacity. Moscow-Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy; NITs «Regulyarnaya i khaoticheskaya dinamika», 260 p. (In Russ.)

Shuster V.L., Levyant V.B., Ellanskiy M.M. (2003). Oil and gas bearing capacity of the crystalline basement (problems of search and exploration of hydrocarbon deposits). Moscow: Tekhnika, 176 p. (In Russ.)

Tiab Dj., Donaldson E.C. (2016). Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. <https://doi.org/10.1016/C2014-0-03707-0>

Timurziev A.I. (2010). Analysis of fracture systems of sedimentary cover and basement of White Tiger field (Viet Nam). *Ekspozitsiya nefi' gaz*, 5/N (11), pp. 11–20. (In Russ.)

Timurziev A.I. (2011). ractical results of studying filtration heterogeneity of fractured basement reservoirs of the White Tiger field. *Ekspozitsiya nefi' gaz*, 2/N (14), pp. 33–40. (In Russ.)

Wayne M. (2011). Ahr Geology of carbonate reservoirs: the identification, description, and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks. John Wiley & Sons, Inc., p. 296.

### About the Authors

Alexander I. Shchekin – PhD (Engineering), Associate Professor, Department of Oil and Gas Field Development and Operation, North-Caucasus Federal University

16/1 Kulakov Av., Stavropol, 355035, Russian Federation

Vladimir A. Vasiliev – PhD (Engineering), Professor, Department of Oil and Gas Field Development and Operation, North-Caucasus Federal University

16/1 Kulakov Av., Stavropol, 355035, Russian Federation

Alexander S. Nikolaychenko – Senior Lecturer, Department of Oil and Gas Field Development and Operation, North-Caucasus Federal University

16/1 Kulakov Av., Stavropol, 355035, Russian Federation

Andrey V. Kolomiitsev – Research Assistant, Department of Oil and Gas Field Development and Operation, North-Caucasus Federal University

16/1 Kulakov Av., Stavropol, 355035, Russian Federation

Manuscript received 8 October 2020;

Accepted 20 April 2021; Published 30 September 2021



## Особенности изменения физико-химических свойств нефтей в связи с большими глубинами

И.Г. Яценко<sup>1\*</sup>, В.В. Крупицкий<sup>2</sup>, Ю.М. Полищук<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, Томск, Россия

<sup>2</sup>Югорский научно-исследовательский институт информационных технологий, Ханты-Мансийск, Россия

Проведены исследования изменений физико-химических свойств и условий залегания нефтей в зависимости от глубины, позволившие уточнить количественные закономерности изменения свойств нефтей на разных глубинах и выявить особенности физико-химических свойств малоизученных глубокозалегающих нефтей. В исследованиях использована информация о более 21000 образцов нефтей из 167 нефтеносных бассейнов мира, полученных из мировой базы данных по физико-химическим свойствам нефтей. Показано, что в разных нефтяных бассейнах плотность и вязкость нефтей и содержание в них серы, смол и асфальтенов в среднем снижается с глубиной. Содержание легких фракций и нефтяного газа с глубиной увеличивается. Установлены особенности физико-химических свойств глубокозалегающих нефтей, проявляющиеся в малой плотности и вязкости нефтей, в низком содержании серы и асфальто-смолистых веществ и в повышенном содержании дизельных фракций и нефтяного газа. Для обсуждения полученных закономерностей использованы результаты геологического моделирования эволюции тектонических процессов, приводящих к возникновению зон пониженного горного давления, в которые по разломам мигрируют наиболее легкие углеводороды, формируя глубокопогруженные залежи углеводородов. Это может рассматриваться как возможное объяснение установленных в работе особенностей свойств глубокозалегающих нефтей, определяющих их более высокие качественные показатели.

**Ключевые слова:** глубокозалегающие нефти, нефтегазоносный бассейн, база данных, физико-химические свойства нефти, условия залегания, геологическое моделирование

**Для цитирования:** Яценко И.Г., Крупицкий В.В., Полищук Ю.М. (2021). Особенности изменения физико-химических свойств нефтей в связи с большими глубинами. *Георесурсы*, 23(3), с. 99–108. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.13>

### Введение

В связи с истощением запасов наиболее легкодоступных нефтей основную базу прироста нефтедобычи в ближайшие годы в нашей стране будут составлять трудноизвлекаемые нефти. Известно, что рост объемов добычи труднодоступных нефтей в последние годы вызывает необходимость изучения качественных особенностей трудноизвлекаемых нефтей. Особое место среди нефтей с осложненными геологическими условиями залегания, согласно (Яценко, Полищук, 2014а), занимают глубокозалегающие нефти (ГЗН) ввиду исчерпания их запасов на малых и средних глубинах.

Согласно классификации (Пуртова и др., 2011; Ибраев, 2006; Лисовский, Халимов, 2009), к глубокозалегающим будем относить нефти, залежи которых располагаются на глубинах более 4500 м. Слабая изученность низкопроницаемых пород-коллекторов на больших глубинах осложняет и замедляет освоение ресурсов нефти и газа в глубокопогруженных отложениях нефтегазоносных бассейнов. Геолого-геохимические факторы при формировании месторождений глубоких горизонтов остаются теми же, что и для образования залежей углеводородов в верхних этажах пород на малой и средней глубине – наличие ловушки, пород-коллекторов, флюидопоров,

благоприятная геохимическая и гидрогеологическая характеристика разреза (Пуланова, Шустер, 2018). Однако с ростом глубины залегания изменяются характеристики этих факторов.

Одной из причин значительных отличий геологических условий при увеличении глубины является существенное уплотнение пород на больших глубинах под воздействием горного давления, что приводит к изменению структуры и текстуры пород, разрыву пластов и, в целом, к изменению строения. Повышенная тектоническая активность на больших глубинах, по сравнению с глубинами 2000–4000 м, также обуславливает существенное различие в строении пород-коллекторов и пород-флюидопоров. Другой причиной значительных различий геологических условий на разных глубинах является изменение литологического состава пород. В результате этого с глубиной уменьшается проницаемость пород, изменяется характер пустотного геологического пространства: из порового оно превращается в трещинно-поровое, трещинно-кавернозное, и одновременно существенно уменьшается его открытая пористость.

Некоторые особенности качественных показателей глубокозалегающих нефтей рассмотрены в (Yashchenko, Polishchuk, 2016b; Yashchenko, Polishchuk, 2019). Вопросы анализа изменения физико-химических свойств нефтей в зависимости от глубины отражены в работах (Яценко, Полищук, 2014b; Polishchuk, Yashchenko, 2001; Yashchenko, 2019). Однако особенности их химического

\* Ответственный автор: Ирина Германовна Яценко  
e-mail: [sric@ipc.tsc.ru](mailto:sric@ipc.tsc.ru)

© 2021 Коллектив авторов

состава и физические свойства изучены недостаточно, что затрудняет решение технологических проблем как их добычи, так и переработки в условиях роста объемов добычи нефтей с большой глубиной залегания. С другой стороны, недостаточная изученность физико-химических свойств и условий формирования залежей таких нефтей затрудняет оценку перспектив и определение направлений развития отечественного нефтегазодобывающего и нефтехимического комплексов. В связи с изложенным, целями настоящей работы явились исследование закономерностей изменения физико-химических свойств нефтей в зависимости от глубины залегания и анализ особенностей свойств и условий формирования глубокозалегающих нефтей.

### Материалы и методы

Информационной основой для проведения исследований явилась база данных (БД) по физико-химическим свойствам нефти, разработанная в Институте химии нефти СО РАН и описанная в (Яценко, Полищук, 2014а; Polishchuk et al., 2001). Распределение информации из БД по глубинам показало, что нефти малой (до 2000 м) и средней (2000–4500 м) глубин залегания представлены в БД выборками с наибольшим объемом образцов (11285 и 9314, соответственно), а количество образцов глубокозалегающей нефти в БД на порядок меньше – всего 468 образцов.

Такая тенденция сокращения объемов информации о нефтях при увеличении глубины их залегания согласуется с известной закономерностью снижения запасов нефтей с глубиной залегания. Так, согласно (Пуртова и др., 2011), на глубинах менее 3000 м объем нефтяных залежей составляет 46 % от залежей нефти и газа, глубже 3000 м – 37 %, на глубинах 3600–4200 м – 30 %, глубже 4200 м – 18 %, а на глубинах, превышающих 5800 м, всего 11 %.

Кроме этого, для исследования закономерностей изменения физико-химических свойств нефтей в зависимости от глубины залегания и исследования особенностей условий формирования глубокозалегающих нефтей использованы материалы геологического моделирования изменения напряженного состояния пород из-за смещения блоков фундамента в результате тектонических процессов (Глухманчук и др., 2014; Yashchenko и др., 2019; Глухманчук и др., 2015). В связи с изложенным для анализа условий формирования глубокопогруженных залежей обратимся к результатам геологического моделирования на примере Западной Сибири.

Результаты проведенных исследований (Глухманчук и др., 2014) дают возможность следующим образом описать флюидодинамическую модель формирования залежей в кровле палеозойских отложений. В процессе эволюции нефтегазоносных резервуаров нефтепроизводящие отложения вступают в основную фазу нефтегазообразования, в результате чего формируются первичные залежи углеводородов в осадочном чехле.

Эволюция последующих тектонических движений приводит к изменению пластового давления в массивах пород. Геологическое моделирование напряженного состояния пород показало, согласно (Глухманчук и др., 2014), что на границе осадочного чехла и фундамента на краях опускающихся блоков формируются зоны минимальных значений давления, называемых зонами

декомпрессии. Поэтому происходящее изменение пластового давления инициирует движение флюидов, в том числе и углеводородов, в декомпрессионные зоны, в результате чего могут создаваться условия формирования вторичных залежей углеводородов в фундаменте. Этот механизм формирования залежей нефти на больших глубинах, далее рассмотренный более подробно, будет использован для обсуждения результатов проведенного в статье анализа физико-химических свойств нефтей и условий их залегания.

### Результаты

#### Анализ физико-химических свойств нефтей малых и средних глубин

Согласно (Yashchenko, Polishchuk, 2016), в использованной БД содержится 20599 образцов нефти из 6485 месторождений 168 нефтегазоносных бассейнов (НГБ), залегающих на малых (до 2000 м) и средних (2000–4500 м) глубинах, а нефти с глубин более 4500 м представлены в БД значительно меньшим числом образцов (468) из 214 месторождений 26 НГБ. Результаты анализа закономерностей изменения физико-химических свойств нефтей малых и средних глубин в зависимости от глубины размещения залежей приведены в табл. 1.

Как видно из табл. 1, наиболее тяжелые и вязкие нефти находятся в основном на глубине до 1000 м, а далее с ростом глубины проявляется тенденция уменьшения в среднем плотности до значения 0,8330 г/см<sup>3</sup> и вязкости до значения 66 мм<sup>2</sup>/с на глубинах, близких к 4500 м. На малых глубинах (до 2000 м) нефти могут быть в среднем отнесены, согласно классификации (Yashchenko, Polishchuk, 2016), к сернистым, смолистым, средне-асфальтоновым, средне-парафинистым, с низким содержанием газа. Содержание серы, смол и асфальтонов уменьшается при увеличении глубины до 4500 м, а содержание дизельных фракций, парафинов и нефтяных газов с глубиной в основном увеличивается.

| Физико-химические показатели           | Глубина залегания, м |           |           |           |
|--|----------------------|-----------|-----------|-----------|
|  | 0-1000               | 1000-2000 | 2000-3000 | 3000-4500 |
| Плотность, г/см <sup>3</sup>           | 0,9024               | 0,8660    | 0,8389    | 0,8330    |
| Вязкость при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с | 3127,84              | 318,00    | 117,31    | 66,28     |
| Содержание серы, мас. %                | 1,35                 | 1,39      | 0,71      | 0,45      |
| Содержание парафинов, мас. %           | 3,14                 | 4,66      | 5,43      | 9,86      |
| Содержание смол, мас. %                | 15,53                | 12,91     | 6,98      | 6,43      |
| Содержание асфальтонов, мас. %         | 4,40                 | 3,68      | 1,94      | 1,93      |
| Фракция н. к. 200 °С, мас. %           | 13,35                | 23,79     | 27,30     | 26,72     |
| Фракция н. к. 300 °С, мас. %           | 30,00                | 42,62     | 47,26     | 48,21     |
| Фракция н. к. 350 °С, мас. %           | 35,39                | 48,84     | 55,23     | 56,14     |
| Газосодержание, м <sup>3</sup> /т      | 65,10                | 78,00     | 124,37    | 249,68    |

Табл. 1. Физико-химические свойства нефти на малых и средних глубинах

| Физико-химические показатели           | Нефти малой                   |                  | Нефти средней                   |                  |
|--|-------------------------------|------------------|---------------------------------|------------------|
|  | глубины залегания (до 2000 м) |                  | глубины залегания (2000-4500 м) |                  |
|  | Объем выборки                 | Среднее значение | Объем выборки                   | Среднее значение |
| Плотность, г/см <sup>3</sup>           | 517                           | 0,8531           | 2033                            | 0,8373           |
| Вязкость при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с | 163                           | 28,76            | 764                             | 17,68            |
| Содержание серы, мас. %                | 401                           | 0,52             | 1694                            | 0,61             |
| Содержание парафинов, мас. %           | 405                           | 3,58             | 1480                            | 4,87             |
| Содержание смол, мас. %                | 365                           | 6,60             | 1328                            | 5,84             |
| Содержание асфальтенов, мас. %         | 339                           | 1,38             | 1136                            | 1,48             |
| Фракция н. к. 200 °С, мас. %           | 65                            | 24,46            | 384                             | 25,41            |
| Фракция н. к. 300 °С, мас. %           | 71                            | 43,14            | 375                             | 45,82            |
| Фракция н. к. 350 °С, мас. %           | 39                            | 49,91            | 164                             | 56,07            |
| Газосодержание, м <sup>3</sup> /т      | 145                           | 113,56           | 810                             | 120,02           |

Табл. 2. Физико-химические свойства нефтей Западной Сибири с различной глубиной залегания

Установленные по данным табл. 1 закономерности изменения свойств нефтей с ростом глубины залегания в нефтегазоносных бассейнах мира проявляются и в изменении физико-химических свойств нефтей отдельных НГБ. Здесь достаточно сослаться на результаты исследования тенденций изменения свойств нефтей Западной Сибири с ростом глубины залегания, полученные на основе анализа данных о физико-химических свойствах западно-сибирских нефтей, расположенных на малых и средних глубинах (табл. 2).

Как видно из приведенных в табл. 2 данных, аналогично тенденции изменения свойств средне-мировых нефтей (табл. 1), плотность и вязкость снижаются, как и содержание серы и смол с ростом глубины, а содержание парафина, дизельных фракций и нефтяного газа увеличивается. Заметим, что в отличие от средне-мировых нефтей тенденции сокращения / роста физико-химических показателей нефтей Западной Сибири с ростом глубины проявляется в меньшей степени (диапазон изменения этих показателей при переходе от малых глубин к средней глубине в основном не превышает 5–10 %).

Анализ физико-химических свойств  
глубокозалегающих нефтей

Проведем анализ особенностей условий залегания нефтей на разных глубинах. В табл. 3 представлены данные об изменениях пластовых температуры и давления, пористости и проницаемости коллекторов на разных глубинах залегания по данным из БД. Как видно из табл. 3, пластовые температура и давление в среднем значительно увеличиваются с глубиной (до нескольких раз), а пористость и проницаемость коллекторов существенно уменьшаются (в 1,6 раза и на 2 порядка, соответственно). Уменьшение пористости и проницаемости

| Глубина залегания, м | Температура пласта, °С | Давление пласта, МПа | Пористость, % | Проницаемость, мдм <sup>2</sup> |
|----------------------|------------------------|----------------------|---------------|---------------------------------|
| 0-1000               | 34,80                  | 7,47                 | 22,72         | 16,17                           |
| 1000-2000            | 50,17                  | 16,33                | 17,80         | 2,86                            |
| 2000-3000            | 82,54                  | 26,59                | 16,78         | 0,24                            |
| 3000-4500            | 108,22                 | 41,81                | 14,97         | 0,19                            |
| Более 4500           | 134,06                 | 63,09                | 13,61         | 0,11                            |

Табл. 3. Изменения условий залегания нефти и коллекторских свойств с увеличением глубины

пород в условиях повышенных пластовых температуры и давления указывает на возможность возникновения проблем (технологических, экологических и др.) в освоении ресурсов глубокозалегающих нефтей (ГЗН) на больших глубинах, превышающих 4500 м.

На рис. 1 представлена схема размещения нефтегазоносных бассейнов, на которой показаны бассейны с ГЗН. Наибольшее количество месторождений с такими нефтями находится в бассейнах Перт, Мексиканского залива и в Таримском НГБ. Самыми глубокими скважинами отличаются следующие месторождения: Халахатанг (6640–7070 м), Туопутай (6400–6750 м) и Аидинг (6140–6330 м) Таримского бассейна, Медисин-Ривер (6300–6980 м) и Кроссфилд (6733 м) Западно-Канадского бассейна, Шах-Дениз (6500–6688 м) Южно-Каспийского бассейна, Гомес (6050–7022 м) и Линтерна (6560 м) Пермского бассейна.

Проведен анализ распределения исследуемых глубокозалегающих нефтей по возрасту пород. Установлено, что в рассматриваемой выборке ГЗН большую часть (более 53 %) составляют палеозойские нефти, а 1/3 глубокозалегающих нефтей располагается в мезозойских отложениях, около 14 % – в кайнозойских.

В России залежи углеводородов на большой глубине характерны в основном для Западно-Сибирского и Северо-Кавказского НГБ. На рис. 2 и 3 приведены карто-схемы размещения месторождений ГЗН Западно-Сибирского и Северо-Кавказского НГБ, на территории которых находятся 33 и 35 месторождений ГЗН, соответственно. Для иллюстрации можно отметить Геологическое (5750 м), Лукьявинское (5664 м), Уренгойское (5520 м), Ен-Яхинское (5200–5500 м) и Самбургское (5480 м) в Западно-Сибирском НГБ (рис. 2) и Ханкальское (5800 м), Новолакское (5650 м), Андреевское (5600 м) и Самурское (5480 м) в Северо-Кавказском бассейне (рис. 3). В Тимано-Печорском бассейне на Восточно-Сарутаюском, Вуктыльском и Козлаюском месторождениях есть скважины в интервале глубин 4520–5090 м. В Волго-Уральском НГБ глубокие скважины имеются на Антиповско-Балыклейском, Зайкинском, Зоринском и Нагумановском месторождениях.

В табл. 4 приведены результаты сравнительного анализа особенностей физико-химических свойств ГЗН и нефтей, размещенных на малых и средних глубинах. Как видно из табл. 4, плотность, вязкость, содержание серы, смол, асфальтенов в ГЗН существенно снижаются,



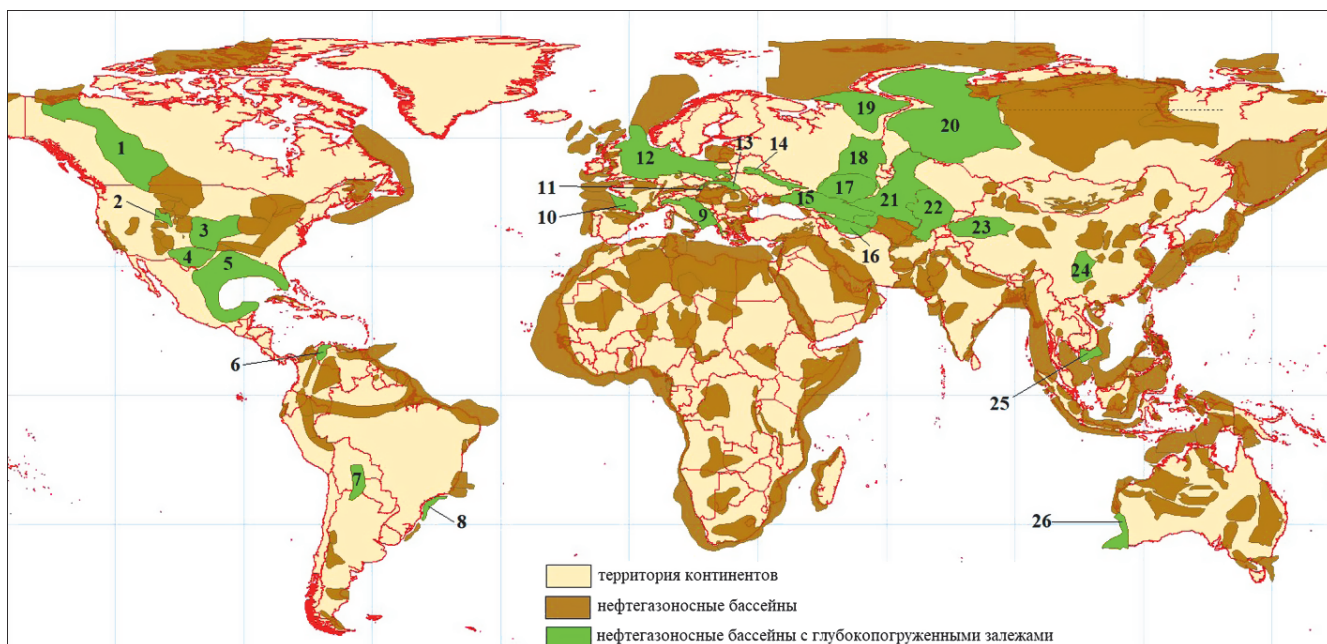


Рис. 1. Схема размещения нефтегазоносных бассейнов на разных континентах. Обозначения: бассейны с глубоководными залежами: 1 – Западно-Канадский, 2 – Грин-Ривер, 3 – Западный Внутренний, 4 – Пермский, 5 – Мексиканского залива, 6 – Маракаибский, 7 – Центрально-Предандийский, 8 – Сантос; 9 – Адриатический, 10 – Аквитанский, 11 – Венский, 12 – Центрально-Европейский, 13 – Карпатский, 14 – Днепровско-Припятский, 15 – Северо-Кавказский, 16 – Южно-Каспийский, 17 – Прикаспийский, 18 – Волго-Уральский, 19 – Тимано-Печорский, 20 – Западно-Сибирский, 21 – Туранский, 22 – Афгано-Таджикский, 23 – Таримский, 24 – Сычуаньский, 25 – Вунг-Тау; 26 – Перт.

а содержание фракций и нефтяного газа – значительно увеличивается. Классификационный анализ (Yashchenko, Polishchuk, 2016) показывает, что глубоководные нефти в основном характеризуются более высокими показателями качества по сравнению с нефтями малых и средних глубин. Таким образом, согласно классификации нефтей (Yashchenko, Polishchuk, 2016), по качественным показателям ГЗН могут быть в среднем отнесены к парафинистым, малосернистым, малосмолистым, малоасфальтовым и легким нефтям, с высокими газосодержанием и содержанием дизельных фракций, но с повышенной вязкостью.

Представляет интерес сравнение физико-химических свойств ГЗН из разных НГБ. В работе (Леонов и др., 2015) на основе совокупности данных о мощности осадочного чехла НГБ и степени разведанности верхних (2000–4000 м) горизонтов геологического разреза, данных о наличии ловушек высокой емкости и надежных покрышек разработан критерий выбора наиболее перспективных нефтегазоносных бассейнов России и приграничных территорий с целью поиска глубоководных залежей углеводородов. С использованием этого критерия в (Леонов и др., 2015) установлено, что самым перспективным на поиск ГЗН является Прикаспийский НГБ, далее следуют в порядке убывания степени перспективности Западно-Сибирский, Южно-Каспийский, Северо-Кавказский, Баренцевоморский, Тимано-Печорский, Охотский, Волго-Уральский и Северо-Крымский бассейны; замыкают этот ряд Лено-Тунгусский и Лено-Вилуйский бассейны.

На основе информации из БД установлено, что в настоящее время на глубинах ниже 4500 м регистрируется 468 образцов углеводородов, треть из которых относится к российским нефтям. Следовательно, согласно выше

изложенному, только 2,2 % информации из мировой БД по свойствам нефтей относится к залежам на глубинах более 4500 м. Это является показателем крайне слабой изученности залежей углеводородов глубоководных горизонтов.

В России наибольшее количество ГЗН сосредоточено в Северо-Кавказском (82 % количества российских ГЗН) и Волго-Уральском (12 % количества российских ГЗН) бассейнах. Представленные данные показывают, что в настоящее время в Западной Сибири на глубинах более 4500 м установлено 33 месторождения углеводородов. Но это в основном газовые и газоконденсатные залежи, и только в двух (менее 10 %) месторождениях (Малоичское и Самбургское) обнаруживаются нефтяные залежи. В табл. 5 представлены результаты анализа особенностей физико-химических свойств исследуемых глубоководных нефтей в разных НГБ, проведенного на примере четырех из наиболее перспективных по указанному выше критерию (Леонов и др., 2015) бассейнов России и приграничных территорий – Прикаспийского, Западно-Сибирского, Южно-Каспийского и Северо-Кавказского НГБ.

Как видно из табл. 5, глубоководные нефти разных НГБ в среднем различаются по физико-химическим свойствам. Так, группу более качественных по свойствам ГЗН составляют нефти Западно-Сибирского и Северо-Кавказского бассейнов. Они наиболее легкие и маловязкие, отличаются наименьшим содержанием серы, смол и асфальтенов и повышенным содержанием всех фракций и парафинов. Однако наиболее высокие качественные показатели по наибольшему числу физико-химических характеристик демонстрируют Западно-Сибирские ГЗН: они имеют самые низкие плотность, содержание серы и асфальтенов и самое высокое содержание трех фракций.

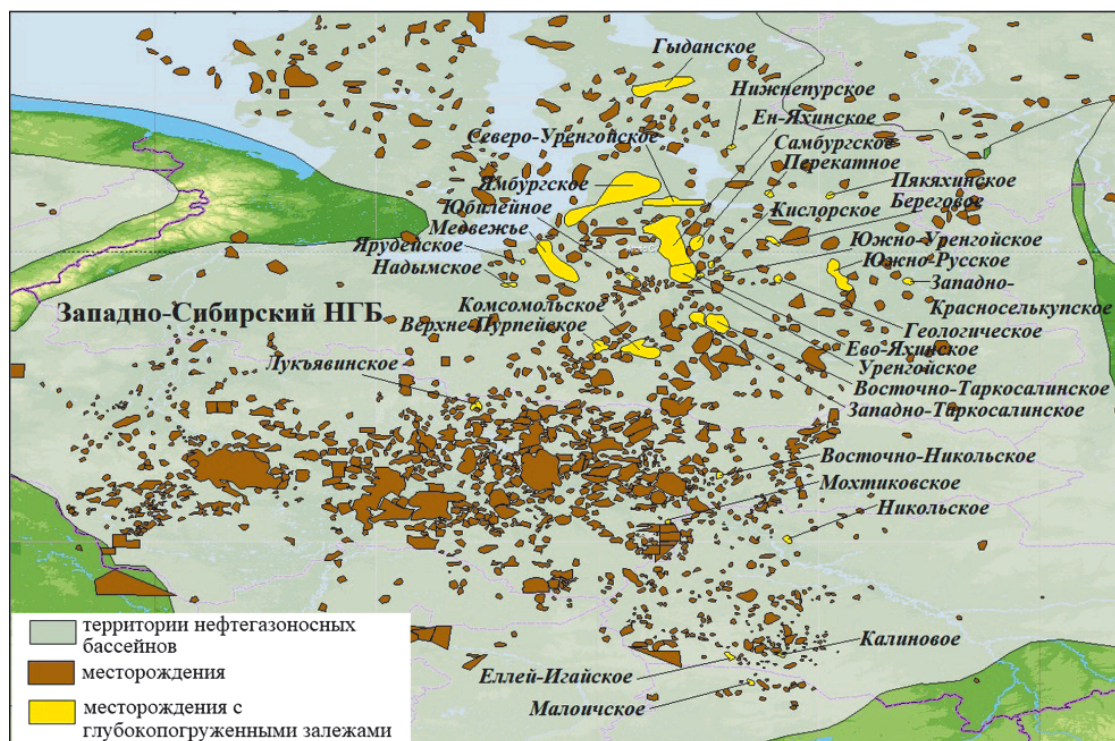


Рис. 2. Размещение месторождений с глубокозалегающими залежами в Западно-Сибирском бассейне



Рис. 3. Размещение месторождений с глубокозалегающими нефтями в Северо-Кавказском бассейне

В группе менее качественных ГЗН Прикаспийские нефти оказываются наиболее вязкими, а нефти Южно-Каспийского бассейна имеют наибольшую плотность. По другим характеристикам нефти этих бассейнов приближаются к показателям нефтей первой группы.

### Обсуждение результатов

С ростом глубины залегания существенное уплотнение пород на больших глубинах под воздействием литостатического давления и роста температуры приводит к изменению структуры и текстуры пород. Процессы метасоматоза и перекристаллизация минералов отражаются на фильтрационно-емкостных свойствах пород-коллекторов, а также на их минералогическом составе. В результате, с глубиной уменьшается проницаемость пород и пористость коллекторов, что подтверждают данные табл. 3.

В связи с кардинальными изменениями геологического строения глубоких горизонтов традиционные подходы к прогнозной оценке ресурсов и к проведению поисково-разведочных работ становятся малоэффективными. Поэтому при разработке новых подходов к решению этих задач поиска и прогнозной оценке нефтяных ресурсов важное значение могут иметь установленные выше закономерности изменения свойств нефтей в зависимости от глубины залегания.

Для объяснения полученных результатов анализа изменения свойств нефтей в зависимости от глубины и особенностей глубокозалегающих нефтей обратимся к результатам геологического моделирования на примере залежей Западно-Сибирского НГБ (Глухманчук и др., 2014), которые дают возможность описать процесс формирования залежей в глубокопогруженных отложениях.



В процессе эволюции нефтегазоносных резервуаров нефтепроизводящие отложения вступают в основную фазу нефтегазообразования, в результате чего формируются первичные залежи углеводородов в осадочном чехле. Последующие процессы эволюции тектонических движений приводят к изменению горного давления в массивах пород, что инициирует движение флюидов, в том числе и углеводородов, в декомпрессионные зоны (Глухманчук и др., 2014), возникающие на границе осадочного чехла и фундамента на краях опускающихся блоков как области минимальных значений давления.

Таким образом, в результате описанной эволюции тектонических движений возникают условия для формирования глубокозалегающих вторичных залежей, характеризующихся меньшими вязкостью и плотностью нефтей и меньшей концентрацией основных показателей химического состава (серы и асфальтово-смолистых веществ). Следовательно, на глубинах ниже 4000–4500 м в породах, обладающих минимальной пористостью и прошедших все стадии литогенеза, направленность флюидо-динамических процессов в значительной степени определяется эволюцией их напряженно-деформированного состояния, что и может служить обоснованием установленных выше закономерностей изменения физико-химических свойств нефтей на больших глубинах.

Поиск месторождений, залегающих на глубинах до 2,5–3,0 км основывается на модели восходящей миграции углеводородов, инициируемой процессами уплотнения осадочных пород. На больших глубинах направленность флюидо-динамических процессов в значительной степени определяется эволюцией их

напряженно-деформированного состояния (Григорьев и др., 1979). Этот фактор наиболее значим при рассмотрении процессов миграции углеводородов, формирующих месторождения в кровельной части фундамента.

Как показано в (Конторович и др., 1998), по физико-химическим и биомаркерным параметрам основная масса нефти в кровельной части фундамента в Западно-Сибирском НГБ обязана своим происхождением нижне-среднеюрским нефтематеринским породам. Формирование таких месторождений описывается как процесс миграции углеводородов из юрских отложений в зонах примыкания их к бортам выступов фундамента. При этом тот факт, что в породах фундамента пластовое давление выше, чем в прилегающих юрских отложениях, обычно не обсуждается. Согласно (Глухманчук и др., 2014), в условиях блочного строения фундамента в подошве осадочного чехла происходит образование декомпрессионных зон (зон пониженного горного давления) над краями опускающихся блоков фундамента, что приводит к нисходящей миграции углеводородов в осадочном чехле по разрывным нарушениям.

По результатам анализа данных численных экспериментов авторами статьи (Глухманчук и др., 2014) произведен расчет величины горного давления при различной амплитуде движения блока, и представлены графики распределения величины горного давления при различной амплитуде движения блока. Результаты этих исследований позволяют сформулировать следующие выводы:

- максимальный эффект декомпрессии отмечается у края опускающегося блока на расстоянии до 200 м от разрывного нарушения;

| Физико-химические показатели              | Нефти с малой и средней глубиной залегания (до 4500 м) |                  | Глубокозалегающие нефти (более 4500 м) |                  |
|---|--|------------------|--|------------------|
|   | Объем выборки  | Среднее значение | Объем выборки                          | Среднее значение |
| Плотность, г/см <sup>3</sup>              | 11602  | 0,8610           | 203                                    | 0,8368           |
| Вязкость при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с    | 4822   | 827,80           | 86                                     | 145,43           |
| Содержание серы, мас. %                   | 7772   | 1,05             | 142                                    | 0,47             |
| Содержание парафинов, мас. %              | 5871   | 5,33             | 87                                     | 6,23             |
| Содержание смол, мас. %                   | 5477   | 10,25            | 81                                     | 5,99             |
| Содержание асфальтенов, мас. %            | 4958   | 2,97             | 77                                     | 1,65             |
| Фракция н. к. 200 °С, мас. %              | 1643   | 24,29            | 51                                     | 31,25            |
| Фракция н. к. 300 °С, мас. %              | 1625   | 43,64            | 50                                     | 53,27            |
| Фракция н. к. 350 °С, мас. %              | 1038   | 49,97            | 26                                     | 62,47            |
| Газосодержание в нефти, м <sup>3</sup> /т | 4058   | 111,61           | 38                                     | 459,38           |

Табл. 4. Сравнение физико-химических свойств нефти с различной глубиной залегания

| Физико-химические показатели              | Прикаспийский | Западно-Сибирский | Южно-Каспийский | Северо-Кавказский |
|---|---------------|-------------------|-----------------|-------------------|
| Плотность, г/см <sup>3</sup>              | 0,8217        | 0,8014            | 0,8415          | 0,8154            |
| Вязкость при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с    | 268,24        | 6,12              | 20,66           | 0,99              |
| Содержание серы, мас. %                   | 0,51          | 0,08              | 0,19            | 0,16              |
| Содержание парафинов, мас. %              | 4,08          | 7,51              | 9,10            | 7,72              |
| Содержание смол, мас. %                   | 5,05          | 2,48              | 7,80            | 2,33              |
| Содержание асфальтенов, мас. %            | 1,07          | 0,17              | 1,66            | 0,38              |
| Фракция н. к. 200 °С, мас. %              | 33,11         | 34,37             | 21,36           | 29,50             |
| Фракция н. к. 300 °С, мас. %              | 51,73         | 59,45             | 39,16           | 59,36             |
| Фракция н. к. 350 °С, мас. %              | 60,80         | 70,66             | 57,40           | 60,44             |
| Газосодержание в нефти, м <sup>3</sup> /т | 422,76        | -                 | -               | 398,00            |

Табл. 5. Физико-химические свойства глубокозалегающей нефти отдельных перспективных нефтегазоносных бассейнов



- картирование границ опускающегося блока целесообразно проводить на основе карт кривизны горизонтов, соответствующих по времени формирования началу процесса нефтегазообразования;
- в верхней части осадочного чехла в результате дополнительного сжатия пород над зоной декомпрессии следует ожидать увеличение скоростей сейсмических волн, вызванное доуплотнением слабо консолидированных отложений.

Следовательно, признаком нисходящей миграции углеводородов из палеоловушек является прогибание или увеличенная глубина залегания над ними верхних структурных этажей. Для иллюстрации механизма нисходящей миграции углеводородов на рис. 4 показана схема перераспределения горного давления в результате смещения вниз блока фундамента. Стрелками на рис. 4 обозначены пути нисходящей миграции в зоны пониженного давления (декомпрессии) в кровельной части фундамента, сформировавшиеся в результате смещения блока.

В зоны декомпрессии по разломам в породы фундамента мигрируют наиболее легкие и подвижные углеводороды, формируя залежи в фундаменте, что может служить объяснением обнаруженных нами особенностей физико-химических свойств ГЗН – тенденции снижения плотности и вязкости, содержания серы, смол, асфальтенов и повышения содержания легких фракций и нефтяного газа на глубинах более 4500 м. Отметим, что указанное объяснение механизма формирования глубокопогруженных залежей более легких нефтей с повышенными качественными показателями для других глубокозалегающих нефтеносных горизонтов (с отличающимися условиями нефтеобразования и нефтенакпления, катагенеза и др.) может быть недостаточным и требующим дополнительного рассмотрения и учета условий нефтегенерации, стадийности катагенеза и др.

В связи с «падающей» добычей нефти в традиционных российских НГБ освоение углеводородных ресурсов малоизученных глубоких горизонтов сегодня является актуальной проблемой, особенно для Западной Сибири. Как было отмечено выше, согласно информации из БД, не более 10 % выявленных в Западно-Сибирском НГБ месторождений углеводородов имеют нефтяные залежи в глубокозалегающих пластах. В связи с этим представляет интерес оценка перспектив поиска ГЗН в Западной Сибири.

Установленные выше тенденции изменения физико-химических свойств с ростом глубины залегания позволяют предполагать возможность обнаружения залежей ГЗН в Западно-Сибирском НГБ, что подтверждается и результатами геологического моделирования, изложенными выше. Действительно, как показано в (Глухманчук и др., 2014), в исследованиях нисходящей миграции углеводородов на эталонных месторождениях Западной Сибири (Верхне-Тарском, Малоичском, Ханты-Мансийском, Новопортовском и Восточном месторождениях) с доказанной нефтегазоносностью пород фундамента была отмечена полная перестройка верхних геологических горизонтов. Согласно результатам проведенного исследования, подобные перестройки учитываются в модели формирования залежей в кровле палеозойских образований (рис. 4), обеспечивающих нисходящую миграцию углеводородов из палеоловушки.

В настоящее время в северных районах Западной Сибири, где расположены основные центры по добыче газа и нефти, поисково-разведочные работы сконцентрированы в интервале глубин 3000–4000 м. Промышленное освоение ресурсов углеводородов в этом интервале, относящемся к верхнему этажу нефтегазоносности, является технологически сложным, однако в научном и методическом отношении вопросов не вызывает. Здесь применимы методики и технологии, хорошо зарекомендовавшие себя при поисках и разведке традиционных месторождений нефти и газа.

Иное дело – глубокие горизонты, но возникает вопрос – оправдано ли сегодня вкладывать большие инвестиции в поиск, разведку и разработку коммерческих залежей нефти и газа в Западной Сибири на глубинах от 4500 до 7000 м и более, либо эту задачу оставить на будущее? Если «да», то какие эффективные методики и технологии поиска, разведки и разработки следует предложить предприятиям нефтегазодобычи? Очевидно, что на больших глубинах коммерческий интерес могут представлять только достаточно крупные залежи нефти и газа, характеризующиеся большой плотностью запасов и стабильно высокими дебитами эксплуатационных скважин. Добытая товарная продукция должна окупить все инвестиционные затраты на поиск, разведку, разработку и риски.

Известно (Коротков и др., 2010; Запивалов, 2013), что существуют как геологические, так и экологические риски

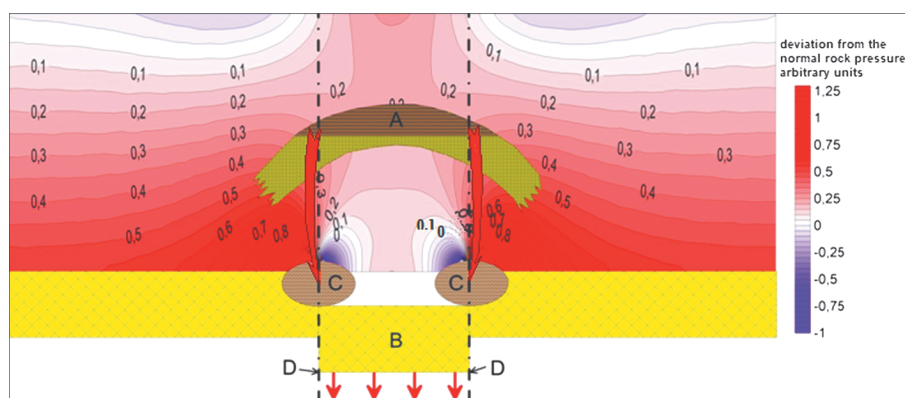


Рис. 4. Модель формирования залежей в кровельной части фундамента в результате нисходящей миграции углеводородов (Глухманчук и др., 2014). Обозначения: А – палеозалежь, В – «сброшенный» блок фундамента, С – залежи, образовавшиеся в кровле фундамента в результате нисходящей миграции, D – линии разломов. Цифрами обозначены значения величины отклонения горного давления от нормального значения литостатического давления в поле напряжений.

разработки глубокопогруженных залежей. Геологические риски включают в себя следующие факторы:

- слабая геолого-геофизическая изученность глубоких горизонтов, отсутствие достоверной региональной геологической модели и адекватных представлений об особенностях нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов;
- неготовность нефтяных компаний к работе на больших глубинах в нормальном производственном цикле в жестких условиях термобарического и напряженно-деформационного состояния глубоких недр, отсюда высокая аварийность, большие сроки строительства скважин, низкое качество опробований и испытаний;
- несовершенство известных методик поисков и разведки залежей углеводородов, не адаптированных к условиям больших глубин.
- повсеместно применяемые методические приемы поисков и разведки, разработанные для традиционных условий верхнего этажа нефтегазоносности, базирующиеся на классической осадочно-миграционной теории без учета специфики строения глубоких недр. В результате имеет место массовое неподтверждение бурением геологических моделей и прогнозных ресурсов углеводородов глубокопогруженных поисковых залежей.

Экологические риски обусловлены следующими факторами:

- техногенная нагрузка в районах добычи углеводородов инициирует проявление геодинамических процессов природно-техногенного характера, также оказывает воздействие на почвы, поверхностные и подземные воды;
- преобразования земной коры на больших глубинах, при этом интенсивное снижение пластового давления в залежах углеводородов, что вызывает деформацию земной коры и изменения в рельефе. Геодинамические процессы на поверхности проявляются в виде заболачивания и подтопления территорий;
- необходимость разработки и реализации мероприятий, направленных на снижение техногенного воздействия объектов и процессов нефтегазодобычи на состояние мерзлоты. Остро стоят вопросы снижения скорости и последствий процессов локального растепления многолетнемерзлых пород под действием разведочного бурения и закачивания в недра высокотемпературных буровых растворов и пластовой воды.

В настоящее время на территории Западной Сибири пробурено около 50 параметрических и поисково-разведочных скважин глубиной более 4500 м, что явно недостаточно для огромной территории Западно-Сибирского мегабассейна. Пробурено всего две сверхглубокие «научные» скважины: СГ-6 Тюменская (7502 м) и СГ-7 Ен-Яхинская (8250 м), обе – вблизи Уренгойского месторождения. По результатам этих работ в уникальном нефтегазоносном бассейне мира на глубинах более 4500 м не было открыто значимых месторождений нефти, которые имели бы промышленное значение. Основные надежды увеличения нефтедобычи Западно-Сибирского

бассейна можно возлагать, по данным (Шустер и др., 2015; Трофимов, Масагутов, 2012; Шустер, Дзюбло, 2012; Яценко, 2020), на палеозойские отложения.

## Заключение

Статья посвящена изучению закономерностей изменения физико-химических свойств и условий залегания нефтей в зависимости от глубины и особенностей характеристик малоизученных глубокозалегающих нефтей на глубинах более 4500 м.

Результаты предварительных исследований количественных закономерностей изменения физико-химических свойств нефтей на разных глубинах, представленные в монографии (Яценко, Полищук, 2014а), в данной статье обобщены с привлечением новой информации, полученной в последнее десятилетие. Для проведения исследований использована информация о 21067 образцах нефтей из 167 нефтеносных бассейнов мира.

В результате проведенных исследований показано, что в разных нефтяных бассейнах плотность и вязкость нефтей снижается с глубиной. Содержание серы, смол и асфальтенов с глубиной также сокращается, а содержание дизельных фракций и нефтяного газа увеличивается. Содержание парафинов растет до глубины 3–4 км, а далее с ростом глубины уменьшается.

Установленные в этих исследованиях особенности физико-химических свойств глубокозалегающих нефтей (более 4,5 км), проявляющиеся в пониженных плотности и содержании серы и асфальтово-смолистых веществ и повышенных содержаниях фракций и нефтяного газа, показывают, что нефти больших глубин обладают более высокими качественными характеристиками по сравнению с нефтями с малых и средних глубин.

Для объяснения полученных закономерностей привлечены результаты геологического моделирования изменения напряженного состояния пород, вызываемого смещением блоков фундамента вследствие эволюции тектонических движений, приводящих к возникновению зон пониженного горного давления, в которых могут формироваться глубокозалегающие вторичные залежи более легких нефтей с повышенными качественными показателями.

Необходимо отметить, что указанное объяснение механизма формирования глубокозалегающих нефтей с указанными свойствами для других глубокопогруженных нефтеносных горизонтов с отличающимися условиями нефтеобразования и нефтенакопления, катагенеза и др. может быть недостаточным и требующим дополнительного рассмотрения и учета условий нефтегенерации, стадийности катагенеза и др.

Рассмотрены перспективы обнаружения залежей глубокозалегающих нефтей в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне. Кратко рассмотрены как геологические, так и экологические риски, сопровождающие разработку глубокопогруженных залежей.

## Финансирование

*Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации.*

## Литература

- Глухманчук Е.Д., Крупицкий В.В., Леонтьевский А.В. (2015). Баженовская нефть – «сланцевые технологии» и отечественный опыт добычи. *Недропользование XXI век*, 7(57), с. 32–37.
- Глухманчук Е.Д., Леонтьевский А.В., Крупицкий В.В. (2014). Межслоевой сдвиг в породах баженовской свиты как региональный фактор внутриформационного разрывообразования. *Недропользование XXI век*, 5(49), с. 24–26.
- Григорьев А.С., Михайлова А.В., Шахмурадова З.Е. (1979). Зависимости между характеристиками вертикальных перемещений поверхности и напряженным состоянием осадочного чехла в надразломных зонах. Поля напряжений и деформаций в литосфере. М.: Наука, с. 97–125.
- Запавалов Н.П. (2013). Геологические и экологические риски в разведке и добыче нефти. *Георесурсы*, 3(53), с. 3–5. <https://doi.org/10.18599/grs.53.3.1>
- Ибраев В.И. (2006). Прогнозирование напряженного состояния коллекторов и флюидодупоров нефтегазовых залежей в Западной Сибири. Тюмень: ОАО «Тюменский дом печати», 208 с.
- Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А., Стасова О.Ф. (1998). Геохимия и генезис палеозойских нефтей Западной Сибири. *Геохимия*, 36(1), с. 3–17.
- Коротков Б.С., Симонов А.В. (2010). Перспективы поисков газа в глубоких горизонтах Западной Сибири. *Вести газовой науки. Научно-технический сборник*, 1(4), с. 48–56.
- Леонов Ю.Г., Волож Ю.А., Антипов М.П., Быкадоров В.А., Патина И.С., Лоджевская М.И. (2015). Нефть глубоких горизонтов осадочных бассейнов России и сопредельных стран. *Мониторинг. Наука и технологии*, 4(25), с. 6–15.
- Лисовский Н.Н., Халимов Э.М. (2009). О классификации трудноизвлекаемых запасов. *Вестник ЦКР Роснедра*, 6, с. 33–35.
- Полищук Ю.М., Ященко И.Г., Козин Е.С., Ан В.В. (2001). База данных по составу и физико-химическим свойствам нефти и газа (База данных нефти и газа). Роспатент. Свид-во № 2001620067 от 16.05.2001 г.
- Пуланова С.А., Шустер В.Л. (2018). Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих доюрских отложений Западной Сибири. *Георесурсы*, 20(2), с. 67–80. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.67-80>
- Пуртова И.П., Вариченко А.И., Шпуров И.В. (2011). Трудноизвлекаемые запасы нефти. Терминология. Проблемы и состояние освоения в России. *Наука и ТЭК*, 6, с. 21–26.
- Трофимов В.А., Масагутов Р.Х. (2012). Новый подход к решению проблемы поисков нефти в рифей-вендском комплексе Восточно-Европейской платформы. *Геология нефти и газа*, 2, с. 80–83.
- Шустер В.Л., Дзюбло А.Д. (2012). Геологические предпосылки нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений на севере Западной Сибири. *Экспозиция нефть газ*, 2(20), с. 26–29.
- Шустер В.Л., Дзюбло А.Д., Пуланова С.А., Самойлова А.В. (2015). Новые геолого-геохимические данные оценки перспектив нефтегазоносности глубоководных отложений севера Западной Сибири. *Живые и биокосные системы*, 14. <http://www.jbks.ru/archive/issue-14/article-2/>
- Ященко И.Г. (2020). Особенности физико-химических свойств и условий размещения глубокозалегающих трудноизвлекаемых нефтей. *Химия в интересах устойчивого развития*, 3, с. 321–327. DOI: 10.15372/KhUR2020236
- Ященко И.Г., Полищук Ю.М. (2014а). Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и закономерности размещения. Томск: В-Спектр, 154 с.
- Ященко И.Г., Полищук Ю.М. (2014б). Особенности физико-химических свойств трудноизвлекаемых видов нефти. *Технологии нефти и газа*, 91(2), с. 3–10.
- Polishchuk Yu.M., Yashchenko I.G. (2001). Statistical Analysis of Regional Variation in the Chemical Composition of Eurasian Crude Oils. *Petroleum Chemistry*, 41(4), pp. 271–276.
- Yashchenko I.G. (2019). Specific Features of the Arctic Hard-to-Recover Oil of Siberia. *Chemistry for Sustainable Development*, 27(1), pp. 92–100. <https://doi.org/10.15372/CSD20190115>
- Yashchenko I.G., Krupitsky V.V., Polishchuk Y.M. (2019). Analysis of the regularities of change in the physicochemical properties of oils depending on the depth. *Proc. International Conference on the Advanced Materials with Hierarchical Structure for New Technologies and Reliable Structures – AIP Conference Proceeding*. Tomsk, 2167(1), 020393. <https://doi.org/10.1063/1.5132260>
- Yashchenko I.G., Polishchuk Y.M. (2019). Classification Approach to Assay of Crude Oils with Different Physicochemical Properties and Quality Parameters. *Petroleum Chemistry*, 59(10), pp. 1161–1168. <https://doi.org/10.1134/S0965544119100116>
- Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. (2016). Classification of Poorly Recoverable Oils and Analysis of their Quality Characteristics (Reviews). *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 52(4), pp. 434–444. <https://doi.org/10.1007/s10553-016-0727-9>

## Сведения об авторах

**Ирина Германовна Ященко** – кандидат геол.-мин. наук, зав. лабораторией, Институт химии нефти СО РАН  
Россия, 634055, Томск, пр-т Академический, д. 4  
e-mail: [srcic@ipc.tsc.ru](mailto:srcic@ipc.tsc.ru)

**Владимир Владимирович Крупицкий** – руководитель центра геомоделирования, Югорский научно-исследовательский институт информационных технологий  
Россия, 628011, Ханты-Мансийск, ул. Мира, д. 151

**Юрий Михайлович Полищук** – доктор физ.-мат. наук, профессор, главный научный сотрудник, Институт химии нефти СО РАН  
Россия, 634055, Томск, пр-т Академический, д. 4

Статья поступила в редакцию 30.06.2020;  
Принята к публикации 28.04.2021;  
Опубликована 30.09.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

## Features of changes in the physico-chemical properties of oils in connection with great depths

I.G. Yashchenko<sup>1\*</sup>, V.V. Krupitsky<sup>2</sup>, Yu.M. Polishchuk<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tomsk, Russian Federation

<sup>2</sup>Ugra Research Institute of Information Technologies, Khanty-Mansiysk, Russian Federation

\*Corresponding author: Irina G. Yashchenko, e-mail: [srcic@ipc.tsc.ru](mailto:srcic@ipc.tsc.ru)

**Abstract.** A study was made of changes in the physico-chemical properties and occurrence conditions of oils depending on the depth, which made it possible to clarify the quantitative patterns of changes in the physico-chemical properties of oils at different depths and to reveal features of the properties of poorly studied deep-seated oils. The studies used information on more than 21000 oil samples from 167

oil-bearing basins of the world, obtained from the database on the physico-chemical properties of oils. It has been shown that in different oil-bearing basins the density and viscosity of oils decreases with depth. The content of sulfur, resins and asphaltene also decreases with depth, and the content of light fractions and oil gas increases. The features of the physico-chemical properties of deep-seated oils have been



established, which are manifested in a decrease in the density and viscosity of oils, in a decrease in the content of sulfur and asphalt-resinous substances, and in an increase in the content of light fractions and oil gas. The results of geological modeling of changes in the stress state of rocks associated with the displacement of the foundation blocks due to tectonic processes are considered.

It has been shown that at the edges of the downing tectonic blocks at the boundary of the sedimentary cover and the basement, zones of minimum pressure (decompression zones) are formed. The lightest hydrocarbons migrate along the faults into the decompression zones, forming deep-seated hydrocarbon deposits, what can serve as a justification for the features of the properties of deep-seated oils established in the work.

**Keywords:** deep-seated oils, oil and gas basin, hydrocarbon deposits, database, physico-chemical properties of oil, occurrence conditions, geological modeling, decompression zones

**Recommended citation:** Yashchenko I.G., Krupitsky V.V., Polishchuk Yu.M. (2021). Features of changes in the physico-chemical properties of oils in connection with great depths. *Georesursy = Georesources*, 23(3), pp. 99–108. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.13>

## References

- Glukhmanchuk E.D., Krupitsky V.V., Leontievsky A.V. (2015). Bazhenov oil – “shale technologies” and domestic production experience. *Nedropolzovanie XXI vek*, 7(57), pp. 32–37. (In Russ.)
- Glukhmanchuk E.D., Leontievskiy A.V., Krupitskiy V.V. (2014). The interlayer shift in the rocks of the Bazhenov formation as a regional factor of intraformational fracturing. *Nedropolzovanie XXI vek*, 5(49), pp. 24–26. (In Russ.)
- Grigoriev A.S., Mikhaylova A.V., Shakhmuradova Z.E. (1979). Relationships between the characteristics of vertical surface displacements and the stress state of the sedimentary cover in the over-fault zones. Stress and strain fields in the lithosphere. Moscow: Nauka, pp. 97–125. (In Russ.)
- Ibraev V.I. (2006). Prediction of the stressed state of reservoirs and seals of oil and gas deposits in Western Siberia. Tyumen: Tyumenskiy dom pechaty, 208 p. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Danilova V.P., Kostyreva E.A., Stasova O.F. (1998). Geochemistry and genesis of Paleozoic oils in Western Siberia. *Geokhimiya = Geochemistry*, 36(1), pp. 3–17. (In Russ.)
- Korotkov B.S., Simonov A.V. (2010). Prospects for gas search in the deep horizons of Western Siberia. *Vesti gazovoi nauki*, 1(4), pp. 48–56. (In Russ.)
- Leonov Yu.G., Volozh Yu.A. (2015). Oil deep horizons sedimentary basins of Russia and neighboring countries. *Monitoring, Nauka i Tekhnologii*, 4(25), pp. 6–15. (In Russ.)
- Lisovsky N.N., Halimov E.M. (2009). On the classification of hard-to-recover reserves. *Vestnik TsKR Rosnedra*, 6, pp. 33–35. (In Russ.)
- Polishchuk Yu.M., Yashchenko I.G. (2001). Statistical Analysis of Regional Variation in the Chemical Composition of Eurasian Crude Oils. *Petroleum Chemistry*, 41(4), pp. 271–276.
- Polishchuk Y.M., Yashchenko I.G., Kozin E.S., An V.V. (2001). Database on composition and physical and chemical properties of oil and gas. Russian Agency for Patents and Trademarks. Certificate No. 2001620067. (In Russ.)
- Punanova S.A., Shuster V.L. (2018). A new look at the prospects of oil and gas deep-seated pre-Jurassic deposits of Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 20(2), pp. 67–80. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.67-80>
- Purtova I.P., Varichenko A.I., Shpurov I.V. (2011). Hard-to-recover oil reserves. Terminology. Problems and state of development in Russia. *Nauka i TEK*, 6, pp. 21–26. (In Russ.)
- Shuster V.L., Dzyublo A.D. (2012). Geological preconditions of oil and gas potential in deep Jurassic and Pre-Jurassic deposits in the north of Western Siberia. *Expozitsiya Nefti Gaz*, 2(20), pp. 26–29. (In Russ.)
- Shuster V.L., Dzyublo A.D., Punanova S.A., Samoylova A.V. (2015). New geological and geochemical data of prospects of oil-and-gas content of deep-laying deposits of the North of Western Siberia. *Zhivye i biokosnye sistemy*, 14. (In Russ.). <http://www.jbks.ru/archive/issue-14/article-2/>
- Trofimov V.A., Masagutov R.Kh. (2012). A new approach to solving the problem of oil exploration in the Riphean-Vendian complex of the East European platform. *Geologiya nefi i gaza = Geology of oil and gas*, 2, pp. 80–83. (In Russ.)
- Yashchenko I.G. (2019). Specific Features of the Arctic Hard-to-Recover Oil of Siberia. *Chemistry for Sustainable Development*, 27(1), pp. 92–100. <https://doi.org/10.15372/CSD20190115>
- Yashchenko I.G., Krupitsky V.V., Polishchuk Y.M. (2019). Analysis of the regularities of change in the physicochemical properties of oils depending on the depth. *Proc. International Conference on the Advanced Materials with Hierarchical Structure for New Technologies and Reliable Structures – AIP Conference Proceeding*. Tomsk, 2167(1), 020393. <https://doi.org/10.1063/1.5132260>
- Yashchenko I.G., Polishchuk Y.M. (2019). Classification Approach to Assay of Crude Oils with Different Physicochemical Properties and Quality Parameters. *Petroleum Chemistry*, 59(10), pp. 1161–1168. <https://doi.org/10.1134/S0965544119100116>
- Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. (2016). Classification of Poorly Recoverable Oils and Analysis of their Quality Characteristics (Reviews). *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 52(4), pp. 434–444. <https://doi.org/10.1007/s10553-016-0727-9>
- Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. (2014a). Features of Physical and Chemical Properties of Hard-to-Recover Oils. *Tekhnologii nefi i gaza*, 91(2), pp. 3–10. (In Russ.)
- Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. (2014b). Hard-to-recover oils: physical and chemical properties and distribution patterns. Tomsk: V-Spekt, 154 p. (In Russ.)
- Zapivalov N.P. (2013). Geological and environmental risks in oil exploration and production. *Georesursy = Georesources*, 3(53), pp. 3–5. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.53.3.1>

## About the Authors

**Irina G. Yashchenko** – PhD (Geology and Mineralogy), Head of the Laboratory, Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences 4 Akademicheskoy Av., Tomsk, 634055, Russian Federation e-mail: [src@ipc.tsc.ru](mailto:src@ipc.tsc.ru)

**Vladimir V. Krupitsky** – Head of the Geomodelling Center, Ugra Research Institute of Information Technologies 151 Mira St., Khanty-Mansiysk, 628011, Russian Federation

**Yury M. Polishchuk** – DSc (Physics and Mathematics), Professor, Chief Researcher, Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences 4 Akademicheskoy Av., Tomsk, 634055, Russian Federation

Manuscript received 30 June 2020;

Accepted 28 April 2021;

Published 30 September 2021

# Метод обработки данных пассивной сейсмики для выявления контрастных внутрисолевых пропластков в геологическом разрезе Астраханского свода

Е.В. Биряльцев<sup>1</sup>, А.А. Вихорева<sup>2</sup>, В.А. Захарчук<sup>3</sup>, А.Ю. Комаров<sup>3</sup>, В.В. Пыхалов<sup>2\*</sup>, О.В. Тинакин<sup>3</sup>

<sup>1</sup>ООО «Градиент Технологии», Казань, Россия

<sup>2</sup>ООО «Октопус», Астрахань, Россия

<sup>3</sup>ООО «Газпром добыча Астрахань», Астрахань, Россия

Рассматривается задача обработки сигналов микросейсмических шумов (МСШ) с целью выявления и оценки глубины залегания контрастных геологических объектов – межсолевых пропластков, с потенциально высоким пластовым давлением. При невозможности использования искусственных источников волн ставится задача статистической обработки данных пассивных сейсмических наблюдений. Благодаря накоплению спектральной плотности мощности (СПМ) при длительной регистрации МСШ, происходит выделение детерминированного влияния среды на спектр случайного сигнала. Модуляция СПМ при воздействии белого шума на поверхность или подошву слоистой среды выражается через функцию Грина (ФГ) волнового уравнения. Соответствующие слоям вариации ФГ образуют базис для аппроксимации накопленной СПМ, и указывают на глубину и контрастность искомых объектов.

**Ключевые слова:** гидродинамически изолированные пласты, межсолевые пропластки, пластовое давление, пассивная сейсмика, низкочастотное сейсмическое зондирование, микросейсмический шум, функция Грина волнового уравнения, спектральная плотность мощности, накопление статистической информации, метод максимального правдоподобия

**Для цитирования:** Биряльцев Е.В., Вихорева А.А., Захарчук В.А., Комаров А.Ю., Пыхалов В.В., Тинакин О.В. (2021). Метод обработки данных пассивной сейсмики для выявления контрастных внутрисолевых пропластков в геологическом разрезе Астраханского свода. *Георесурсы*, 23(3), с. 109–117. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.14>

## Введение

Территория Астраханского свода является крупнейшей ресурсной базой Российского сектора Прикаспийской впадины (Антипов и др., 2008). Основные разведанные запасы углеводородов (УВ) в пределах Астраханского свода сосредоточены в башкирской продуктивной толще. Суммарные начальные ресурсы, приходящиеся на подсолевые отложения Астраханского свода, составляют 14,34 млрд т усл. т (Новиков и др., 2007). Здесь выявлено и разрабатывается месторождение-гигант – Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ), приуроченное к центральной части свода – Аксарайскому валу. Помимо него, в последние годы открыт по периферии Аксарайского вала ещё ряд крупных залежей УВ: Западно-Астраханское, Великое (рис. 1). На ряде площадей получены признаки углеводородов.

Одной из проблем, затрудняющих освоение и разведку месторождений, является проходка сложнопостроенных надпродуктивных отложений. Мощная надпродуктивная толща, около 4000 м, характеризуется сложным геологическим строением из 12 стратиграфических горизонтов от четвертичных до нижнепермских отложений, представленных терригенными, карбонатными, сульфатно-галогеенными породами.

Осложнения при бурении чаще всего связаны с проходкой соленосных толщ кунгурского яруса.

В строении соляной толщи кунгурского яруса можно выделить три формации: нижняя, сульфатно-карбонатная (филипповский горизонт); средняя, сульфатно-карбонатно-терригенная (СКТ) и верхняя, галогеенная. Средняя и верхняя формации образуют иренский горизонт.

Сульфатно-карбонатно-терригенная формация представлена чередованием пачек гипса, ангидрита, содержащими неравномерную примесь терригенно-карбонатного материала, внутрисолевых глин, аргиллитов, известняков, а также пород смешанного типа (сульфатно-терригенных и терригенно-сульфатных), разделённых пропластками галита.

СКТ формация подстилается нижней субгоризонтально залегающей толщей филипповского горизонта, представленного переслаиванием известняков, глинистых известняков, ангидритов с прослоями терригенного материала. СКТ формация перекрыта галогеенной формацией, представленной каменной солью – галитом с редкими пропластками негалогеенных пород.

Часто галогеенную формацию венчает верхняя сульфатно-карбонатная пачка «кепрок», представленная сульфатно-карбонатными породами.

Особенностью в строении СКТ формации является наличие в ней пачек негалогеенных пород, разделённых интервалами соли разной толщины. Такие пачки представляют собой гидроизолированные пласты (ГИП) которые могут содержать высоконапорные рапонасыщенные породы.

\* Ответственный автор: Виктор Владимирович Пыхалов  
e-mail: [viktor.pihalov@yandex.ru](mailto:viktor.pihalov@yandex.ru)

© 2021 Коллектив авторов

ГИП соответствует по данным ГИС и бурения совокупности интервалов разреза в нижнеиреньской толще, представленных одним, либо несколькими пластами негалогенных пород и отделённых друг от друга непроницаемыми породами малой толщины (15 и менее метров).

ГИП может содержать рапонасыщенные пропластки, пластовое давление в которых превышает давление в стволе скважины (критически высоконапорные пласты).

Вскрытие таких пластов приводит к аварийным ситуациям, связанным с рапопроявлением. При строительстве эксплуатационных и разведочных скважин, более чем в 50 из них были отмечены осложнения, связанные с рапопроявлениями из ГИП.

Ликвидация осложнений требует значительных материально-технических затрат и времени. В ряде случаев они заканчиваются ликвидацией скважин.

Непосредственно бурение, на сверхтяжёлых растворах начиная с глубины 2900 метров (минимальная глубина залегания нижнеиреньской СКТ формации) может привести к эффекту гидроразрыва для пластов с более низкими пластовыми давлениями и возникновению осложнений, приводящих также к аварийной ситуации и остановке бурения.

Для исключения и минимизации рисков возникновения осложнений, до начала строительства скважины, необходимо иметь представление о наличии ГИП и их количестве в разрезе скважины (прогнозные толщины, глубины вскрытия и количество ГИПов). Эти данные позволяют заблаговременно разработать организационно-технические мероприятия, актуализировать данные геомеханического моделирования.

## Геологическое строение объекта исследования

Решение задачи прогноза ГИП с использованием методов сейсморазведки 2D, 3D МОГТ весьма затруднено. В сейсмическом волновом поле сульфатно-карбонатно-терригенная формация кунгурского яруса проявляется хаотически распределёнными осями синфазности, которые отмечаются повышенной энергией относительно волнового поля, характерного для надсолевых отложений (рис. 2).

Расшифровать столь сложную волновую картину практически невозможно и связано это со следующими причинами:

- значительные искажения сейсмического волнового поля, вызываемые сложным строением соляных куполов. Искажения обусловлены крутыми углами наклона и резко изменчивой кривизной стенок соляных тел, являющихся преломляющими и рассеивающими границами, а также малыми размерами сводов соляных куполов по сравнению с используемыми при сейсморазведке апертурами наблюдений. Эти факторы приводят к существенной не гиперболичности годографов отражённых волн, значительному эффекту рассеяния сейсмической энергии;

- влияние различного рода волн помех (рассеянных волн, дифрагированных и других);

- невыдержанность физических и морфологических параметров внутрисолевых пачек и прослоев.

Для выявления особенностей строения ГИПов проанализированы разрезы скважин, в процессе строительства которых рапопроявления были успешно ликвидированы. Таких скважин оказалось 37.

Анализ данных ГИС и бурения показал, что рапонасыщенные интервалы (то есть интервалы, которые содержат высоконапорные рапонасыщенные пласты) могут являться как самостоятельными ГИПами, так и содержать несколько гидродинамически изолированных друг от друга пластов.

В рапонасыщенных интервалах экранами для ГИПов являются галогенные отложения кунгура, перекрывающие прослой негалогенных пород (трещинных ангидритов,

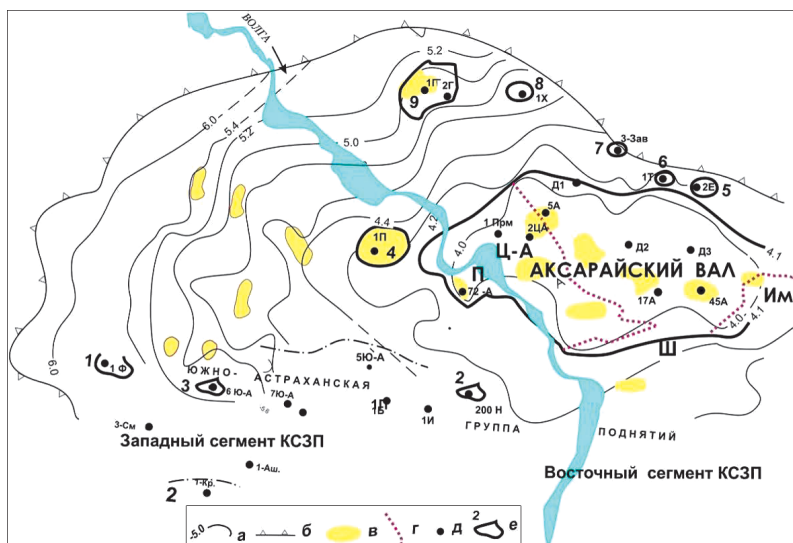


Рис. 1. Схема расположения объектов с доказанной бурением нефтегазоносностью башкирских отложений. а – изогипсы по кровле башкирских отложений; б – контур карбонатного массива по кровле башкирских отложений; в – ЗОТ; г – границы сегментов АГКМ: П – Правобережный; Ц-А – Центрально-Астраханский; Л – Левобережный; Ш – Шагалинский; Им – Имашевский; д – скважины; е – структуры (объекты) с признаками УВ: 1 – Ферсмнская; 2 – Николаевская; 3 – Уланская; 4 – Правобережная; 5 – Еленовская; 6 – Табаковская; 7 – Заволжская; 8 – Харабалинская; 9 – Селитренно-Георгиевская

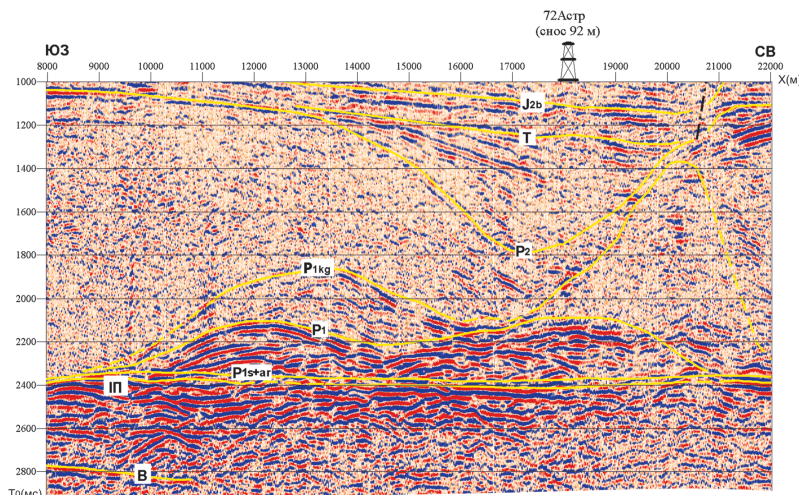


Рис. 2. Проявление нижней формации (толща, заключённая между горизонтом P1-P1a) в сейсмическом волновом поле. Правобережный сегмент Астраханского свода.



пород смешанного типа (сульфатно-карбонатных и сульфатно-терригенных прослоев), внутрисолевых глин), играющих роль емкостных резервуаров рапы.

В ряде случаев экранами для ГИПов могут выступать ангидриты с отсутствием открытых трещин.

В результате выполненного анализа данных геофизических исследований скважин, а также данных станции геолого-технологических исследований в 37 разрезах скважин выявлены 52 высоконапорных рапонасыщенных гидродинамически изолированных пласта.

Статистический анализ этих данных показал, что более 92 % из всех выявленных ГИПов содержат пропластки ангидритов, 74 % связаны с наличием внутрисолевых глин, и 70 % характеризуются наличием пород смешанного типа.

В целом же более 90 % ГИПов характеризуются наличием от двух и более пропластков пород различного литотипа.

Соответственно ГИПы, представленные только одним литотипом (пласт ангидрита, пласт пород смешанного типа, пласт внутрисолевой глины), встречаются сравнительно редко.

Границы пород различных литотипов обладают различным акустическим импедансом и, соответственно, коэффициентом отражения (табл. 1).

По данным ГИС скорость прохождения упругих волн в толще соли составляет 4500–4600 м/с. Плотность соли изменяется от 2,1 г/см<sup>3</sup> до 2,2 г/см<sup>3</sup> и в среднем может быть принята равной 2,15 г/см<sup>3</sup>.

Для сульфатно-галогенных и ангидритовых пород скорость продольных волн изменяется от 5300 м/с до 5800 м/с, плотность – от 2,6 г/см<sup>3</sup> до 2,8 г/см<sup>3</sup>. Сульфатно-терригенные и терригенно-сульфатные породы характеризуются изменением скорости продольных волн от 4600 до 4800, 4800 м/с, плотности 2,4–2,55 г/см<sup>3</sup>. Внутрисолевые глины характеризуются скоростью продольных волн, в среднем равной 4200 м/с и плотностью 2,4 г/см<sup>3</sup>.

Рассчитанные положительные коэффициенты отражения на основе этих осредненных характеристик (табл. 1) показали, что внутрисолевые пропластки имеют значимые коэффициенты отражения по сравнению с вмещающей породой (прежде всего галитом). При этом наибольшим коэффициентом отражения будут характеризоваться ГИПы, связанные с ангидритами, – в виде наличия ангидритов в кровле (граница соль/ангидрит), либо в подошве (глина/ангидрит). Коэффициенты отражения для таких границ составляет 0,23–0,25. Высоким коэффициентом отражения будет характеризоваться граница глина/породы смешанного типа (ПСТ).

Менее выраженными являются границы глина/галит и ПСТ/ангидрит.

Как правило, ГИПы, представленные несколькими литотипами, имеют не менее трёх пластов, обладающих четырьмя акустически контрастными границами (две с положительными и две с отрицательными коэффициентами отражения). ГИПы, представленные только одним литотипом, будут характеризоваться только двумя акустически контрастными границами (соответственно, с одним положительным и одним отрицательным коэффициентами отражения).

Другим важным параметром является толщина ГИПа. Интервалы негалогенных пород, содержащие в своём

| К <sub>отр</sub> | Кровля пласта          | Подошва                |
|------------------|------------------------|------------------------|
| 0,23             | Галит                  | Ангидрит, ГСП          |
| 0,16             | Галит                  | Породы смешанного типа |
| 0,25             | Глина                  | Ангидрит, ГСП          |
| 0,072            | Породы смешанного типа | Ангидрит, ГСП          |
| 0,18             | Глина                  | Породы смешанного типа |
| 0,019            | Глина                  | Галит                  |

Табл. 1. Расчётные коэффициенты отражения для границ, связанных с ГИПами

составе высоконапорные пласты, имеют толщину от 3 м до 240 м. При этом рапонасыщенные интервалы могут быть как самостоятельными ГИПами, так и содержать несколько ГИПов.

В подавляющем большинстве случаев 63% ГИПов имеют толщину в 40 м и представлены несколькими литотипами.

17 рапонасыщенных интервалов имеют толщину менее 40 м, и 6 из них (35 %) представлены одним литотипом.

Анализ коэффициента аномальности, рассчитанного по плотности бурового раствора показал, что его величина не связана с толщиной как ГИПа, так и рапонасыщенного интервала. Какой-либо связи между величиной коэффициента аномальности рапонасыщенного пласта и морфологией соляных тел также не отмечено. Высоконапорные рапонасыщенные пласты отмечены в пределах распространения сводов соляных тел, их склонов и мульд.

Исследования показали, что существует общая тенденция – с увеличением толщины соляного тела увеличивается и суммарная толщина сульфатно-терригенно-карбонатной формации (соответственно, и количество критически высоконапорных пластов).

Коэффициент линейной аппроксимации составляет 0,4, т.е. здесь можно говорить только о наличии некой тенденции. При этом отмечается много случаев, когда толщина соляного тела велика – более 3500 м, а доля негалитовой части практически равна нулю (то есть сульфатно-терригенно-карбонатная формация отсутствует).

Таким образом использовать морфологический критерий для прогнозирования ГИПов не представляется возможным.

Анализ данных ГИС для скважин, расположенных на расстоянии не более 1 км друг от друга, показывает, что количество и толщина негалогенных прослоев, слагающих сульфатно-терригенно-карбонатную формацию, а также их литология резко изменчивы по латерали и вертикали. Это делает межскважинную корреляцию таких пропластков по данным бурения и ГИС в подавляющем количестве случаев невозможной.

В редких случаях удаётся выделить протяжённые пласты, однозначно идентифицированные между двумя скважинами. Эти данные свидетельствуют о том, что латеральные размеры ГИПов не превышают 2 км, и в большинстве случаев они не превышают 1 км.

Определение углов залегания внутрисолевых пропластков сделано в ограниченном количестве скважин. Полный анализ керн выполнен только в трёх из них по всему вскрытому разрезу, в нескольких – лишь по

результатам отобранного керна в отдельных интервалах разреза.

В нескольких скважинах данные об угле залегания пропластков можно получить по результатам определения элементов залегания пластов и трещин методом ИПТН (индукционно-пластово-трещинная наклонометрия).

В результате этих исследований установлено, что преобладающее залегание внутрисолевого прослоя субгоризонтальное. При этом в ряде скважин встречены отдельные интервалы, подстилаемые и перекрываемые галитом, с залеганием внутрисолевого пропластка под углами более  $30^\circ$ . В разрезах отмечено, что интервалы с субгоризонтальным залеганием могут чередоваться с интервалами, в пределах которых внутрисолевого пропластка наклонены под углом более чем в  $30^\circ$ .

Таким образом, задача прогноза ГИПов с потенциальным высоконапорными пластами сводится к выявлению акустически контрастных границ, соответствующих в большинстве случаев кровле и подошве ГИПов, либо одиночных отражений (для ГИПов сложенных одним литотипом).

В связи с неэффективностью применения активной сейсморазведки и методов межскважинной корреляции, для прогнозирования ГИПов внутри соленосных отложений кунгурского яруса была опробована технология пассивной сейсморазведки.

### Предлагаемый подход

В настоящее время теоретические методы пассивной сейсмоки, в частности метод низкочастотного сейсмического зондирования (НСЗ), анализ и обработка полевых наблюдений микросейсмических шумов (МСШ) представлены в работах (Biraltsev et al., 2009; Графов и др., 1996). В данных работах реализовано прямое моделирование функции Грина трехмерной среды и детальный статистический анализ шумов, а также предложен способ компенсации сигнала поверхностной волны на вертикальной компоненте каждого приемника.

Предположение об источнике на глубинной поверхности и связь между коэффициентами прохождения и отражения (Claerbout, 1968) составляют основу обобщенного метода НСЗ (метод низкочастотного сейсмического зондирования) – интерферометрии (Draganov et al., 2003). Тезисы метода интерферометрии развиваются в ряде работ (Vidal et al., 2018) и охватывают широкий круг задач сейсморазведки и мониторинга.

Во всех методах НСЗ система наблюдений должна включать площадную расстановку (антенну) ЗС-приемников со строгой ориентацией проекций XYZ, что связано с пространственным разрешением (пеленгом) направлений распространения волны. Селекция по направлению прихода волны необходима для исключения из обработки как поверхностных волн, в которых доминируют техногенные помехи, так и головных или отраженных под большими углами объемных волн, поскольку они не испытывали отражения от искоемых геологических объектов, а их акустические пути лежат преимущественно вне изучаемого разреза. Фазирование сейсмической антенны позволяет вращать главный лепесток диаграммы направленности и получить взвешенные суммы сигналов (волн) различных направлений. В данном случае, информативными

являются только волны с вертикальным распространением. Синтез диаграммы направленности и разделение сигналов по направлениям осуществлены в теории цифровых антенных решеток (ЦАР) (Haykin, 1985).

Важным элементом НСЗ является выделение в естественном акустическом поле вертикально-направленных резонансных волн, которые образуются на акустически контрастных границах и резонируют в геологической среде. Роль резонаторов играет толща, заключенная между дневной поверхностью и отражающей границей.

### Постановка задачи в приближении однократного отражения

Мы будем решать задачу выявления контрастных объектов в почти известной геологической среде в следующей постановке. Пусть имеется горизонтально-однородная полубесконечная<sup>1</sup> модель среды с известными упруговязкими характеристиками, в которой на некоторых глубинах могут находиться  $N$  тонких возмущающих объектов (слоев), имеющих реологические характеристики и толщину, варьирующиеся около типовых характеристик. Такая постановка задачи характерна для поиска маломощных протяженных, но невыдержанных по простиранию, включений (залежей, интрузий) в плоскопараллельную геологическую среду. Эти включения могут находиться в известных диапазонах глубин, и располагаться с искусственно введенным равномерным по глубине шагом.

Пусть  $G(t; z, z')$  – сечение функции Грина (ФГ) для полубесконечной среды при расположении источника и приемника на поверхности:  $z = z' = 0$ ,  $G(t) = G(t; 0, 0)$ . При фиксированных пространственных аргументах ФГ является импульсной характеристикой во временной области и комплексной частотной характеристикой в спектральном представлении.

Для однородного полупространства имеем базовую ФГ  $G_0(t)$ , в случае наличия  $i$ -го слоя:  $G_i(t) = G_0(t) + \delta G_i(t)$ . В приближении однократного отражения ФГ  $G(t)$ , в случае наличия в среде нескольких малых возмущающих объектов, можно записать в виде суммы базовой ФГ  $G_0(t)$  и вариаций  $\delta G_i(t)$ , без учета влияния возмущений друг на друга:

$$G(t) = G_0(t) + \sum_{i=1}^N m_i \delta G_i(t), \quad (1)$$

где  $m_i$  – функция наличия объекта, принимающая значение 1 при наличии объекта в среде и 0 при его отсутствии. Рассмотрим далее преобразование Фурье  $\tilde{G}(\omega)$  для  $G(t)$

$$\tilde{G}(\omega) = \tilde{G}_0(\omega) + m_i \delta \tilde{G}_i(\omega) = \tilde{G}_0(\omega) (1 + m_i S_i(\omega)), \quad (2)$$

где  $\tilde{G}_0(\omega)$  и  $\delta \tilde{G}_i(\omega)$  комплексные Фурье-образы ФГ  $G_0(t)$  и вариации ФГ  $\delta G_i(t)$ , соответственно, относительное возмущение:

$$S_i(\omega) = \delta \tilde{G}_i(\omega) / \tilde{G}_0(\omega). \quad (3)$$

Здесь и далее по повторяющимся в правой части равенства индексам  $i, j$  проводится суммирование в пределах от 1 до  $N$ , где  $N$  – количество слоев.

<sup>1</sup>Ось ОЗ декартовой системы координат направлена вертикально вниз, глубине соответствует координата  $z \in [0, +\infty)$

## 2.2 Спектральная плотность функции Грина

Построим спектральную плотность мощности (СПМ) частотной характеристики среды или квадрат модуля ФГ:

$$P(\omega) = |\tilde{G}(\omega)|^2 = \tilde{G}(\omega) \tilde{G}(-\omega).$$

Заметим, что  $\tilde{G}^*(\omega) = \tilde{G}(-\omega)$ ; с использованием формул (2, 3) получим:

$$P(\omega) = P_0 \left( 1 + m_i S_i(\omega) + m_i S_i(-\omega) + m_i m_j S_i(\omega) S_j(-\omega) \right), \quad (4)$$

где  $P_0 = |G_0|^2$ , учитывая, что согласно постановке задачи  $|\delta G_i| \ll |G_0|$ ,  $(|S_i| \ll 1)$ , можно пренебречь квадратичным слагаемым в (4):

$$P(\omega) = P_0 \left( 1 + 2m_i \Re(S_i(\omega)) \right), \quad (5)$$

$$P(\omega) + i\mathcal{H}[P](\omega) = P_0 \left( 1 + 2m_i S_i(\omega) \right),$$

где  $\mathcal{H}[\cdot]$  – преобразование Гильберта. Как видно из второй формулы (5) аналитическая форма вещественной четной функции  $P(\omega)$  выражается через комплексные относительные вариации (3) функции Грина (2). Определение  $\delta G_i(\omega)$ , в общем случае, не поддается аналитическому расчету, но для плоских слоев можно вывести передаточную функцию отражения от слоя.

## 2.3. Отражение от одиночного слоя в однородной среде

Рассмотрим вначале случай однородной среды (в полупространстве) с одним возмущающим объектом. Частотную зависимость  $\delta \tilde{G}_i(\omega)$  можно построить как составной коэффициент отражения от слоя толщиной  $h_i$  на глубине  $H_i$ . Если  $R$  – коэффициент отражения от верхней границы слоя, тогда коэффициент отражения от нижней границы противоположен по знаку. Коэффициенты прохождения через границу слоя:  $T_i^+$  – внутрь слоя,  $T_i^-$  – выход из слоя. Набег фазы при двойном проходе волны между границами слоя выражается через времена пробега  $\tau_i = h_i/v_i$ ,  $t_i = H_i/v_0$ , где  $v_0, v_i$  – фазовые скорости волн. В результате получаем модель частотной характеристики отражения<sup>2</sup>:

$$\delta \tilde{G}_i(\omega) = K_i(\omega) R_i \left( 1 - T_i^+ T_i^- e^{-i2\omega\tau_i} \right) e^{-i2\omega t_i}, \quad (6)$$

где  $K_i(\omega)$  – комплексная частотная характеристика среды от поверхности до слоя и от слоя до поверхности, без учета времени пробега. Коэффициент отражения от верхней границы слоя и коэффициенты прохождения внутрь слоя и из слоя в среду, соответственно:

$$R_i = \frac{z_i - z_0}{z_i + z_0}, \quad T_i^\pm = 1 \pm R_i, \quad (7)$$

где  $z_i = \rho_i v_i$  – импеданс,  $\rho_i$  – плотность среды.

Вариации  $\delta \tilde{G}_i(\omega)$  хорошо заметны только в низкочастотном диапазоне, ниже нижней границы традиционных источников сейсмических сигналов, которая обычно составляет 8–10 Гц. В случае природного источника данные

наблюдений представляют собой естественный микро-сейсмический шум (МСШ), его спектральная плотность является случайной функцией. Обусловленная объектом модуляция спектра является изменением случайной функции, следовательно, для детектирования объекта необходимо перестроить обработку данных таким образом, чтобы исключить влияние случайности отклика. Использование МСШ в методе НСЗ дает возможность накопления большого объема информации для вычисления статистических характеристик, прежде всего, корреляционных функций.

С помощью ФГ горизонтально-однородной среды запишем отклик от произвольного распределенного на поверхности источника  $f(t)$ :

$$u(t) = \int dt' G(t - t') f(t'). \quad (8)$$

Аналогично записывается отклик от источника, распределенного на нижней границе. С учетом (8) образуем произведение значений  $u(t_1)$  и  $u(t_2)$ , затем усредним обе части равенства по реализациям случайного процесса (СП) источника, ФГ является детерминированной и выносится за скобки усреднения  $\langle \cdot \rangle$ :

$$\langle u(t_1) u(t_2) \rangle = \int dt'_1 \int dt'_2 G(t_1 - t'_1) \langle f(t'_1) f(t'_2) \rangle G(t_2 - t'_2). \quad (9)$$

Приближением автокорреляционных функций (АКФ) являются средние произведения:

$$B_k(\tau) = \langle u(t_1) u(t_2) \rangle_k, \quad \mathcal{F}_k(\tau) = \langle f(t'_1) f(t'_2) \rangle_k, \quad (10)$$

где предусмотрен переход к стационарному виду введением переменных разностного времени  $\tau = t_1 - t_2$  и среднего времени  $s_k = \langle (t_1 + t_2)/2 \rangle$ , где  $s_k$  – момент времени середины окна (кадра) усреднения,  $k$  – номер кадра.

Благодаря зависимости  $\mathcal{F}_k(\tau)$  от разностного времени  $\tau = t_1 - t_2$ , свертка (9) преобразуется к виду<sup>3</sup>:

$$B_k(\tau) = G(\tau) * \mathcal{F}_k(\tau) * G(-\tau). \quad (11)$$

В спектральном представлении (11) примет вид:  $B_k(\omega) = \tilde{G}(\omega) F_k(\omega) \tilde{G}(-\omega)$ . В скалярном случае последнее равенство можно записать через СПМ:

$$B_k(\omega) = P(\omega) F_k(\omega), \quad P(\omega) = \tilde{G}(\omega) \tilde{G}(-\omega). \quad (12)$$

Благодаря линейности (8), можно образовать любую моментную функцию отклика, которая связана с одноименной функцией источника через полином от ФГ. Детерминированность моментной функции относительно СП приводит к уравнению для ФГ, в простейшем случае вида (12), если существует математическое ожидание (МО)  $E[F_k(\omega)] = \mu(\omega)$ . Следовательно, известная моментная функция СП источника играет роль детерминированного источника, что позволяет найти ФГ из результатов измерений МСШ.

## 2.4. Решение задачи о наличии пластов как оценивание параметров сигнала

Для реальных микросейсмических шумов характерна значительная и приблизительно одинаковая спектральная

<sup>2</sup>Соответствующая слою (объекту) вариация функции Грина может иметь более сложный вид, амплитудный и фазовый спектры данной вариации полностью характеризуют отражающие свойства слоя. В зависимости от вида вмещающей геологической формации, включения (залежи) могут обладать нетривиальными реологическими свойствами, благодаря которым происходит частотно-фазовое преобразование между падающей и отраженной волной.

<sup>3</sup>В случае нестационарности источника, данная сверточная формула не точна, но может быть использована при медленном изменении АКФ источника по переменной среднего времени, по сравнению со скоростью изменения по разностному времени (т.е. по сравнению с изменением на интервале корреляции).



плотность в диапазонах от 1 до 5÷10 Гц, которая резко падает в более высокочастотном диапазоне (рис. 3).

На основе формул (5) и (12) мы можем предложить метод обнаружения поисковых объектов с известными характеристиками в известном в целом геологическом разрезе.

При использовании выражений (5) и (12) необходимо учесть, что для единичного полевого наблюдения  $B_k(\omega)$  дисперсия зарегистрированного сигнала недопустимо большая. По этой причине, необходимо усреднение по множеству кадров наблюдения, что уменьшает дисперсию в  $n$  раз, где  $n$  – количество кадров. Процедура усреднения (12) по  $n$  кадрам приводит к уравнению:

$$\bar{B}_n(\omega) = P(\omega) \bar{F}_n(\omega), \quad (13)$$

где накапливаемые средние значения определены стандартно, как средние арифметические по первым  $n$  кадрам; в процессе измерений  $n$  увеличивается:

$$\bar{B}_n(\omega) = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n B_k(\omega), \quad \bar{F}_n(\omega) = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n F_k(\omega). \quad (14)$$

СПМ случайного процесса является суммой квадратов двух нормально распределенных СП с нулевым МО и одинаковой конечной дисперсией. Известно (Marple 2003), что процесс  $\{F_k(\omega), k \in \mathbb{N}\}$  имеет экспоненциальное распределение плотности вероятности с параметром  $\lambda=1/\mu$ , МО  $EF(\omega) = \mu$ , и дисперсией  $DF(\omega) = \mu^2$ . Согласно доказанной в теории вероятности центральной предельной теореме, дисперсия накапливаемого среднего уменьшается в  $n$  раз:  $D\bar{F}_n(\omega) = \mu^2/n$ .

Вычислительная задача включает аппроксимацию накопленной в ходе измерений СПМ  $\bar{B}_n(\omega)$  микросейсмических шумов с помощью представления (5) соответствующей спектральной плотности  $P(\omega)$ . Предварительно требуется численное моделирование базовой ФГ  $G_0(\omega)$  и вариаций  $\delta G_i(\omega)$  для имеющих геологический смысл положений поисковых (возмущающих) объектов.

Коэффициенты  $m_i$ , определенные в формуле (1), можно интерпретировать как степень выраженности объекта, включая его толщину и контрастность по сравнению с поисковым объектом эталонной толщины и контрастности. При решении обратной задачи выявления пропластков, наряду с интенсивностью отражения (амплитудой отклика), требуется оценка глубины залегания (или времени задержки отклика) каждого слоя. Число пропластков, которые могут быть выявлены, заранее неизвестно. Следовательно, решение можно сформулировать как оценивание параметров сигнала, представленного в виде линейной комбинации с коэффициентами  $m_i$  базисных передаточных функций  $S_i(\omega)$  тонких слоев, расположенных с постоянным шагом по глубине. Вектор значений коэффициентов  $m_i$ , обеспечивающий наилучшую устойчивую аппроксимацию полевой СПМ, показывает временной или глубинный геологический разрез, как результат обработки данных пассивных сейсмических наблюдений. Для оценки параметров  $m_i$  применялся метод максимума правдоподобия (Крамер,

1975). Задача аппроксимации СПМ есть минимизация невязки:  $|\bar{Z}_n(\omega) - m_i S_i(\omega)|^2 \rightarrow \min$  где  $\bar{Z}_n(\omega)$  – осциллирующая относительно базового значения величина накопленной полевой СПМ в аналитической форме:

$$\bar{Z}_n(\omega) = \frac{1}{2} \left( \frac{\bar{B}_n(\omega) + i\mathcal{H}[\bar{B}_n](\omega)}{P_0(\omega) \mu(\omega)} - 1 \right). \quad (15)$$

Таким образом если известна геологическая модель вмещающей среды, содержащая конфигурацию границ, интервальные характеристики (скорость продольных и поперечных волн, плотность) и предполагаемым месторасположением поискового объекта, то появляется возможность построения моделей поля вертикально направленных волн с различным месторасположением поискового объекта.

Если из наблюденного естественного волнового поля удалить все волны кроме вертикально направленных резонансных волн, то при прочих равных условиях, суммарный амплитудно-частотный спектр формируемых вертикально направленных волн, как от тонкого пласта (например в виде ГИП), так и отражающих границ, будет отличаться от такового при отсутствии тонкого пласта (например ГИПа).

Сопоставление модельных полей с результатами наблюденного поля вертикально направленных резонансных волн позволяет определить наличие и месторасположение поисковых объектов.

## Результаты

Предлагаемый подход был применен для выполнения работ по выявлению тонких акустически контрастных рапонасыщенных пластов в толще соляных диапиров при предпроектной подготовке к строительству скважин глубокого бурения на АГКМ.

Полевые работы в пределах месторасположения проектных скважин выполнены с использованием сейсмометров LE-3D/5s, позволяющих регистрировать естественное волновое поле в частотном диапазоне от 0,2 Гц, динамический диапазон – 140 дБ. Работы выполнялись по прямоугольной сетке с шагом между приборами 250 метров. Обработка проводилась на суперкомпьютере на графических процессорах, имеющим производительность по LINPACK 36,6 Тфлопс.

Для решения задачи выявления и картирования межсолевых ГИП была построена теоретическая модель геологической среды с наличием ГИП, которая базируется на данных ГИС и ВСП, и включает в себя структурную и интервальную модель основных акустически контрастных границ, а также среднестатистическую модель ГИП.

В соответствии с данными, приведёнными в разделе 1 настоящей статьи, создана следующая модель,

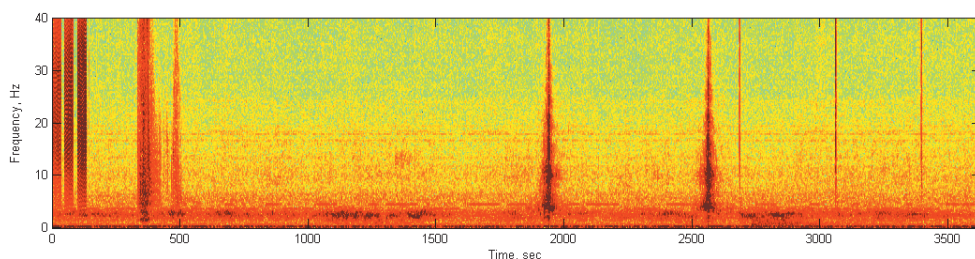


Рис. 3. Типичная спектрограмма естественного микросейсмического шума

описывающая наиболее вероятный ГИП в районе проведения исследований:

1. Толщина ГИПа составляет 75 метров;
2. ГИП в кровле и подошве ограничен пластами (толщиной по 25 метров). Породы, слагающие пласты, характеризуются положительным коэффициентом отражения относительно вмещающей среды;
3. ГИПы перекрываются и подстилаются галитовыми породами кунгурского яруса. Отметим, что для такой модели ГИПы являются синонимом определения рапонасыщенный интервал.

Для модального ГИПа определены параметры вмещающей среды и пластов, его слагающих.

Подбор параметров базировался на данных ГИС (см. раздел 1 настоящей статьи), а также результатах опытных работ по выявлению ГИПов в районе с уже известными ГИПами (по данным пробуренных ранее скважин).

В результате подбора параметров вмещающей ГИПы среды и пластов, слагающих ГИП, получены следующие значения:

- для вмещающей среды скорость прохождения упругих волн – 4600 м/с, плотность – 2,15 г/см<sup>3</sup>;
- для пластов (индикаторов ГИПа), расположенных в кровле и подошве ГИПов, скорость продольных волн – 4800 м/с, плотность – 2,6;
- для пласта, заключённого между пластами в кровле и подошве ГИПа, параметры приняты такими же, как и для вмещающей среды;
- толщина пласта в кровле и подошве ГИПа равна 25 метров.

Полевой материал обработан по стандартному графу обработки методом НСЗ.

Произведен расчет модели отклика от вмещающей среды модели ГИП в разрезе и с ее наличием на различных глубинах.

Волновая картина, полученная в результате обработки полевого материала, сопоставлена с результатами моделирования, что дало возможность определить наиболее вероятные положения ГИПов и сделать прогноз на их наличие в районе проектных скважин.

Прогнозы выданы до вскрытия соленосных отложений кунгурского яруса. На рисунке 4 приведены примеры сопоставления данных НСЗ и бурения.

Как видно из представленного рисунка, выявленным повышенным показателям амплитуд параметра НСЗ соответствуют гидродинамически изолированные пласты. При этом выявленные ГИПы обладают небольшой толщиной и имеют локальное распространение, что подтверждается данными бурения значительного количества скважин.

В таблице 2 приведены результаты ретроспективной оценки точности выданного прогноза. Фактические результаты показывают, что точность прогноза составляет более 75 %. Погрешность в оценке глубины залегания кровли ГИПа

в среднем составляет 40 м.

Для сложных условий солянокупольной тектоники, полученные результаты прогноза ГИПов подтверждают эффективность методики НСЗ для решения задачи выявления тонких пластов.

## Выводы

Проведенные практические работы на основе разработанной методики выделения детерминированного сигнала в виде резонансных вертикально направленных волн свидетельствуют о следующем.

Практическое применение метода НСЗ для решения задачи выявления тонких, высоконапорных гидродинамически изолированных пластов в толще соляных диапиров показало на высокую чувствительность метода, в частности удаётся выделить акустически контрастные пачки толщиной от 25 м и выше.

Ретроспективные оценки прогноза ГИПов показали (табл. 2), что вероятность существования ГИП по НСЗ составила 71 % (22 ГИП из 31 выделенных по ГИС). Погрешность по глубине определения кровли ГИП – от 5 до 66 м, за исключением 2х ГИП – 85 м (скв. X3) и 113 м (скв. X5). Средняя погрешность в оценке глубины кровли ГИПа 40 м.

Полученные результаты в условиях интенсивных техногенных помех, вызванных стационарными источниками, демонстрируют возможность использования метода НСЗ в условиях действующего месторождения, на котором затруднительно проведение уточнения геологической модели методами активной сейсморазведки.

Накопленный практический опыт применения геолого-математической модели обработки НСЗ под задачи выявления ГИП в разрезе нижнепермских отложений кунгурского яруса иренского горизонта в разрезе Астраханского свода подтверждает эффективность метода.

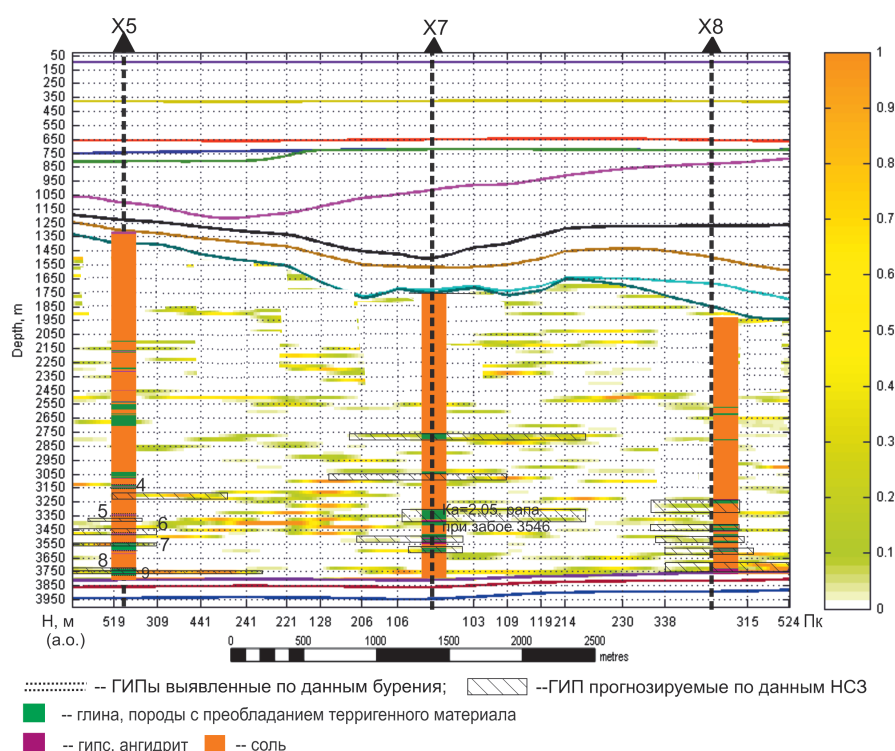


Рис. 4. Выделение ГИПов на разрезах амплитуд НСЗ

| № п | Номер скважины | Прогноз ГИП по НСЗ |       | ГИП по ГИС (а.о) |         | Невязка прогноза |            | Оценка прогноза |
|-----|----------------|--------------------|-------|------------------|---------|------------------|------------|-----------------|
|     |                |                    |       |                  |         | кровля, м        | подошва, м |                 |
| 1   | X1             | 3500               | 3590  | 3507,9           | 3579,8  | 7,9              | 10,2       | +               |
| 2   | X2*            | 3150               | 3225  | 3132,46          | 3182,76 | 17,54            | 42,24      | +               |
| 3   |                | 3550               | 3650  | 3510,66          | 3554,06 | 39,34            | 95,94      | +               |
| 4   | X3             | 3175*              | 3200* | 3156             | 3172,3  | 19               | 27,7       | +               |
| 5   |                | -                  | -     | 3264,9           | 3341,1  | -                | -          | ©               |
| 6   |                | 3450               | 3500  | 3504,6           | 3532,3  | 54,6             | 32,3       | +               |
| 7   |                | 3500               | 3550  | 3532,3           | 3556,6  | 32,3             | 6,6        | +               |
| 8   |                | 3625               | 3650  | 3580,3           | 3694,6  | 44,7             | 44,6       | +               |
| 9   |                | -                  | -     | 3694,6           | 3742,1  | -                | -          | ©               |
| 10  | X4             | 3025               | 3050  | 3019,83          | 3028,03 | 5,17             | 21,97      | +               |
| 11  |                | 3250               | 3325  | 3258,43          | 3324,93 | 8,43             | 0,07       | +               |
| 12  |                | 3425               | 3450  | 3385,63          | 3419,23 | 39,37            | 30,77      | +               |
| 13  |                | 3550               | 3625  | 3560,93          | 3645,63 | 10,93            | 20,63      | +               |
| 14  |                | 3725               | 3750  | 3691,13          | 3744,83 | 33,87            | 5,17       | +               |
| 15  | X5             | 3200               | 3225  | 3124             | 3139,2  | 76               | 85,8       | +               |
| 16  |                | 3375               | 3400  | 3331,5           | 3337,7  | 43,5             | 62,3       | +               |
| 17  |                | 3400               | 3425  | -                | -       | -                | -          | Δ               |
| 18  |                | 3425               | 3500  | 3538,2           | 3550,3  | 113,2            | 50,3       | +               |
| 19  |                | 3550               | 3575  | 3550,3           | 3591,4  | 0,3              | 16,4       | +               |
| 20  |                | 3725               | 3750  | 3737,3           | 3740,1  | 12,3             | 9,9        | +               |
| 21  |                | 3750               | 3800  | 3740,1           | 3767    | 9,9              | 33         | +               |
| 22  | X6             | 2825               | 2850  | 2780,6           | 2822,6  | 44,4             | 27,4       | +               |
| 23  |                | -                  | -     | 2984,6           | 3036,6  | -                | -          | ©               |
| 24  |                | 3200               | 3225  | -                | -       | -                | -          | Δ               |
| 25  |                | 3325               | 3350  | 3343             | 3387,8  | 18               | 37,8       | +               |
| 26  |                | 3400               | 3450  | 3387,8           | 3418,6  | 12,2             | 31,4       | +               |
| 27  |                | -                  | -     | 3532,6           | 3616,4  | -                | -          | ©               |
| 28  |                | -                  | -     | 3633             | 3677,9  | -                | -          | ©               |
| 29  |                | 3750               | 3775  | 3677,9           | 3707,4  | 72,1             | 67,6       | +               |

Табл. 2. Сопоставление прогноза и данных бурения. Прогноз ГИП: + подтвержденные по ГИС; Δ не подтвержденные по ГИС; © не выявлены. \*Прогноз только для оценки гидродинамической связи этих двух пластов с высоконапорными пластами близрасположенной скважины 915Ф

### Благодарности

Авторы благодарят компанию «Газпром добыча Астрахань» за возможность публикации результатов практического применения предлагаемого подхода.

### Литература

- Антипов М.П. и др. (2008). Астраханский карбонатный массив: строение и нефтегазоносность. Под ред. Ю.А. Воложа, В.С. Парасыны. Москва: Научный мир, 221 с.
- Графов Б.М. и др. (1996). Анализ геоакустического излучения низкочастотной залежи при использовании технологии АНЧАР. *Геофизика*, 5, с. 24–28.
- Крамер Г. (1975). Математические методы статистики. 2-е изд. Москва.
- Новиков А.А., Бражников О.Г., Репей А.М. и др. (2007). Перспективы поисков крупных скоплений нефти и газа в подсоевых отложениях западной части Прикаспийской впадины. *Материалы конференции «Геология, ресурсы, перспективы освоения нефтегазовых недр Прикаспийской впадины и Каспийского региона»*. М., с. 30–32.
- Birialtsev E. et al. (2009). Experience in Low-Frequency Spectral Analysis of Passive Seismic Data in Volga-Ural Oil-Bearing Province. *International Petroleum Technology Conference (IPTC)*, Doha, Qatar. <https://doi.org/10.2523/IPTC-13678-MS>
- Claerbout J.F. (1968). Synthesis of a layered medium from its acoustic transmission response: *Geophysics*, 33, pp. 264–269. <https://doi.org/10.1190/1.1439927>
- Draganov D., Wapenaar K., Thorbecke J. (2003). Synthesis of the reflection response from the transmission response in the presence of white noise sources: *65th Annual International Conference and Exhibition, EAGE, Extended Abstracts*, P218. <https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.6.P218>
- Haykin S. (1985). *Radar array Processing for Angle-of-Arrival Estimation*. Array Signal Processing, New Jersey: Prentice Hall Inc., pp. 194–292.
- Marple S.L. (2003) *Digital Spectral Analysis with Applications in C, FORTRAN, and MATLAB*. Prentice-Hall.

Vidal et al. (2018). Passive body-wave interferometric imaging with directionally constrained migration. *Geophys. J. Int.*, 215, pp. 1022–1036. <https://doi.org/10.1093/gji/ggy306>

### Сведения об авторах

Евгений Васильевич Биряльцев (13.02.1960–17.06.2021) – канд. физ.-мат. наук, директор, ООО «Градиент Технолоджи» Россия, 420011, Казань, ул. Петербургская, д. 50, оф. 516

Александра Андреевна Вихорева – канд. физ.-мат. наук, АО «Октопус» Россия, 414014, Астрахань, пр. Губ. А. Гужвина, 10А

Василий Александрович Захарчук – канд. геол.-мин. наук, начальник геологического отдела, ООО «Газпром добыча Астрахань» Россия, 414000, Астрахань, ул. Ленина, д. 30

Алексей Юрьевич Комаров – заместитель генерального директора – главный геолог, ООО «Газпром добыча Астрахань» Россия, 414000, Астрахань, ул. Ленина, д. 30

Виктор Владимирович Пыхалов – доктор геол.-мин. наук, заместитель главного геолога по сейсморазведочным работам, АО «Октопус» Россия, 414014, Астрахань, пр. Губ. А. Гужвина, 10А

Олег Владимирович Тинакин (19.11.1961–19.07. 2021) – заместитель начальника геологического отдела, ООО «Газпром добыча Астрахань» Россия, 414000, Астрахань, ул. Ленина, д. 30

Статья поступила в редакцию 18.09.2020;  
Принята к публикации 02.04.2021;  
Опубликована 30.09.2021



## Passive seismic data processing methods to identify contrast intrasalt interlayers in the geological section of the Astrakhan Arch

*E.V. Biryaltsev<sup>1</sup>, A.A. Vikhoreva<sup>2</sup>, V.A. Zakharchuk<sup>3</sup>, A.Yu. Komarov<sup>3</sup>, V.V. Pykhalov<sup>2\*</sup>, O.V. Tinakin<sup>3</sup>*

<sup>1</sup>Gradient Technology LLC, Kazan, Russian Federation

<sup>2</sup>Octopus LLC, Astrakhan, Russian Federation

<sup>3</sup>Gazprom dobycha Astrakhan LLC, Astrakhan, Russian Federation

\*Corresponding author: Viktor V. Pykhalov, e-mail: viktor.pihalov@yandex.ru

**Abstract.** The article examines the problem of processing microseismic noise (MN) to identify and evaluate occurrence depth of contrasting geological objects – intersalt interlayers with a potentially high formation pressure. If it is impossible to use artificial wave sources, statistic processing of passive seismic data becomes critical. Due to the accumulation of power spectral density (PSD) during a long-term recording of MN the deterministic medium effect on a random signal spectrum is identified. PSD modulation when the surface or the bottom of the layered medium is exposed to white noise is expressed in terms of the Green's function (GF) of a wave equation. Relevant GF variations corresponding to the layers form the basis for accumulated PSD approximation, and indicate the depth and contrast of the target features.

**Keywords:** hydrodynamically isolated layers, intersalt interlayers, formation pressure, passive seismic, low-frequency seismic sounding, microseismic noise, Green's function of a wave equation, power spectral density, collection of statistical information, maximum likelihood method

**Recommended citation:** Biryaltsev E. V., Vikhoreva A. A., Zakharchuk V. A., Komarov A. Yu., Pykhalov V. V., Tinakin O. V. (2021). Passive seismic data processing methods to identify contrast intrasalt interlayers in the geological section of the Astrakhan arch. *Georesursy = Georesources*. 23(3), pp. 109–117. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.14>

### References

- Antipov M.P. et al. (2008). The Astrakhan carbonate massif: structure and oil and gas content. Ed. Yu.A. Volozh, V.S. Parasyun. Moscow: Nauchnyy mir, 221 p. (In Russ.)
- Biryaltsev E. et al. (2009). Experience in Low-Frequency Spectral Analysis of Passive Seismic Data in Volga-Ural Oil-Bearing Province. *International Petroleum Technology Conference (IPTC)*, Doha, Qatar. <https://doi.org/10.2523/IPTC-13678-MS>
- Claerbout J.F. (1968). Synthesis of a layered medium from its acoustic transmission response: *Geophysics*, 33, pp. 264–269. <https://doi.org/10.1190/1.1439927>
- Grafov B.M. et al. (1996). Analysis of geoacoustic emission of low-frequency deposit using ANCHAR technology. *Geofizika*, 5, pp. 24–28. (In Russ.)
- Draganov D., Wapenaar K., Thorbecke J. (2003). Synthesis of the reflection response from the transmission response in the presence of white noise sources: *65th Annual International Conference and Exhibition, EAGE, Extended Abstracts*, P218. <https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.6.P218>

Haykin S. (1985). Radar array Processing for Angle-of-Arrival Estimation. Array Signal Processing, New Jersey: Prentice Hall Inc., pp. 194–292.

Kramer G. (1975). Mathematical methods in statistics. 2nd ed. Moscow. (In Russ.)

Marple S.L. (2003) Digital Spectral Analysis with Applications in C, FORTRAN, and MATLAB. Prentice-Hall.

Novikov A.A., Brazhnikov O.G., Repey A.M. et al. (2007). Prospects of searching for large oil and gas accumulations in subsalt sediments of the western part of the Pre-Caspian Basin. *Proc. Conference: Geology, resources, prospects for development of oil and gas subsoil of the Caspian basin and the Caspian region*. Moscow, pp. 30–32. (In Russ.)

Vidal et al. (2018). Passive body-wave interferometric imaging with directionally constrained migration. *Geophys. J. Int.*, 215, pp. 1022–1036. <https://doi.org/10.1093/gji/ggy306>

### About the Authors

*Evgeny V. Biryaltsev* (13.02.1960–17.06.2021) – PhD (Physics and Mathematics), Director, Gradient Technology LLC

Of. 516, 50, Petersburgskaya St., Kazan, 420011, Russian Federation

*Alexandra A. Vikhoreva* – PhD (Physics and Mathematics), Octopus LLC

10A, Gub. A. Guzhvin Av., Astrakhan, 414014, Russian Federation

*Vasily A. Zakharchuk* – PhD (Geology and Mineralogy), Head of the Geological Department, Gazprom Dobycha Astrakhan LLC

30, Lenin St., Astrakhan, 414000, Russian Federation

*Alexey Yu. Komarov* – Deputy Director General – Chief Geologist, Gazprom Dobycha Astrakhan LLC

30, Lenin St., Astrakhan, 414000, Russian Federation

*Viktor V. Pykhalov* – DSc (Geology and Mineralogy), Deputy Chief Geologist for Seismic Operations, Octopus LLC  
10A, Gub. A. Guzhvin Av., Astrakhan, 414014, Russian Federation

*Oleg V. Tinakin* (19.11.1961–19.07.2021) – Deputy Head of the Geological Department, Gazprom Dobycha Astrakhan LLC  
30, Lenin St., Astrakhan, 414000, Russian Federation

Manuscript received 18 September 2020;  
Accepted 2 April 2021; Published 30 September 2021

## К вопросу о разнообразии микрофоссилий баженовского горизонта Западной Сибири (поздняя юра–ранний мел)

Э.О. Амон<sup>1\*</sup>, В.С. Вишневская<sup>1,2</sup>, Ю.А. Гатовский<sup>3</sup>, Е.А. Жегалло<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Палеонтологический институт им. А.А. Борисяка РАН, Москва, Россия

<sup>2</sup>Геологический институт РАН, Москва, Россия

<sup>3</sup>Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

Палеонтологические остатки из баженовского горизонта Западной Сибири (титон–берриас) представлены макро- и микронскопаемыми формами. Горизонт имел морской генезис, и основу экосистемы палеобассейна составляли пелагические организмы-продуценты (фитопланктон: празиофиты, кокколитофорида, динофлагелляты; а также бурые водоросли) и консументы (зоопланктон: радиолярии, личинки беспозвоночных, ракообразных; а также нектон: пелагические костистые рыбы, аммониты, белемниты, палеокальмары-теутиды и морские ящеры; и, кроме них, бентосные двусторчатые моллюски, фораминиферы и остракоды). Среди микрофоссилий ведущее значение имеют радиолярии, реже встречается фитопланктон (динофлагелляты, кокколитофорида) и еще реже микробентос (фораминиферы, спикулы губок). Радиолярии, динофлагелляты, кокколитофорида и фораминиферы используются в целях биостратиграфического расчленения разрезов и их корреляции, и, помимо этого, совместно со спикулами губок, для восстановления параметров и обстановок палеосреды. В литературе в ряде работ указывалось на наличие в палеобиоте баженовского моря кремневых микрофоссилий – диатомей, силикофлагеллят, а также акантарий. В статье кратко охарактеризованы радиолярии, кокколитофорида, динофиты и критически рассмотрены сообщения о других микрообъектах. Показано, что сведения о диатомеях, силикофлагеллятах и акантариях среди палеонтологических остатков баженовского горизонта являются, по всей видимости, недостоверными.

**Ключевые слова:** радиолярии, кокколитофорида, динофлагелляты, баженовский горизонт, Западная Сибирь, поздняя юра, титон, ранний мел, берриас

**Для цитирования:** Амон Э.О., Вишневская В.С., Гатовский Ю.А., Жегалло Е.А. (2021). К вопросу о разнообразии микрофоссилий баженовского горизонта Западной Сибири (поздняя юра–ранний мел). *Георесурсы*, 23(3), с. 118–131. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.15>

Обширный морской бассейн, существовавший на территории Западной Сибири в период завершения юрской и начала меловой систем (титон–берриас), характеризовался специфическими, подчас уникальными чертами. Осадками этого бассейна был сформирован высокоуглеродистый баженовский региональный литолого-стратиграфический горизонт, являющийся нефтематеринским и, одновременно, региональным экраном для месторождений углеводородов. В настоящее время, когда добыча нефти в традиционных залежах в Западно-Сибирском бассейне снижается, эта толща становится объектом потенциального прироста запасов и добычи нефти (Лобусев и др., 2011; Конторович и др., 2013; Конторович и др., 2014 и др.). Стратиграфии, палеогеографии, палеобиологии и палеогеоэкологии бассейна посвящена представительная литература (Захаров, Сакс, 1983; Брэдучан и др., 1986; Захаров, 2006 и др.).

Биологическая продуктивность внутреннего Западно-Сибирского моря, с которой связывают баженовский нафтидогенез, в течение волжского времени – берриаса была исключительно высокой (Конторович и др., 2013). Накопление громадных масс органического вещества было обусловлено существованием эвтрофной

пелагической экосистемы, центральным звеном которой являлся планктон. Основа экосистемы бассейна состояла из разнообразных пелагических (рис. 1, 2) организмов-продуцентов (фитопланктон: празиофиты, кокколитофорида, динофлагелляты) и консументов (зоопланктон: радиолярии, личинки беспозвоночных, ракообразные; а также нектон: пелагические костистые рыбы, аммониты, белемниты, палеокальмары-теутиды и морские ящеры; кроме них бентосные двусторчатые моллюски, фораминиферы и остракоды) (Захаров, 2006). Заметим также, что, помимо одноклеточной планктонной альгофлоры, акваторию и дно бассейна могли населять многоклеточные бурые водоросли, которые также были способны создавать огромную биомассу (Куликова и др., 2013).

Весьма важным элементом планктона Западно-Сибирского эпиконтинентального баженовского бассейна были радиолярии, подчас игравшие существенную роль в формировании палеобиоты и процессов осадконакопления (рис. 3, 4, 5). В настоящем сообщении рассмотрены некоторые черты палеобиоценоза радиолярий, поскольку они не в полной мере освещены в литературе (Брэдучан и др., 1986; Захаров, 2006 и др.). Биостратиграфические аспекты распространения радиолярий в баженовском горизонте и составы их ископаемых комплексов проанализированы ранее (Брэдучан и др., 1986; Амон и др., 2011; Вишневская, 2013; Панченко и др., 2015; Вишневская и др., 2018а,б, 2020).

\* Ответственный автор: Эдуард Оттович Амон  
e-mail: [edwardamon@mail.ru](mailto:edwardamon@mail.ru)

© 2021 Коллектив авторов

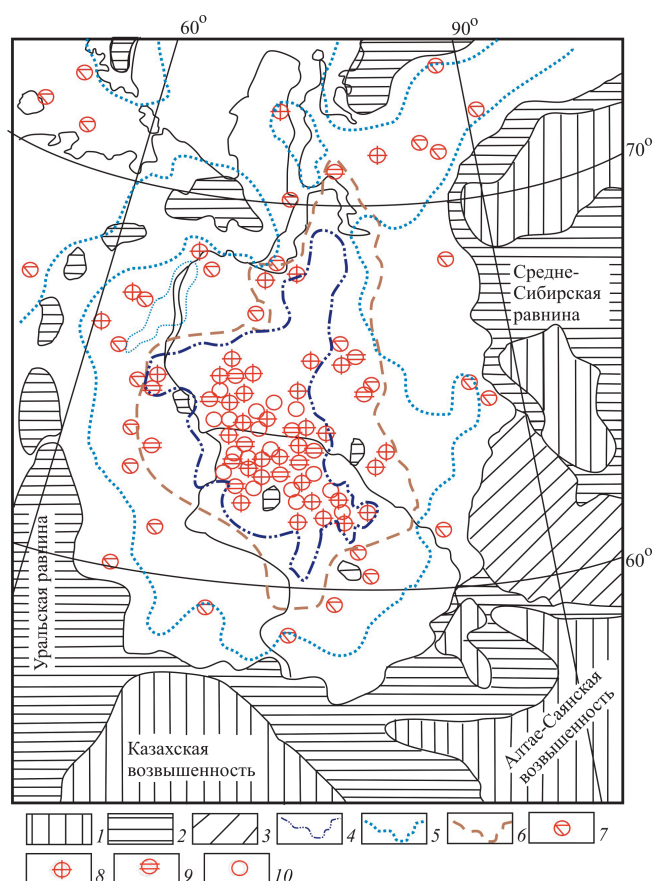


Рис. 1. Схема палеогеографии Западносибирского морского бассейна и распространение микрофоссилий в баженовское время (титон–берриас) (Предтеченская, 2006; Панченко и др., 2015; Вишневская и др., 2020, с изменениями). 1 – плато, горные области; 2 – области денудации (холмистые плато); 3 – лагуны, марши, аллювиально-озерно-болотные равнины; 4–6 – контуры (границы) областей распространения: 4 – наибольших глубин (псевдоабиссаль); 5 – относительно глубоких вод (средняя и нижняя сублитораль); 6 – битуминозных отложений; 7–10 – микрофоссилии: 7 – фораминиферы; 8 – радиолярии; 9 – кокколитофориды; 10 – известковые цисты динофлагеллят (кальцисферы).

Кроме того, приведены новые данные о кокколитофоридеях, динофлагеллятах и критически пересмотрены известные в литературе сообщения о диатомеях, силикофлагеллятах и акантариях из баженовского горизонта.

Таким образом, в предлагаемой обзорно-аналитической работе в сжатой форме приведены наши новые данные о радиоляриях, динофитах, кокколитофоридеях, палиноморфах, микроспикулах, полученные в последние годы, и подвергнуты критическому анализу сведения о других микрофоссилиях, что вносит новый вклад в познание особенностей баженовской свиты.

Оригинальный каменный материал, послуживший основой настоящего исследования и насчитывающий несколько тысяч образцов, был получен в ходе изучения скважин, пробуренных на более чем трех десятках разведочных площадей в Западной Сибири и на ее арктической периферии на полуострове Ямал (площади Южно-Тамбейская, Губкинская, Имилорская, Новоортьягунская, Правдинская, Апрельская, Средне-Шапкинская, Молодежная, Нижне-Янлотская, Верхне-Салымская, Радонежская, Малобалыкская и др.) (рис. 1,

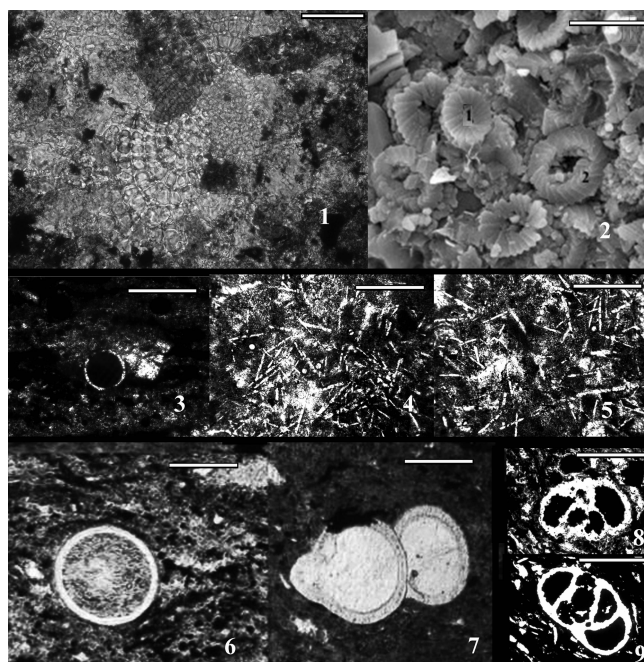


Рис. 2. Микрофоссилии баженовского горизонта, 1, 3–9 – оптические фотографии в проходящем свете, 2 – фотография в сканирующем электронном микроскопе. 1 – биоморфная структура радиолярита, на переднем плане фрагмент радиолярии из сем. *Spongidiscidae*, Северо-Емангальская площадь, средневожжский подъярус; 2 – нанопланктон с монородовым составом комплексов, преобладают *Watznaueria* spp. (фото Н.С. Балушкиной, определения М.А. Устиновой), Емангальская площадь, средневожжский подъярус; 3 – известковые диноцисты, Западно-Унлорская площадь, средневожжский подъярус; 4, 5 – стиккулы губок в верхах баженовской свиты, Апрельская площадь, верхневожжский подъярус; 6–9 – сечения через раковинки фораминифер, средневожжский подъярус: 6, 7 – Северо-Конитлорская площадь, 8 – Нижне-Янлотская площадь, 9 – Средне-Помутская площадь. Длина масштабной линейки: 1, 3–9 – 50, 2 – 5 мкм.

табл. 1) (Козлова, 1983; Амон, 2011; Панченко и др., 2015; Вишневская, 2013, 2017; Вишневская и др., 2018a,б, 2020; Vishnevskaya, Kozlova, 2012).

Обработка каменного материала производилась стандартными методами, включавшими изготовление петрографических шлифов, химическую дезинтеграцию и препарирование с использованием  $\text{CH}_3\text{COOH}$ ,  $\text{HF}$  и  $\text{HCl}$ . Микрофоссилии (скелеты радиолярий и др.) изучались в оптическом и сканирующем электронном микроскопах, а также с применением новой методики рентгеновской компьютерной томографии (Vishnevskaya, 2017; Вишневская и др., 2018a).

### Радиолярии

Радиолярии в породах баженовского горизонта встречаются наиболее часто и, как правило, являются породообразующими (рис. 3, 4, 5). Нами предложен и охарактеризован новый вариант схемы биостратиграфического расчленения и корреляции разрезов баженовского горизонта по радиоляриям (Панченко, 2015; Вишневская и др., 2018a,б, 2020; Vishnevskaya, 2017; Vishnevskaya et al., 2019a,б).

Радиолярии (протисты с внутренним кремнистым скелетом) были широко распространены в экосистеме и



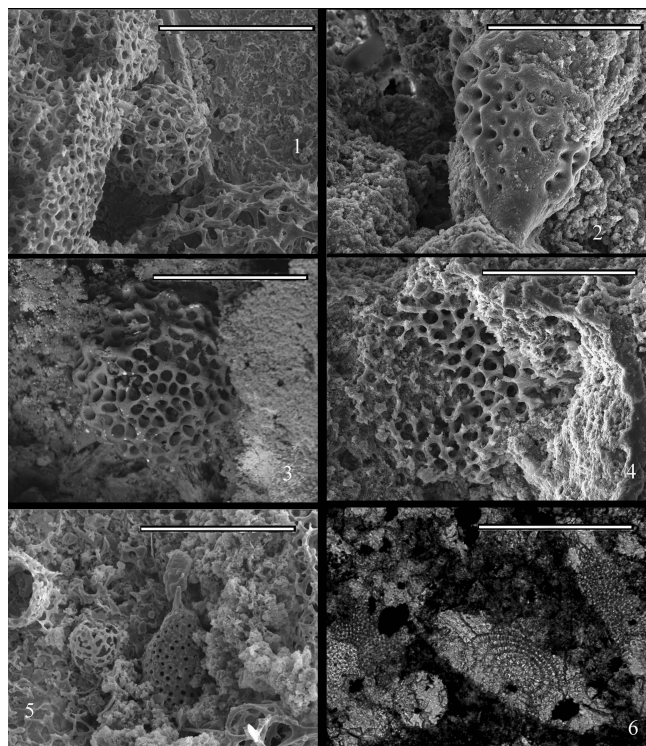


Рис. 3. Породообразующее значение микрофоссилий в баженовском горизонте, скелеты радиоларий слагают как основу, так и матрикс породы, 1–5 – фотографии в сканирующем электронном микроскопе, 6 – оптическая фотография в проходящем свете. 1 – представители *Spumellaria*, в центре маленькая сферическая форма, внизу справа крупная сфера, длинная игла которой делит снимок на две части, слева разрушенный скелет крупной губчатой формы, экз. ГИН № 170/1-Y3-005, Южно-Тамбейская площадь, нижневолжский подъярус; 2 – представитель *Nassellaria*, хорошо различима макушечная область, экз. ГИН № 170-TRI-90, Южно-Тамбейская площадь, нижневолжский подъярус; 3 – представитель *Praeconocaryomma* из отряда *Spumellaria* с характерной узловатой внешней скульптурой, экз. ГИН № 170-STI-4, Южно-Тамбейская площадь, нижневолжский подъярус; 4 – расположение пор рядами в шахматном порядке на стенке раковинки указывает на принадлежность фрагмента к *Nassellaria*, экз. ГИН № 170-TRI-54, Южно-Тамбейская площадь, нижневолжский подъярус; 5 – ювенильные формы из разных отрядов радиоларий среди распавшихся скелетных элементов, в правом нижнем углу фрагменты решетчатых скелетов сем. *Poulpidae* и периферических колец *Saturnalidae*?, экз. ГИН № 170/1-Y3-004, Южно-Тамбейская площадь, нижневолжский подъярус; 6 – ячеистая структура скелетов в центре и справа, обилие сфер и дисков слева, экз. ГИН № SE-98-28-20х-15, Северо-Емангальская площадь, средневолжский подъярус. Длина масштабной линейки для всех объектов 100 мкм.

в осадках баженовского Западносибирского моря. Они являются типичными представителями пелагического планктона; обитали и обитают в интервале глубин 0–1500 м с заметным предпочтением верхнего водного горизонта до глубин 10–75–150–500 м. В Арктике живые радиоларии встречаются в интервале глубин 15–1000 м (Ikenoue et al., 2015, 2019). При этом максимум обилия индивидов (живые формы и погибшие) приурочен к интервалу 15–300 м. В частности, по данным Д.Н. Засько, К.Н. Кособоковой, живые особи вида *Actinomma boreale* Cleve, 1899 обнаружены в Арктике в Канадской котловине в слое 50–500 м с максимумом обилия в слое 50–100 м.

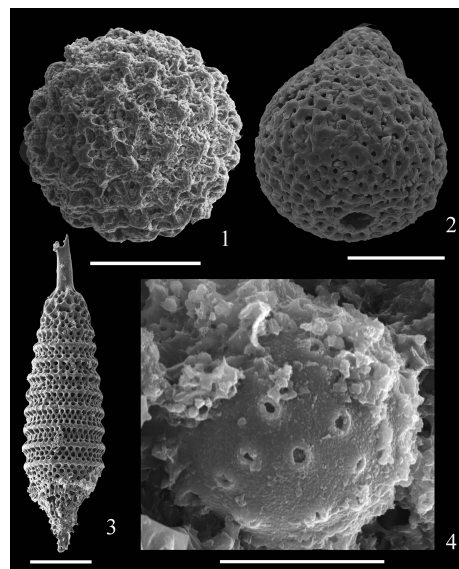


Рис. 4. Отдельные представители радиоларий баженовского горизонта, фотографии в сканирующем электронном микроскопе. 1 – *Praeconocaryomma hexagonata* (Rüst), экз. ГИН № 651/2-048, Губкинская площадь, средневолжский подъярус; 2 – *Willriedellum salymicum* (Kozlova), экз. ГИН РАН № 651/5-4-067(1), Губкинская площадь, берриас; 3 – *Parvicingula blowi* Pessagno, экз. ГИН № 170/1-018, Южно-Тамбейская площадь, нижневолжский подъярус; 4 – *Siphonospheera* sp., экз. ГИН № 170/1-TRI-90, Южно-Тамбейская площадь, нижневолжский подъярус. Длина масштабной линейки: 1, 2 – 100, 3 – 50, 4 – 10 мкм.

Но скелеты этого вида, т.е. отмершие особи, встречались до максимальных обловленных глубин (3000 м). Тот же вид в бассейне Макарова вертикально распространен следующим образом: живые особи населяли слой 25–1000 м с максимумом на глубинах 50–100 м, а скелеты встречались также до максимальных обловленных глубин и имели самое высокое обилие в слое 2000–3000 м. В бассейне Амундсена живые особи этого вида встречались только в слое 25–300 м, их максимальные концентрации приурочены к слою 200–300 м (Засько, Кособокова, 2014). Поскольку позднеюрский Западносибирский бассейн являлся бореальным, а в Западной Сибири радиоларии волжского возраста обнаружены в керне многих скважин в полосе широт примерно от 58° до 66° с.ш., то острожные аналогии с современной Арктикой могут быть распространены на сибирский материал – радиоларии здесь, вероятно, обитали в интервале глубин 25–300 м, формируя максимум обилия в интервале 50–100 м.

Напомним, что палеобатиметрический анализ показал, что баженовское Западносибирское море было относительно глубоководным, большинство исследователей оценивало его глубину в 200–500 м (Захаров, Сакс, 1983; Бадучан и др., 1986 и др.), возможно глубже, до 700–750 м в самых глубоководных частях (Бочкарев и др., 2008). При этом придонные аноксийные обстановки с сероводородным заражением, столь развитые в Западносибирском море, препятствуя развитию бентосной эпи- и инфауны, не оказывали заметного отрицательного влияния на обитание радиоларий в верхних горизонтах водного столба. Впрочем, известна и другая точка зрения о том, что высокоуглеродистые черносланцевые породы баженовской свиты накапливались на относительно

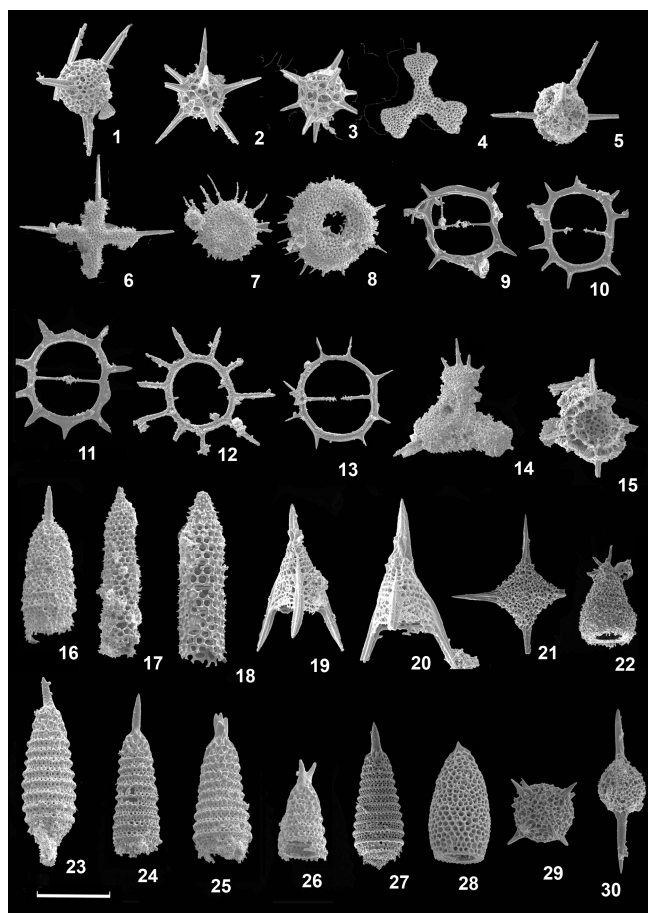


Рис. 5. Морфологические группы радиолярий баженовского горизонта, Южно-Тамбейская площадь, нижневолжский подъярус: 1, 4, 6–14, 21, 29 – дискоидная; 2, 3, 5, 15 – сфероидная группа; 16–20, 22–28 – циртоидная; 30 – прунOIDная; фотографии в сканирующем электронном микроскопе. 1 – *Tripocyclia trigonum* Rüst; 2, 3 – *Actinomma frigida* Kiessling; 4 – *Santonella cf. obesa* Yang; 5, 15 – *Centrochubidae* (?) gen. et sp. indet.; 6 – *Higumastra inflata* Baumgartner gr.; 7, 8 – *Orbiculiforma cf. teres* Hull; 9–11 – *Acanthocircus cf. minispineus* Yang; 12 – *Acanthocircus cf. yaoi* Yang; 13 – *Acanthocircus aff. breviaculeatus* Donofrio et Mostler; 14 – *Homoeoparonaella cf. barbata* Hull; 16 – *Parvicingula gorda* Hull; 17, 18 – *Triversus cf. fastigatus* Hull; 19, 20 – *Napora aff. cruda* Yang; 21, 29 – *Spongostaurus* sp.; 22 – *Arctocapsula cf. devorata arctica* (Vishnevskaya et Murchey); 23, 25, 27 – *Parvicingula blowi* Pessagno; 24 – *P. jonesi* Pessagno s.l.; 26 – *Parvicingula* sp. A; 28 – *Parvicingula* sp.; 30 – *Archaeospongoprum* sp. Длина масштабной линейки 100 мкм.

поднятии – мелководном холмистом плато (Стафеев и др., 2019 и др.).

Радиолярии – это классические гетеротрофы и симбиотрофы, они являлись и являются консументами первого уровня в пищевых цепях пастбищного типа, потребляя органические вещества, производимые первичными продуцентами: фито- (динофиты, кокколитофориды, празиофиты) и бактериопланктоном. Одновременно, накапливая значительную биомассу, радиолярии являлись в трофических сетях вторичным продуцентом для консументов более высокого уровня – главным образом для ювенильных стадий развития различных ракообразных, головоногих моллюсков, рыб планктофагов и др.

Ресурсная пищевая база для радиолярий в баженовском бассейне была практически неистощима. Фитопланктон мог давать не менее двух сезонных вспышек повышенной

биопродуктивности (цветение) в течение года: весеннюю (кокколитины) и летне-осеннюю (динофиты).

Оптимальные гидрологические (сравнительно высокая температура, стандартная плотность, спокойная динамика, прозрачность вод), гидрохимические (нормальная соленость, высокое содержание биофильных элементов и растворенного кремния (dSi), насыщенность растворенными газами, прежде всего кислородом) и экотопные (эвтрофность, высокий трофический статус) факторы среды и наличие свободных экологических ниш способствовали стремительному развитию радиоляриевой фауны в баженовском бассейне на нескольких этапах.

Результаты жизнедеятельности радиолярий были настолько высоки, что они являлись одним из существенных факторов седиментогенеза, и породообразующая роль радиолярий (рис. 2) очень хорошо видна при исследованиях в сканирующем электронном и оптическом микроскопах.

Верхнеюрско-нижнемеловые радиолярии Западной Сибири известны более полувека и ныне являются одним из значимых инструментов для стратиграфического расчленения и корреляции разрезов региона (Козлова, 1983; Брудучан и др., 1986; Амон и др., 2011; Вишневская, 2013; Панченко и др., 2015; Вишневская и др., 2018a,б, 2020). Вместе с тем остается еще много невыясненных аспектов и непонятых особенностей их палеогеографического распространения и палеобиономии, требующих дальнейшего изучения. В частности, внимание следует обратить на взаимоотношения различных типов конструкций скелетов, соотношения морфотипов и доминирование тех или иных форм в зависимости от конкретных условий обитания. Так, в нижневолжских отложениях радиолярии представлены всеми типовыми морфологическими группами: сфероидная группа (рис. 5, фиг. 2, 3, 5, 15), дискоидная (рис. 5, фиг. 1, 4, 6–14, 21, 29), прунOIDная (рис. 5, фиг. 30), циртоидная (рис. 5, фиг. 16–20, 22–28). Для средневолжских отложений по предварительным наблюдениям можно заключить, что доминируют циртоидные морфотипы, многочисленны сфероидные и менее представлены дискоидные и прунOIDные, что с определенностью свидетельствует о нормально-морских пелагических обстановках в регионе. Как правило, резкое доминирование циртоидных форм может указывать на существование устойчивых восходящих течений типа апвеллинга.

С некромассой радиолярий на дно бассейна поступало значительное в валовом отношении количество органического вещества, причем в виде наиболее ценной его части – липидов. Поэтому радиолярий можно рассматривать как группу планктонных микроорганизмов, способную при определенных условиях служить важным источником органического вещества, которое могло способствовать образованию нефти (Амон, 2011). Это коррелирует с ранее высказанными соображениями о том, что: «Наиболее благоприятными для формирования нефтяных залежей являются типы ... и классы ... разрезов с пачками высокоомных кремнистых, карбонатных и кремнисто-карбонатных сапропелево-глинистых пород, приуроченных к впадинам и склонам поднятий» (Полякова и др., 2001, с. 70).

### Кокколитофориды

Для нанопланктонных кокколитофорид (кокколитин), формально относимых к золотистым водорослям



| Сис-тема | Ярус/подъярус      |          | Зоны по радиоляриям<br>(Вишневская и др., 2020)   | Разведочные площади                                 |   |   |
|----------|--------------------|----------|---|---|---|---|
|          |                    |          |   | Наннопланктон                                       | Кальцисферы   | Спикулы губок                                     |
| Меловая  | Берриас – валанжин |          | Williriedellum                                    |   | Апрельская, Восточно-Панлорская, Западно-Унлорская, Западно-Ташинская, Ватьеганская, Емангальская, Новоортыгунская, Ем-Еговская |   |
|          | Берриас            | Волжский | Parvicingula khabakovi – Williriedellum salymicum | Апрельская, Емангальская, Южно-Ягунская             |   | Апрельская, Емангальская, Молодежная, Радонежская |
| Юрская   | Титон              |          | Parvicingula rotunda – P. alata                   | Емангальская, Верхнесалымская, Северно-Нивагальская | Молодежная, Гальяновская, Средне-Шапкинская, Нижне-Янлотская  | Емангальская, Молодежная                          |
|          |                    |          | Parvicingula jonesi – P. excelsa                  |   |   |   |
|          |                    |          | Parvicingula antoshkinae – P. blowi               |   |   | Губкинская, Ем-Еговская, Южно-Тамбейская          |

Табл. 1. Биостратоны баженовской свиты по радиоляриям и распространение микрофоссилий в разрезах баженовской свиты разведочных площадей

Chrysophyta (иначе гаптофиты, примнезиофиты, Haptophyta, Prymnesiophyta), свойственно то, что максимальная концентрация их современных живых особей наблюдается вблизи берегов (Корчемкина, Ли, 2015). Однако в периоды аномальных цветений этих микроводорослей, вызываемых, по-видимому, зимними конвекционными подтоками глубинных вод и ветровым перемешиванием, цветения начинаются (стартуют) в глубоководных зонах и быстро (в течение 2–3 недель) охватывают шельф и прибрежные акватории (Ясакова, Станичный, 2012).

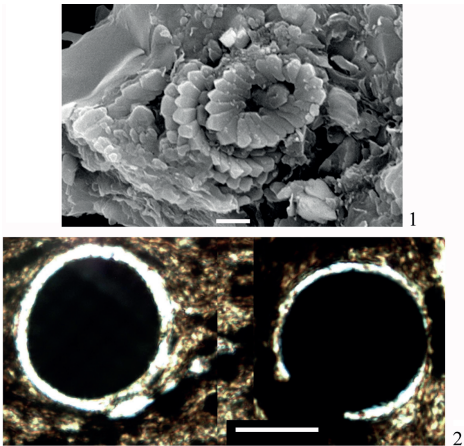
Это характерно как для Черного (южный водоем закрытого типа), так и для Норвежского моря (северный водоем открытого типа). Нормальная глубина обитания ограничена зоной фотосинтеза и не превышает 100 м несмотря на то, что они могут обитать над областями разной глубины, вплоть до абиссали. Эти представители нанопланктона известны своей способностью быстро размножаться, вызывая цветение воды на огромных акваториях.

В Западной Сибири находки кокколитофорид приурочены преимущественно к верхам баженовского горизонта, причем эти микроископаемые водоросли обладают чаще всего очень плохой сохранностью и представлены так называемыми «реликтами кокколитин» (рис. 6, фиг. 1) (Панченко и др., 2015; Вишневская и др., 2018б; Эдер и др., 2019). В отдельных случаях возможны видовые определения форм, относящихся в основном к роду Watznaueria, – это массивные кокколиты, более устойчивые к растворению. Из них определены Watznaueria barnesae (Black), W. fossacincta Black, и Watznaueria sp. indet. (Устинова и др., 2014, Vishnevskaya et al., 2019б). Кроме Watznaueria fossacincta, W. barnesae в средне-верхневолжских отложениях баженовской свиты Емангальской площади найдены W.? britannica Stradner, W. sp. (мелкая), Cyclagelosphaera tubulata Grün et Zweili, C. margerelii Noël, Biscutum sp. (крупный), Zeugrhabdotus erectus (Deflandre) (Вишневская и др., 2018б). Это очень бедный комплекс, и причиной обедненности комплекса нанопланктона баженовской свиты, возможно, является сравнительно большая глубина бассейна и удаленность от береговой линии.

Ю.Н. Заниным с коллегами (Zanin et al., 2012) в переходных волжско–берриасских слоях баженовской свиты Западной Сибири были установлены Ellipsagelosphaera keftalrempti Grun, E. bazhenovi Zanin, E. ovata Bukry, Cyclagelosphaera margerelii Noel, Watznaueria sp., Tetralithus opelxiros Zanin. Все эти виды имеют широкий возрастной интервал и не пригодны для точного определения возраста вмещающей толщи, но важны для фиксации устойчивого существования пищевых цепей и расшифровки палеогеографии.

Роль представителей пикопланктона прازیнофитов (класс Prasinophyceae отдела Зеленых водорослей) в общей экологии моря мало изучена из-за их очень малых размеров.

Рис. 6. Отдельные представители кокколитофор и динофитовых баженовского горизонта. 1 – раковинка кокколитофориды в кремнисто-карбонатной породе; Верхнесалымский мегавал, верхневолжский подъярус, обр. 72/3003, фотография в сканирующем электронном микроскопе (фото Н.С. Балушкиной). Длина масштабной линейки 1 мкм. 2 – известковые диноциты, слева Colomisphaera? fortis Rehánek, экз. 11-23, справа Stomiosphaerina cf. proxima Rehánek, экз. 11-23-1, Апрельская площадь, берриас (Vishnevskaya, 2017, Fig. 13C и Fig. 12, соответственно), оптическая фотография в проходящем свете. Длина масштабной линейки 15 мкм.





## Палиноморфы и диноцисты

Микрофоссилии баженовского горизонта представлены также палиноморфами и динофитами. Если палино-остатки не являются планктоном *sensu stricto*, то динофлагелляты (динофиты), принадлежащие к своеобразной группе фитопланктона, характеризуются тем, что могут образовывать значительные по плотности популяции, формируя от 30 до 54% видового состава фитопланктона и до 89% его биомассы в летне-осенний сезон. Считается, что пищевая ценность биомассы (соотношение органических веществ и сухого зольного остатка), формируемой динофитами, весьма значительна, существенно превышая таковую других представителей фитопланктона.

По результатам палинологического исследования большое число палиноморф прослеживается в кровельной части баженовской свиты и низах ачимовской толщи. Это пыльца *Podocarpidites* sp., *Piceapollenites* spp. *Classopollis*, *Cycadopites* spp., *Quaraeculina limbata*, *Callialosporites dampieri*, *Sciadopityspollenites macroverrucosus*, *S. multiverrucosus*; споры *Leiotriletes* spp., *Gleicheniidites*, *Osmundacidites* spp., *Cyathidites* spp., *Ebora ciatorosa*, *E. granulosa*, *Contignisporites problematicus*, *Lycopodium sporites* sp., *Neoraistrickia truncata*, *Densoisporites velatus*, *Sestrosporites pseudoalveolatus*, *Cicatricosisporites* sp.; микрофитопланктон – празиофиты *Tasmanites* spp., *Pterospermella* spp. и акритархи *Michrhystridium* sp., *Fromea amphora* (Панченко и др., 2015).

Среди органостенных диноцист встречены *Hystrichodinium pulchrum*, *Circulodinium* sp., *Sirmiodinium grossi*, *Systematosphora* sp., *Cassiculosphaeridia magna*, *Batioladinium radiculatum*, *B. jaegeri*, *B. varigranulosum*, *Bourkidinium granulatum*, *Gocheodinia judilentinae*. К сожалению, не приведено исчерпывающей палеонтологической стратиграфической характеристики и не дано никакой возрастной оценки этих пыльцевого спектра и комплекса диноцист (Панченко и др., 2015, с. 21).

В верхах баженовской свиты были обнаружены известковые диноцисты (Vishnevskaya, 2017; Вишневская и др., 2018б) (рис. 3, фиг. 3, рис. 6, фиг. 2), которые здесь до настоящего времени палеонтологически не изучались и не описывались. Ранее подобные микрообъекты обозначали как «кальцисферы», «кальцисфериды», а в последнее время появились публикации, свидетельствующие об их принадлежности к цистам известковых динофлагеллят (Вишневская, 2018; Vishnevskaya, 2017; Kietzmann, Scasso, 2019). Заметим, что использование известковых диноцист в целях стратиграфии имеет большой потенциал, поскольку во многих разрезах баженовской свиты найден представительный спектр этих микрофоссилий.

В разрезах баженовской свиты Западной Сибири установлена ассоциация известковых цист динофлагеллят, которая содержит типовые кальцисферы титона–берриаса, такие как *Stomiosphaerina proxima* Rehánek, *S. wanneri* (Borza), *Colomisphaera fortis* Rehánek, *C. tenuis* (Nagy), *C. conferta* Rehánek, *C. volgeri* (Borza), *Stomiosphaera? alpine* Leisnerch, *Cadosina semiradiata olzae* Nowak, *Colomisphaera lapidosa* (Vogler) (Вишневская и др., 2018а,б; Vishnevskaya, 2017; Vishnevskaya et al., 2019а,б). Баженовская ассоциация кальцисфер во многом похожа на Антарктическую, где по известковым диноцистам в интервале кимериджа–титона выделены тетические зоны *Carpistomiosphaera borzai*,

*Carpistomiosphaera tithonica*, *Parastomiosphaera malmica*, *Colomisphaera tenuis*, *Colomisphaera fortis*, *Stomiosphaerina proxima* (Kietzmann, Scasso, 2019).

Небезынтересно, что известковые диноцисты обнаружены в биогоризонтах *Parvicingula haeckeli* и *P. khabakovi* Широкого Приобья (Вишневская и др., 2018а,б), где вместе с радиоляриями присутствуют многочисленные *Stomiosphaerina proxima* Rehánek, *S. wanneri* (Borza), *Colomisphaera fortis* Rehánek, *C. tenuis* (Nagy) (Вишневская и др., 2018а,б; Vishnevskaya, 2017; Vishnevskaya et al., 2019а,б), сопоставимые с формами северной периферии Тетического пояса (Reháková, 2000; Michalik et al., 2016).

## Другие микрообъекты

**Спикулы кремневых губок.** В баженовской свите нами и другими исследователями (Карньюшина, 2003 и др.) найдены также многочисленные микроспикулы (элементы минерального скелета) кремневых губок (рис. 2, фиг. 4, 5). Кремневые губки – это единственная группа бентических организмов, которая концентрирует кремнезем для образования крупных игл (или спикул) макросклер, а также тонких, часто очень сложно построенных микросклер (Вишневская и др., 2009). В верхах баженовской свиты встречены микрослой спонголитов, сложенных микроспикулами кремневых губок, преимущественно одноосных. Все спикулы прямые, имеют ровные и гладкие лучи, постепенно утоняющиеся к концам. Спикулы отличаются высокой степенью симметрии и правильностью геометрической формы, что указывает на нормальную соленость водоема. Длина спикул варьирует от 0.5 до 3 мм. Диаметр спикул соответственно изменяется от 0.01 до 0.1, иногда до 0.2 мм, а сечение осевого канала – от 0.001 до 0.01 мм.

Известно, что кремневые губки, являясь колониальными или одиночными бентосными организмами и принадлежа к пассивным фильтраторам, могут существовать на участках дна с постоянным перемещением придонных высокопродуктивных слоев воды (Колтун, 1964, 1966). Кроме того, все кремневые губки могут развиваться только в водах нормальной солености. Спикулы губок из среды аномальной солености имеют неправильную геометрическую форму, изогнуты и искажены. Большинство кремневых губок холоднолюбивые, а кремнеуголовые – теплолюбивые. Все эти факторы (высокое содержание питательных веществ, наличие придонных течений, поставляющих новые порции взвеси, соленость, температура) определяют места поселения губок и глубины их распространения.

Массовое количество кремневых губок и их спикул встречено на глубинах 500–600 м, при этом у берегов Австралии и Африки выявлено содержание спикул выше 10 спикулоединиц на 1 см<sup>2</sup>, а у самых берегов Антарктиды – до 100–300 спикулоединиц и больше в придонных слоях воды (Колтун, 1966). Распределение спикул в осадке иное: в районе склона континентальной ступени («свала») спикулы относительно мелководных губок, обитающих на шельфе, образуют собственные осадки на глубине 1000–3000 м и даже обогащают океанические осадки на глубине до 4000 м (Колтун, 1966). Снос спикульного материала на склон и подножие континентальной ступени

Антарктического материка находится в прямой зависимости от придонных течений. Спикеры в значительном количестве переносятся на расстояние свыше 700 км от места их продуцирования или первоначального нахождения. Интенсивность сноса столь велика, что в ряде случаев спикеры в осадках на склоне и в прибрежной абиссалии гораздо больше, чем на прилежащих участках шельфа. Отдельные обломки спикеров обнаружены в поверхностных слоях воды (1–6 штук на 1 л воды) (Колтун, 1966). В целом, спикеры кремневых губок являются хорошими показателями солености, температуры, глубины бассейна и гидродинамических условий.

Исходя из этих данных, возможно предположить, что в баженовском бассейне кремневые губки обитали близ бровки шельфа, а также на отдельных поднятиях переуглубленного шельфа, в верхней части материкового склона, и на подводных цоколях островов, находящихся на месте современного Урала. Для поселений кремневых губок было характерно линейное или пятнистое островное размещение, поскольку спонголиты не образуют больших непрерывных ареалов. Современные поселения кремневых губок известны не только на шельфе Антарктиды на участках дна с высокой подвижностью придонных вод, но и в юго-западной части Баренцева моря, в Японском, Охотском, Беринговом морях, вдоль Тихоокеанского побережья Курильских островов (Петелин, 1954).

**Бентосные фораминиферы.** В редких случаях в шлифах обнаружены единичные раковинки бентосных фораминифер (рис. 3, фиг. 6–9). В подошве баженовских битуминозных алевроаргиллитов встречаются единичные переотложенные обломки раковинок фораминифер из комплекса фораминиферовой зоны JF42 *Tolypammina virgula* – *Planularia pressula* (верхний кимеридж–нижний титон). Выше зафиксированы единичные секретионные бентосные фораминиферы, относящиеся к фораминиферовой зоне JF45 *Spiroplectammina vicinalis*–*Dorothia tortuosa* (средневожский подъярус) (Амон, 2011).

### Проблемные микрофоссилии: диатомей, силикофлагелляты и акантарии

Основные породообразующие компоненты баженовской свиты представлены органическим, кремнистым, глинистым, карбонатным веществами и сульфидами. Для битуминозных отложений характерно высокое содержание аутигенного кремнезема биогенного происхождения, и его накопление было связано с развитием в бассейне микроорганизмов с опаловым скелетом, среди которых в литературе назывались радиолярии, а также диатомей и силикофлагелляты. Но если остатки радиолярий в породах баженовской свиты были достоверно установлены уже довольно давно (начиная с изысканий Р.Х. Липман 1948–1959 гг.), хорошо подтверждены исследованиями в сканирующем электронном микроскопе (Вишневская и др., 2018а,б; 2020), то по поводу кремнескелетного фитопланктона полной ясности до сих пор нет.

В авторитетных изданиях, посвященных литологии, стратиграфии, палеогеографии и палеобиологии баженовского бассейна, диатомовые микроводоросли с опаловым панцирем либо совсем не упоминались (Захаров, 2006; Эдер и др., 2017 и др.), либо о них осторожно говорилось со знаком вопроса (Ясович, Поплавская, 1975;

Захаров, Сакс, 1983; Брэдучан и др., 1986), либо, наоборот, говорилось вполне уверенно (Карньюшина, 2003) и подчеркивалось их большое значение как необходимой составной части палеобиоты (Ушатинский, 1981, 1984). Наличие остатков диатомовых водорослей в верхней юре Западной Сибири отмечали разные исследователи, например, В.Н. Векшина в работах 1960 и 1962 гг.; Р.А. Коньшева и Р.С. Сахибгареев в 1976 г.; И.Н. Ушатинский в 1979 г. По мнению Ушатинского (1981, 1984), основным источником биогенного кремнезема в отложениях баженновской свиты являлись диатомей, следовательно, они же служили основным источником органического вещества, а вклад остальных организмов подчиненный.

О наличии диатомей иногда говорилось в предположительной степени: «Вероятно, наряду с радиоляриями в водной толще сосуществует кремнистый фитопланктон – диатомовые водоросли» (Эдер и др., 2015, с. 26). Ф.Г. Гурари эмоционально высказался по поводу диатомей в породах баженновской толщи: «А сколько остатков организмов не замечено исследователями или погибло в процессах осадконакопления, вторичных преобразований пород и даже просто было разрушено при бурении! Почти ничего не известно, например, о весьма многочисленной группе планктонных организмов, каковыми являются диатомей. Дело в том, что эти организмы обычно скапливаются в изобилии, но панцири их очень хрупки и легко разрушаются... Если же диатомей действительно не обитали в пелагиали Баженновского моря, то причиной могли быть слишком высокие температуры вод» (Гурари и др., 1983, с. 8).

В ряде публикаций (Немова, 2012; Данько, 2015 и др.) изложена довольно распространенная и повторяющаяся из издания в издание точка зрения о том, что «Источником биогенного кремнезема в осадках баженновского бассейна служат в основном остатки раковин радиолярий, реже – диатомей, силикофлагеллят и кремневых губок» (Предтеченская и др., 2006, с. 136–137; Важенина, 2010, с. 162), допускающая реальность существования диатомей и силикофлагеллят в пелагиали баженновского моря.

Вместе с тем, подобная точка зрения, по нашему мнению, дискуссионна, поскольку подлинных доказательств наличия остатков панцирей диатомей и скелетов силикофлагеллят в породах баженновской свиты в цитированных работах не приведено, и эти сведения вызывают сомнение. В частности, в качестве доказательства приводились фото псевдоморфоз вторичных карбонатов(!) по остаткам «раковин радиолярий, диатомей и кремнистых водорослей» (Предтеченская и др., 2006, с. 139, рис. 3, 4). Однако эти микрообъекты (например, Предтеченская и др., 2006, рис. 4) мало что доказывают, поскольку представляют собой некие аморфные образования, в которых неразличимы никакие детали строения фрустел и поясков диатомей, или скелетов силикофлагеллят. Аналогично в характеристике и на фотографии баженновского биоморфного силицита, который назван диатомово-радиоляриевым (Предтеченская, Злобина, 2017, с. 115, рис. 1а,б), остатки диатомей(?) и мелких радиолярий полностью замещены карбонатом и пиритом, что не позволяет с уверенностью говорить именно о диатомеях.

Основное наше сомнение в реальности находок остатков диатомей в баженновских толщах состоит в том, что

сам факт существования диатомовых водорослей в поздней юре является дискуссионным и вызывает серьезные возражения. Еще в 1974 г. Н.И. Стрельникова отмечала, что «Диатомеи юрского возраста достоверно не найдены. То, что до сих пор относилось к юрским диатомеям, в настоящее время подверглось пересмотру» (Стрельникова, 1974, с. 101).

За минувшие десятилетия ситуация, в сравнении с описанной Н.И. Стрельниковой, изменилась мало: по-прежнему, когда говорят о начальных этапах эволюции диатомей, ссылаются на опубликованное в 1896 и 1900 гг. сообщение, принадлежащее А. Rothpletz, о находке диатомей *Ruxidicula* из лейаса Вюртенберга (северо-запад Германии). Правда, это сообщение признается очень сомнительным и непроверяемым (Katz et al., 2004; Sims et al., 2006; Kooistra et al., 2007).

Если не принимать во внимание такую палеонтологическую фантастику, как сообщения о находке диатомей в докембрии и палеозое (Siemińska, 2000; Kwiecińska, 2000; Siemińska, Kwiecińska, 2002), то документированных данных о домеловых диатомеях ничтожно мало. Единственное подтвержденное фактами свидетельство о юрских диатомеях было приведено Д.М. Харвудом с коллегами, описавшими диатомей *Calypsothorium* из верхнеюрских-нижнемеловых континентальных(!) отложений Южной Кореи (Harwood et al., 2004; Sims et al., 2006; Kooistra et al., 2007). А самые древние хорошо сохранившиеся фосцильные остатки морских диатомей зафиксированы в меловых апт-альбских образцах программы глубоководного бурения в море Уэдделла атлантического сектора Южного Океана (ODP, Leg 113, Site 693, Weddell Sea) (Harwood, Gersonde, 1990; Sims et al., 2006).

Также очень мало данных о древних диатомеях нижнего мела. Р. Герсонд и Д. Харвуд привели превосходный обзор и ревизию всех опубликованных данных, в которых так или иначе освещены раннемеловые диатомеи (Gersonde, Harwood, 1990). Названы немногим более десятка литературных источников с сообщениями о местонахождениях в Европе в районах Германии, Польских Карпат, Лигурийских Альп, Ставрополя, Пензы; в Канаде – Северо-Восточной Альберты; Квинсленда в Австралии, и моря Уэдделла в Южном Океане. При этом панцири диатомей очень плохой сохранности и пиритизированы, что нередко ставит под сомнение сами определения.

Примечательно, что Герсонд и Харвуд проанализировали известнейшую монографию Г. Рюста, посвященную юрским радиоляриям Европы (Rüst, 1885), и установили, что среди кремнистых микрофоссилий (радиолярии, спикеры губок), извлеченных Рюстом из так называемых «копролитов» (на самом деле – из фосфоритовых конкреций) в железорудных отложениях (слои датированы Рюстом верхним лейасом – ранним доггером по находкам двух аммонитов) в районе Ильзеде (окрестности Пайна в Нижней Саксонии, Германия), изображены шесть экземпляров диатомей хорошей сохранности (Rüst, 1885, Taf. 44, Fig. 1–6). Эти диатомеи очень близки к формам из апт-альбских отложений моря Уэдделла, и важно то, что возраст фосфоритовых конкреций (= «копролиты» Рюста), является альбским, а не юрским, и аммониты – переотложенными в нижнемеловых отложениях (Kemper, 1973). Исследование диатомей из местонахождения Ильзеде

показало, что они имеют альбский (гольт) возраст (Forti, Schulz, 1932; Gersonde, Harwood, 1990; Sims et al., 2006).

Некоторые исследователи полагали, опираясь на данные биогеохимии, что эволюция планктонных диатомей началась, согласно биохимическим маркерам (в частности, по 24-nordiacholestanes) с поздней юры (Moldowan, Jacobson, 2000; Katz et al., 2004). Не исключено также, что, согласно молекулярной филогении, это событие может быть отнесено к ранней юре, но, возможно, и к среднему триасу (Kooistra et al., 2007; Cermeño, 2016; Medlin, 2016). Однако следует заметить, что эти «виртуальные» данные пока еще не подкреплены никакими палеонтологическими свидетельствами.

Ранее в позднеюрско-раннемеловых кремнях Малого Кавказа в шлифах были отмечены единичные микрообъекты, сходные с панцирями диатомовых водорослей размером 0.05–0.15 мм, и высказано предположение об их принадлежности к классу *Centrophicea* (Вишневская, 1984). Но плохая сохранность и большой размер при отсутствии фотоизображений, заставляют усомниться в том, что это находка именно диатомовых водорослей.

Обобщая сказанное выше, можно заключить, что до настоящего времени нет возможности с уверенностью говорить о реальном существовании диатомей в домеловую эпоху. Поэтому литературные сведения о диатомеях баженовской свиты являются, по всей видимости, недостоверными.

Несколько иначе дело обстоит с силикофлагеллятами, которые в литературе по баженовскому горизонту также упоминаются (Предтеченская и др., 2006; Важенина, 2010). Весьма характерным является мнение, что «Среди остатков организмов с кремнистым скелетом в породах баженовского горизонта преобладают радиолярии. Реже встречаются силикофлагелляты, диатомеи и кремнистые губки» (Предтеченская и др., 2012, с. 134), однако доказательств наличия именно силикофлагеллят приведено не было.

Среди нашего материала в одном из образцов из Южно-Тамбейской площади на Ямале (нижневолжский подъярус) были обнаружены фрагменты фосцилизированных кремнистых микробиообъектов (рис. 3, фиг. 5 в правом нижнем углу), состоящие из ажурной вязи перекладин и игл. Они являются сгруженными обломками решетчатых камер форм из сем. *Poulpidae* и периферических колец каких-то *Saturnulidae*, столь свойственных титону юга Германии (Dumitrica, Zügel, 2008) и недавно найденных в нижневолжском подъярусе (Вишневская и др., 2020). Эти обломки отчасти напоминают фрагменты скелетов силикофлагеллят, также состоящих из перекладин (Глезер, 1966), и, возможно, аналогичные образования послужили основой суждений о наличии силикофлагеллят в баженовском горизонте. Безусловно, подобные находки требуют более пристального внимания и серьезного изучения, однако следует подчеркнуть, что силикофлагелляты не характерны для юры. Напомним, что ранее на восточном склоне Урала и в Западной Сибири по материалам буровых скважин и естественных обнажений наиболее древние силикофлагелляты были найдены в верхнемеловых (сантон–кампан) отложениях. Комплексами этих кремневых жгутиковых микроводорослей, помимо мела, здесь охарактеризованы палеоцен, эоцен и олигоцен, при



этом силикофлагелляты, как правило, сопровождают и соподчинены диатомеям (Глезер, 1966).

В целом, наиболее древние, достоверно документированные находки силикофлагеллят приурочены лишь к позднему мелу (сантон–кампан), и их ранняя эволюция начинается с этой эпохи (McCartney et al., 2010; Van Tol et al., 2012). Правда, появлялись первые сведения о находках фрагментов силикофлагеллят? в более древних альбских отложениях моря Уэдделла (McCartney et al., 2014) и Южного бассейна Аргентины (Pérez-Panera, 2015), но они еще требуют перепроверки.

Помимо названных выше кремнистых микрофоссилий, в литературе упоминались и другие. Высказано мнение (Злобин и др., 2016) со ссылкой на находки в образцах из гольчихинской свиты Гыданского фациального района Западной Сибири, что северо-восточную периферию баженовского моря населяли красные водоросли, асцидии и акантарии. Эти исследователи отнесли акантарий к радиоляриям и указали, что: «некоторые таксоны радиолярий использовали соединения бария типа  $Ba[Pt(CN)_4]$  в инкрустации оболочки для создания защитного механизма от радиоактивного излучения» (Злобин и др., 2016, с. 29). Более того, «экосистема морского бассейна, возможно, использовала акантарий, светящихся при радиоактивном воздействии, как индикатор неблагоприятной среды обитания для многих других организмов. Биолуминесцирующие в желто-зеленых тонах планктонные и нектонные скопления радиолярий отпугивали представителей морской биоты от опасных участков, тем самым сохраняя генофонд биоценоза» (Злобин и др., 2016, с. 38). Мы оставляем это высказывание цитируемых авторов о фантастической роли «радиолярий» в качестве «отпугивателей» и «охранителей генофонда» без развернутого комментария, заметив лишь, что радиолярии и акантарии представляют собой две разные группы в ранге типов в царстве ризарий, и что за более чем 160-летнюю историю изучения акантарий (с 1865 г.) не было зафиксировано ни одной(!) их находки в ископаемом состоянии.

## Заключение

Известные к настоящему времени микрофоссилии баженовского морского бассейна Западной Сибири представлены остатками зоопланктона (радиолярии) и фитопланктона (динофлагелляты, кокколитофориды), а также, реже, микробентосом (бентосные фораминиферы и спикулы губок). Радиолярии, динофлагелляты, кокколитофориды и фораминиферы используются в целях биостратиграфического расчленения разрезов и их корреляции, и, помимо этого, совместно со спикулами губок, для восстановления параметров и обстановок палеосреды. В периоды расцвета радиоляриевой фауны производимая радиоляриями биоорганика, и, прежде всего липиды, была настолько велика, что эта некромасса, обогащавшая иловые донные сапропели, могла стать одним из возможных источников нефти.

В ряде литературных источников сообщалось, что источником биогенного кремнезема в баженовской свите являлись, помимо радиолярий, диатомеи и силикофлагелляты. Однако анализ показал, что до настоящего времени нет возможности с уверенностью говорить о реальном существовании диатомей и силикофлагеллят в

домеловую эпоху. Поэтому сведения об этих микрофоссилиях в баженовской свите являются, по всей видимости, недостоверными.

## Финансирование/Благодарности

Работа выполнена в рамках госзадания ГИН РАН (№ госрегистрации темы 0135-2020-0057). Авторы выражают признательность и благодарность рецензентам, а также А.С. Алексееву, Н.С. Балужиной и Г.А. Калмыкову (МГУ), И.В. Панченко (ВНИГНИ) и М.А. Устиновой (ГИН РАН) за помощь в подборе материала, за обсуждение основных положений статьи и ряд полезных замечаний и уточнений.

## Литература

- Амон Э.О. (2011). Радиолярии в экосистеме баженовского моря (поздняя юра – начало раннего мела, Западная Сибирь). *Литология и геология горючих ископаемых*, 21, с. 145–169.
- Амон Э.О., Алексеев В.П., Федоров Ю.Н., Лебедев А.И. (2011). Микрофоссилии баженовской свиты в Широном Приобье (Западная Сибирь, волжский ярус бореальной юры). *Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии*. СПб.: Изд-во ЛЕМА, с. 26–27.
- Бочкарев В.С., Огнев Д.А., Черданцев С.Г. (2008). Палеобатиметрия эпиконтинентальных морей на примере мела Западной Сибири. *Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии*. Новосибирск: СО РАН, с. 44–46.
- Брадучан Ю.В., Гольберт А.В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А., Булыникова С.П., Климова И.Г., Месежников М.С., Вячкилева Н.П., Козлова Г.П., Лебедев А.И., Нальняева Т.И., Турбина А.С. (1986). Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность). Новосибирск: Наука, 160 с.
- Важенина О.А. (2010). Особенности осадконакопления и литологические типы пород баженовской свиты на территории Широного Приобья (Западная Сибирь). *Вестник Томского гос. ун-та, Науки о Земле*, 335, с. 161–164.
- Вишневская В.С. (1984). Радиоляриты как аналоги современных радиоляриевых илов. М.: Наука, 120 с.
- Вишневская В.С. (2013). Биостратиграфия и палеогеография баженовской свиты по данным радиоляриевого анализа. *Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии*. Екатеринбург: ИздатНаукаСервис, 34–37.
- Вишневская В.С. (2018). Юрско-меловые «кальцисфериды» России и методы их исследования. *Эколит – 2018. Литогенез: стадийность, процессы и диагностика*. М.: МАКС Пресс, с. 17–19.
- Вишневская В.С., Гатовский Ю.А. (2020). Первая находка позднеюрских радиолярий на Ямале (Арктическая Сибирь). *Проблемы региональной геологии Северной Евразии*. М.: МПРИ-РГГРУ, с. 17–20.
- Вишневская В.С., Амон Э.О., Гатовский Ю.А. (2020). Радиоляриевая биостратиграфия баженовского горизонта (верхняя юра–нижний мел) Западной Сибири. *Стратиграфия. Геол. корреляция*, 47(8), с. 1–20. <https://doi.org/10.1134/S0869593820060106>
- Вишневская В.С., Дубинина Е.О., Мохов А.В. (2009). Загадочное строение некоторых спикульных элементов губок, радиолярий и нанотехнологии. *Палеонтол. общество НАН Украины*. Киев, с. 78–81. <https://doi.org/10.30836/igs.2522-9753.2009.147924>
- Вишневская В.С., Гатовский Ю.А., Козлова В.А. (2018а). Радиоляриевый биогоризонт Parvicingula khabakovi – Willriedellum salymicum баженовской свиты Западной Сибири (берриас). *Современная микропалеонтология — проблемы и перспективы*. М.: ПИН РАН, с. 209–212.
- Вишневская В.С., Овечкина М.А., Устинова М.А. (2018б). Биостратиграфия и палеогеография баженовской свиты (Западная Сибирь) по радиоляриям, наннопланктону и известковым диноцистам. *Современная микропалеонтология — проблемы и перспективы*. М.: ПИН РАН, с. 213–217.
- Глезер З.И. (1966). Кремневые жгутиковые водоросли. *Флора споровых растений СССР*, VII. М.–Л.: Наука, 331 с.
- Гурари Ф.Г., Гольберт А.В., Захаров В.А. (1983). Новые данные об условиях образования баженовской свиты. *Новые данные по стратиграфии и палеогеографии нефтегазоносных бассейнов Сибири*. Новосибирск: СНИИГиМС, с. 5–17.

Данько Д.А. (2015). Методика выявления перспективных объектов в баженовской свите на основе комплексирования геомеханических, геохимических и геофизических параметров. *Геофизика*, 2, с. 38–47.

Засько Д.Н., Кособокова К.Н. (2014). Радиоларии в планктоне Арктического бассейна: видовой состав и распределение. *Зоологический журн.*, 93(9), с. 1–13. <https://doi.org/10.7868/S0044513414090116>

Захаров В.А. (2006). Условия формирования волжско-берриасской высокоуглеродистой баженовской свиты Западной Сибири по данным палеоэкологии. *Эволюция биосферы и биоразнообразия*. М.: Т-во научных изданий КМК, с. 552–568.

Захаров В.А., Сакс В.Н. (1983). Баженовское (волжско-берриасское) море Западной Сибири. *Палеобιοгеография и биостратиграфия юры и мела Сибири*. М.: Наука, с. 5–32.

Злобин А.А., Москвин В.И., Злобина О.Н. (2016). Палеоэкологические реконструкции в верхнеюрском осадочном бассейне Западной и Средней Сибири по результатам лито-биохимических и спектральных методов исследования. *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири*, 4(28), с. 29–40. <https://doi.org/10.20403/2078-0575-2016-4-29-40>

Карнюшина Е.Е. (2003). Кремнистые породы нефтеносной баженовской свиты Красноленинского свода (Западная Сибирь). *Вестник Московского ун-та. Серия 4 Геология*, 6, с. 19–27.

Козлова Г.Э. (1983). Распространение радиоларий в баженовской свите Западной Сибири. *Палеобιοгеография и биостратиграфия юры и мела Сибири*. М.: Наука, с. 47–55.

Колтун В.М. (1964). Губки Антарктиды. *Исследование фауны морей*. Л.: Наука, 132 с.

Колтун В.М. (1966). Спикулы губок в поверхностном слое осадков морей южной части Индийского океана. *Геохимия кремнезема*. М.: Наука, с. 262–283.

Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Казаненков В.А., Конторович В.А., Костырева Е.А., Пономарева Е.В., Рыжкова С.В., Ян П.А. (2014). Баженовская свита – главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России. *Георесурсы, геозеречетика, геополитика*, 2(10), с. 1–8. [http://oilgasjournal.ru/vol\\_10/kontorovich.html](http://oilgasjournal.ru/vol_10/kontorovich.html)

Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков 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. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.002>

Корчемкина Е.Н., Ли М.Е. (2015). Аномальные оптические характеристики прибрежных вод Черного моря в июле 2012 года и их связь с концентрацией минеральной взвеси в воде. *Фундаментальная и прикладная гидрофизика*, 8(4), с. 101–105.

Куликова Н.К., Раевская Е.Г., Шурекова О.В. (2013). Альгофлора в формировании органического вещества высокоуглеродистой волжско-берриасской баженовской свиты Западной Сибири. Водоросли в эволюции биосферы. М.: ПИН РАН, с. 59–62.

Лобусев А.В., Лобусев М.А., Вертиевец Ю.А., Кулик Л.С. (2011). Баженовская свита – дополнительный источник углеводородного сырья в Западной Сибири. *Территория нефтегаз*, 3, с. 28–31.

Немова В.Д. (2012). Условия формирования коллекторов в отложениях баженовского горизонта в районе сочленения Красноленинского свода и Фроловской мегаплатины. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 7(2), с. 1–14. [http://www.ngtp.ru/rub/4/23\\_2012.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/23_2012.pdf)

Панченко И.В., Балушкина Н.С., Барабошкин Е.Ю., Вишневская В.С., Калмыков Г.А., Шурекова О.В. (2015). Комплексы палеобиоты в абалакско-баженовских отложениях центральной части Западной Сибири. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 10(2), с. 1–29. [http://www.ngtp.ru/rub/2/24\\_2015.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/2/24_2015.pdf)

Петелин В.П. (1954). О современных кремнево-губковых морских осадках. *Бюллетень Московского общества испытателей природы. Отд. геол.*, 29(1), с. 67–70.

Полякова И.Д., Кроль Л.А., Перозин Г.Н., Предтеченская Е.А. (2001). Классификация разрезов и детальное картирование доманикитов. *Тихоокеанская геология*, 20(5), с. 58–71.

Предтеченская Е.А., Злобина О.Н. (2017). Литолого-фациальные особенности баженовской свиты как «промежуточного» коллектора углеводородов в зонах дизъюнктивных нарушений. *Современные проблемы седиментологии в нефтегазовом инжиниринге*. Томск: Изд-во ЦППС НД, с. 113–122.

Предтеченская Е.А., Кроль Л.А., Гурари Ф.Г., Сапьяник В.В., Перозин Г.Н., Малышко Л.Д. (2006). О генезисе карбонатов в составе баженовской свиты центральных и юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты. *Литосфера*, 4, с. 131–148.

Предтеченская Е.А., Злобина О.Н., Кроль Л.А. 2012. К вопросу о генезисе и методах прогноза высокоуглеродистых кремнистых

аргиллитов и силицитов баженовского горизонта (Западная Сибирь). *Приоритетные и инновационные направления литологических исследований*. Екатеринбург, с. 134–138.

Стафеев А.Н., Ступакова А.В., Сулова А.А., Гилаев Р.М., Шелков Е.С., Книппер А.А. (2019). Баженовский горизонт Сибири (титон – нижний берриас): тектонические и гидродинамические условия осадконакопления. *Георесурсы*, 21(2), с. 117–128. <https://doi.org/10.18599/grs.2019>

Стрельникова Н.И. Диатомовые водоросли мезозоя. (1974). *Диатомовые водоросли СССР (ископаемые и современные)*. Т. 1. Л.: Наука, с. 101–108.

Устинова М.А., Балушкина Н.С., Панченко И.В. (2014). Известковый нанопланктон средневолжских отложений высоких широт (Тимано-Печорская область и Западная Сибирь). *Диверсификация и этапность эволюции органического мира в свете палеонтологической летописи*. СПб.: ВПО, с. 138–140.

Ушатинский И.Н. (1981). Литология и перспективы нефтеносности юрско-неокомских отложений Западной Сибири. *Советская геология*, 2, с. 11–22.

Ушатинский И.Н. (1984). Состав и микроэлементы пород баженовской свиты и вмещающих глин. *Ассоциация микроэлементов с органическим веществом в осадочных толщах Сибири*. Новосибирск: СО АН СССР, с. 21–31.

Эдер В.Г., Замирайлова А.Г., Занин Ю.Н. Е., Хабаров М., Ян П.А. (2015). Особенности формирования баженовской свиты на границе юры и мела в центральной части Западной Сибири. *Литосфера*, 3, с. 17–32.

Эдер В.Г., Замирайлова А.Г., Ян П.А. (2017). Закономерности распространения кремнистых пород и «кокколитоовой» пачки баженовской свиты. *Геология и геофизика*, 58(3–4), с. 511–521. <https://doi.org/10.15372/GiG20170314>

Эдер В.Г., Костырева Е.А., Юрченко А.Ю., Балушкина 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>

Ясакова О.Н., Станичный С.В. (2012). Аномальное цветение *Emiliania huxleyi* (Prymnesiophyceae) в Черном море в 2012 году. *Морской экологический журнал*, XI(4), с. 54.

Ясевич Г.С., Поплавская М.Д. (1975). К стратиграфии битуминозных отложений верхней юры и неокома Западно-Сибирской равнины. *Материалы по геологии нефтегазоносных районов Западной Сибири. Труды ЗапСибНИГНИ*. Вып. 102. Тюмень, с. 28–57.

Cermeño P. (2016). The geological story of marine diatoms and the last generation of fossil fuels. *Perspectives in Phycology*, 3(2), pp. 53–60. <https://doi.org/10.1127/pip/2016/0050>

Dumitrica P., Zügel P. (2008). Early Tithonian Saturniidae (Radiolaria) from the Solnhofen area (Southern Franconian Alb, southern Germany). *Paläontologische Zeitschrift*, 82(1), pp. 55–84. <https://doi.org/10.1007/BF02988433>

Forti A., Schulz P. (1932). Erste Mitteilung über Diatomeen aus dem Hannoverschen Gault. *Beihefte zum Botanisches Centralblatt*, 50, pp. 241–246.

Gersonde R., Harwood D.M. (1990). Lower Cretaceous diatoms from ODP Leg 113 site 693 (Weddell Sea). Part 1: vegetative cells. *Proceedings of the Ocean Drilling Program, Scientific Results*, 113, pp. 365–402. <https://doi.org/10.2973/odp.proc.sr.113.127.1990>

Harwood D.M., Chang K.H., Nikolaev V.A. (2004). Late Jurassic to earliest Cretaceous diatoms from Jasong Synthem, Southern Korea: evidence for a terrestrial origin. *Abstracts, 18th International Diatom Symposium*. Miedzyzdroje, Poland, pp. 81. <https://doi.org/10.2973/odp.proc.sr.113.201.1990>

Harwood D.M., Gersonde R. (1990). Lower Cretaceous diatoms from ODP Leg 113 Site 693 (Weddell Sea). Part 2: resting spores, chrysophycean cysts, an endoskeletal dinoflagellate and notes on the origin of diatoms. *Proceedings of the Ocean Drilling Program, Scientific Results*, 113, pp. 403–425. <https://doi.org/10.2973/odp.proc.sr.113.201.1990>

Ikenoue T., Björklund K.R., Kruglikova S.B. (2015). Flux variations and vertical distributions of siliceous Rhizaria (Radiolaria and Phaeodaria) in the western Arctic Ocean: indices of environmental changes. *Biogeosciences*, 12, pp. 2019–2046. <https://doi.org/10.5194/bg-12-2019-2015>

Ikenoue T., Björklund K.R., Fujiwara A., Uchimiya M., Kimoto K., Harada N., Nishino S. (2019). Horizontal and vertical distribution of polycystine radiolarians in the western Arctic Ocean during the late summers of 2013 and 2015. *Polar Biol.*, 42, pp. 285–305. <https://doi.org/10.1007/s00300-018-2421-3>

Katz M.E., Finkel Z.V., Grzebyk D., Knoll A.H., Falkowski P.G. (2004). Evolutionary trajectories and biogeochemical impacts of marine eukaryotic

phytoplankton. *Ann. Rev. Ecol. Syst.*, 35, pp. 523–556. <https://doi.org/10.1146/annurev.ecolsys.35.112202.130137>

Kemper E. (1973). The Aptian and Albian stages in northwest Germany. *The Boreal Lower Cretaceous. Geol. J. Spec.*, 5, pp. 345–361.

Kietzmann D.A., Scasso R.A. (2019). Jurassic to Cretaceous (upper Kimmeridgian–?lower Berriasian) calcispheres from high palaeolatitudes on the Antarctic Peninsula: Local stratigraphic significance and correlations across Southern Gondwana margin and the Tethyan realm. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 537, 109419. <https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2019.109419>

Kooistra W.H.C.F., Gersonde R., Medlin L.K., Mann D.G. 2007. The origin and evolution of the diatoms: their adaptation to a planktonic existence. *Evolution of Primary Producers in the Sea*. Acad. Press, Burlington, pp. 207–249. <https://doi.org/10.1016/B978-012370518-1/50012-6>

Kwiecińska B. 2000. How the diatoms were found in the Proterozoic marbles at Przeworno. *The origin and early evolution of diatoms: fossil, molecular and biogeographical approaches*. Szafer Inst. of Botany, Polish Acad. Sci. Cracow, Poland, pp. 281–289.

McCartney K., Witkowski J., Harwood D.M. (2010). Early evolution of the silicoflagellates during the Cretaceous. *Marine Micropaleontology*, 77, pp. 83–100. <https://doi.org/10.1016/j.marmicro.2010.08.001>

McCartney K., Witkowski J., Harwood D.M. (2014). New insights into skeletal morphology of the oldest known silicoflagellates: *Variramus*, *Cornua* and *Gleserocha* gen. nov. *Revue de Micropaléontologie*, 57, pp. 75–91. <https://doi.org/10.1016/j.revmic.2014.05.001>

Medlin L.K. (2016). Evolution of the diatoms: major steps in their evolution and a review of the supporting molecular and morphological evidence. *Phycologia*, 55(1), pp. 79–103. <https://doi.org/10.2216/15-105.1>

Michalík J., Reháková D., Grabowski J., Lintnerová O., Svobodová A., Schlögl J., Sobieñ K., Schnabl P. (2016). Stratigraphy, plankton communities, and magnetic proxies at the Jurassic /Cretaceous boundary in the PieninyKlippen Belt (Western Carpathians, Slovakia). *Geologica Carpathica*, 67(4), pp. 303–328. <https://doi.org/10.1515/geoca-2016-0020>

Moldowan J.M., Jacobson S.R. (2000). Chemical signals for early evolution of major taxa: biosignatures and taxon-specific biomarkers. *Int. Geol. Rev.*, 42, pp. 805–812. <https://doi.org/10.1080/00206810009465112>

Pérez-Panera J.P. (2015). A silicoflagellate from the middle Albian of Austral Basin, Argentina. *Andean Geology*, 42(3), pp. 397–402. <https://doi.org/10.5027/andgeoV42n3-a07>

Reháková D. (2000). Calcareous dinoflagellate and calpionellid bioevents versus sea-level fluctuations recorded in the west Carpathian (Late-Jurassic/Early Cretaceous) pelagic environments. *Geologica Carpathica*, 51(4), pp. 229–243.

Rüst G. (1885). Beiträge zur Kenntniss der fossilen Radiolarien aus Gesteinen des Jura. *Palaeontographica*, 31, pp. 271–321.

Sims P.A., Mann D.G., Medlin L.K. (2006). Evolution of the diatoms: insights from fossil, biological and molecular data. *Phycologia*, 45(4), pp. 361–402. <https://doi.org/10.2216/05-22.1>

Siemińska J. (2000). The discoveries of diatoms older than the Cretaceous. *The origin and early evolution of diatoms: fossil, molecular and biogeographical approaches*. Szafer Inst. of Botany, Polish Acad. Sci. Cracow, Poland, pp. 55–74.

Siemińska J., Kwiecińska B. 2002. *Horstiaenatae* gen. et sp. nov., a new diatom from the Przeworno Proterozoic marbles. *Acta Palaeobotanica*, 42, pp. 3–6.

Van Tol H.M., Irwin A.J., Finkel Z.V. (2012). Macroevolutionary trends in silicoflagellate skeletal morphology: the costs and benefits of silicification. *Paleobiology*, 38(3), pp. 391–402. <http://dx.doi.org/10.1666/11022.1>

Vishnevskaya V.S. (2017). The Jurassic-Cretaceous boundary in Boreal Russia: radiolarian and calcareous dinoflagellate potential biomarkers. *Geological Quarterly*, 61(3), pp. 641–654. <https://doi.org/10.7306/gq1370>

Vishnevskaya V.S., Kozlova G.E. (2012). Volgian and Santonian – Campanian radiolarian events from the Russian Arctic and Pacific Rim. *Acta Palaeontol. Polon.*, 2012, 57(4), pp. 773–790. <http://dx.doi.org/10.4202/app.2011.0040>

Vishnevskaya V.S., Gatovsky Y.A., Kozlova V.A. (2019a). The Parvicungula khabakovi–Williriedellum salyemicum Radiolarian Biohorizon in the West Siberian Bazhenovo Formation (Berriasian–Valanginian). *Paleontological Journal*, 53(8), pp. 808–811. <https://doi.org/10.1134/S0031030119080239>

Vishnevskaya V.S., Ovechkina M.N., Ustinova M.A. (2019b). Biostratigraphy and Paleogeography of the Bazhenovo Formation (Upper Jurassic and Lower Cretaceous) Based on Radiolarians, Nannoplankton and Calcareous Dinocysts. *Paleontological Journal*, 53(9), pp. 916–921. <https://doi.org/10.1134/S003103011909017X>

Zanin Y.N., Zamirailova A.G., Eder V.G. 2012. Some Calcareous Nannofossils from the Upper Jurassic-Lower Cretaceous Bazhenovo Formation of the West Siberian Marine Basin, Russia. *The Open Geology Journal*, 6, pp. 25–31. <https://doi.org/10.2174/1874262901206010025>

## Сведения об авторах

Эдуард Оттович Амон – доктор геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, Палеонтологический институт им. А.А. Борисяка РАН

Россия, 117647 Москва, ул. Профсоюзная, д. 123

e-mail: edwardamon@mail.ru

Валентина Сергеевна Вишневская – доктор геол.-мин. наук, заведующий лабораторией биостратиграфии и палеогеографии океанов, Геологический институт РАН

Россия, 119017 Москва, Пыжевский пер, 7, стр.1

Юрий Артурович Гатовский – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры палеонтологии, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234 Москва, Ленинские горы, д. 1

Елена Александровна Жегалло – кандидат геол.-мин. наук, заведующий лабораторией приборной аналитики, Палеонтологический институт им. А.А. Борисяка РАН

Россия, 117647 Москва, ул. Профсоюзная, д. 123

Статья поступила в редакцию 13.10.2020;

Принята к публикации 19.04.2021;

Опубликована 30.09.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

# On the diversity of microfossils in the Bazhenov Horizon of Western Siberia (Late Jurassic–Early Cretaceous)

E.O. Amon<sup>1\*</sup>, V.S. Vishnevskaya<sup>1,2</sup>, Yu.A. Gatovsky<sup>3</sup>, E.A. Zhegallo<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Borissiak Paleontological Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

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

<sup>3</sup>Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

\*Corresponding author: Edward O. Amon, e-mail: edwardamon@mail.ru

**Abstract.** Paleontological remains from the Bazhenovo Horizon of Western Siberia (Tithonian–Berriasian) are represented by macro- and microfossils. The Horizon had a marine genesis and the basis of ecosystem of this paleobasin

composed of pelagic organisms-producers (phytoplankton: prasinophytes, coccolithophorids, dinoflagellates, as well as brown algae) and consumers (zooplankton: radiolarians, invertebrate larvae, crustaceans; and nekton: pelagic bony



fish, ammonites, belemnites, paleosquids-teutids and marine dinosaurs; and, in addition, benthic bivalves, foraminifera, and ostracods). Among microfossils, radiolarians are the leading importance, phytoplankton (dinoflagellates, coccolithophorids) and microbenthos (foraminifera, sponge spicules) are less common. Radiolarians, dinoflagellates, coccolithophorids, and foraminifera are used for biostratigraphic subdividing of sections and their correlation, and, in addition, together with sponge spicules, for reconstruction the paleoenvironments. In literature, a several paper indicated the presence of other siliceous microfossils in paleobiota of the Bazhenovo paleosea – diatoms, silicoflagellates, and acantharians. The article summarized data on radiolaria, coccolithophorids, dinophyta and critically reviewed reports of other microobjects. It is shown that the information about diatoms, silicoflagellates and acantharians from Bazhenovo Horizon and Bazhenovo Formation is probably unreliable.

**Keywords:** Radiolaria, coccolithophorids, dinoflagellates, Bazhenovo Horizon, Western Siberia, Late Jurassic, Tithonian, Early Cretaceous, Berriasian

### Acknowledgments

The work was carried out as part of a state assignment of the GIN RAS (State Registration No. 0135-2020-0057). The authors are grateful to the reviewers and A.S. Alekseev, N.S. Balushkina, G.A. Kalmykov (Moscow State University), I.V. Panchenko (VNIGNI) and M.A. Ustinova (GIN RAS) for help in the selection of material, for a discussion of the main thesis of the article and useful comments.

**Recommended citation:** Amon E.O., Vishnevskaya V.S., Gатовский Ю.А., Жегалло Е.А. (2021). On the diversity of microfossils in the Bazhenov Horizon of Western Siberia (Late Jurassic – Early Cretaceous). *Georesursy = Georesources*, 23(3), pp. 118–131. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.15>

### References

- Amon E.O. (2011). Radiolaria in the ecosystem of the Bazhenov sea (late Jurassic – the beginning of early Cretaceous, West Siberia). *Coll. papers: Lithology and Geology of fossil fuels*, V(21). Yekaterinburg: USMU, pp. 145–169. (In Russ.)
- Amon E.O., Alekseev V.P., Fedorov Yu.N., Lebedev A.I. (2011). Microfossils of the Bazhenov formation in the Latitudinal Ob region (Western Siberia, Volgian stage of boreal Jurassic). *Jurassic system of Russia: problems of stratigraphy and paleogeography*. Saint Petersburg: LEMA Publ., pp. 26–27. (In Russ.)
- Bochkarev V.S., Ognev D.A., Cherdantsev S.G. (2008). Paleobathymetry epicontinental seas on the example of the Cretaceous of Western Siberia. *Cretaceous system of Russia and neighboring countries: problems of stratigraphy and paleogeography*. Novosibirsk: SB RAS, 2008, pp. 44–46. (In Russ.)
- Braduchan Yu.V., Golbert A.V., Gurari F.G., Zakharov V.A., Bulynnikova S.P., Klimova I.G., Mesezhnikov M.S., Vyachkileva N.P., Kozlova G.P., Lebedev A.I., Nalayaeva T.I., Turbina A.S. (1986). Bazhenov Horizon of Western Siberia (stratigraphy, paleogeography, ecosystem, oil content). Novosibirsk: Nauka, 160 p. (In Russ.)
- Cermeño P. (2016). The geological story of marine diatoms and the last generation of fossil fuels. *Perspectives in Phycology*, 3(2), pp. 53–60. <https://doi.org/10.1127/pip/2016/0050>
- Danko D.A. (2015). Method for identifying promising objects in the Bazhenov formation based on the integration of geomechanical, geochemical and geophysical parameters. *Geophysika*, 2, pp. 38–47. (In Russ.)
- Dumitrica P., Zügel P. (2008). Early Tithonian Saturniidae (Radiolaria) from the Solnhofen area (Southern Franconian Alb, southern Germany). *Paläontologische Zeitschrift*, 82(1), pp. 55–84. <https://doi.org/10.1007/BF02988433>
- Eder V.G., Kostyreva 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. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.129-142>
- Eder V.G., Zamiraylova A.G., Zanin Yu.N., Khabarov E.M., Yan P.A. (2015). Features of the black shale Bazhenov Formation on the transition from Jurassic to Cretaceous in the central part of the Western Siberia. *Litosfera = Lithosphere*, 3, pp. 17–32. (In Russ.)
- Eder V.G., Zamiraylova A.G., Yan P.A. (2017). The regularities of the distribution of siliceous mudstones and “coccolith” member of the Bazhenov formation. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 58 (3–4), pp. 511–521. (In Russ.) <https://doi.org/10.15372/GiG20170314>
- Forti A., Schulz P. (1932). Erste Mitteilung über Diatomeen aus dem Hannoverschen Gault. *Beihefte zum Botanisches Centralblatt*, 50, pp. 241–246.
- Gersonde R., Harwood D.M. (1990). Lower Cretaceous diatoms from ODP Leg 113 site 693 (Weddell Sea). Part 1: vegetative cells. *Proceedings of the Ocean Drilling Program, Scientific Results*, 113, pp. 365–402. <https://doi.org/10.2973/odp.proc.sr.113.127.1990>
- Glezer Z.I. (1966). Siliceous flagellate algae. *Flora of spore plants of the USSR*, VII. Moscow–Leningrad: Nauka. 331 p. (In Russ.)
- Gurari F.G., Golbert A.V., Zakharov V.A. (1983). New data on the conditions of formation of the Bazhenov formation. *New data on stratigraphy and paleogeography of oil and gas basins in Siberia*. Novosibirsk: SNIIGGIMS, pp. 5–17. (In Russ.)
- Harwood D.M., Chang K.H., Nikolaev V.A. (2004). Late Jurassic to earliest Cretaceous diatoms from Jasong Synthem, Southern Korea: evidence for a terrestrial origin. *Abstracts, 18th International Diatom Symposium*. Miedzyzdroje, Poland, pp. 81. <https://doi.org/10.2973/odp.proc.sr.113.201.1990>
- Harwood D.M., Gersonde R. (1990). Lower Cretaceous diatoms from ODP Leg 113 Site 693 (Weddell Sea). Part 2: resting spores, chrysophycean cysts, an endoskeletal dinoflagellate and notes on the origin of diatoms. *Proceedings of the Ocean Drilling Program, Scientific Results*, 113, pp. 403–425. <https://doi.org/10.2973/odp.proc.sr.113.201.1990>
- Ikenoue T., Björklund K.R., Kruglikova S.B. (2015). Flux variations and vertical distributions of siliceous Rhizaria (Radiolaria and Phaeodaria) in the western Arctic Ocean: indices of environmental changes. *Biogeosciences*, 12, pp. 2019–2046. <https://doi.org/10.5194/bg-12-2019-2015>
- Ikenoue T., Björklund K.R., Fujiwara A., Uchimiya M., Kimoto K., Harada N., Nishino S. (2019). Horizontal and vertical distribution of polycystine radiolarians in the western Arctic Ocean during the late summers of 2013 and 2015. *Polar Biol.*, 42, pp. 285–305. <https://doi.org/10.1007/s00300-018-2421-3>
- Karnyushina E.E. (2003). Siliceous rocks of the oil-bearing Bazhenov formation of the Krasnoleninsky arch (Western Siberia). *Vestnik Moskovskogo un-ta = Bulletin of Moscow University. Series 4 Geology*, 6, pp. 19–27. (In Russ.)
- Katz M.E., Finkel Z.V., Grzebyk D., Knoll A.H., Falkowski P.G. (2004). Evolutionary trajectories and biogeochemical impacts of marine eukaryotic phytoplankton. *Ann. Rev. Ecol. Syst.*, 35, pp. 523–556. <https://doi.org/10.1146/annurev.ecolsys.35.112202.130137>
- Kemper E. (1973). The Aptian and Albian stages in northwest Germany. *The Boreal Lower Cretaceous. Geol. J. Spec.*, 5, pp. 345–361.
- Kietzmann D.A., Scasso R.A. (2019). Jurassic to Cretaceous (upper Kimmeridgian–?lower Berriasian) calcispheres from high palaeolatitudes on the Antarctic Peninsula: Local stratigraphic significance and correlations across Southern Gondwana margin and the Tethyan realm. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 537, 109419. <https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2019.109419>
- Koltun V.M. (1964). Sponges of Antarctica. *The study of fauna of the seas*. Leningrad: Nauka. 132 p. (In Russ.)
- Koltun V.M. (1966). Sponge spicules in the surface layer of sediments of seas in the Southern part of Indian ocean. *Geochemistry of silica*. Moscow: Nauka, pp. 262–283. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Kazanenkov V.A., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Ponomareva E.V., Ryzhkova S.V., Yan P.A. (2014). The Bazhenov formation is the main source of unconventional oil resources in Russia. *Georesursy, Geoenergetika, Geopolitika*, 2(10), pp. 1–8. [http://oilgasjournal.ru/vol\\_10/kontorovich.html](http://oilgasjournal.ru/vol_10/kontorovich.html). (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., Kostyreva E.A., Moskvina V.I., Yan P.A. (2013). Paleogeography of the West Siberian sedimentary basin in the Jurassic period. *Geologiya i geofizika*

= *Russian Geology and Geophysics*, 54(8), pp. 972–1012. (In Russ.) <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.002>

Kooistra W.H.C.F., Gersonde R., Medlin L.K., Mann D.G. 2007. The origin and evolution of the diatoms: their adaptation to a planktonic existence. *Evolution of Primary Producers in the Sea*. Acad. Press, Burlington, pp. 207–249. <https://doi.org/10.1016/B978-012370518-1/50012-6>

Korchemkina E.N., Lee M.E. (2015). Anomalous optical properties of the Black Sea in July 2012 and relationship with the concentration of mineral suspension in the water. *Fundamental'naya i prikladnaya gidrofizika = Fundam. Prikl. Gidrofiz.*, 8(4), pp. 101–105. (In Russ.)

Kozlova G.E. (1983). Distribution of radiolarians in the Bazhenovo Formation in Western Siberia. *Paleobiogeography and biostratigraphy of the Jurassic and Cretaceous of Siberia*. Moscow: Nauka, pp. 47–55. (In Russ.)

Kulikova N.K., Raevskaya E.G., Shurekova O.V. (2013). Algaeflora in the formation of organic matter in the high-carbon Volgian-Berriasian Bazhenovo formation of Western Siberia. *Algae in the evolution of the biosphere*. Moscow: PIN RAS, pp. 59–62. (In Russ.)

Kwiecińska B. 2000. How the diatoms were found in the Proterozoic marbles at Przeworno. *The origin and early evolution of diatoms: fossil, molecular and biogeographical approaches*. Szafer Inst. of Botany, Polish Acad. Sci. Cracow, Poland, pp. 281–289.

Lobusev A.V., Lobusev M.A., Vertievets Yu.A., Kulik L.S. (2011). Bazhenov Formation – an additional source of hydrocarbons in Western Siberia. *Territoriya neftegaz*, 3, pp. 28–31. (In Russ.)

McCartney K., Witkowski J., Harwood D.M. (2014). New insights into skeletal morphology of the oldest known silicoflagellates: *Variramus*, *Cornua* and *Gleserocha* gen. nov. *Revue de Micropaléontologie*, 57, pp. 75–91. <https://doi.org/10.1016/j.revmic.2014.05.001>

Medlin L.K. (2016). Evolution of the diatoms: major steps in their evolution and a review of the supporting molecular and morphological evidence. *Phycologia*, 55(1), pp. 79–103. <https://doi.org/10.2216/15-105.1>

Michalik J., Reháková D., Grabowski J., Lintnerová O., Svobodová A., Schlögl J., Sobiech K., Schnabl P. (2016). Stratigraphy, plankton communities, and magnetic proxies at the Jurassic /Cretaceous boundary in the Pieniny Klippen Belt (Western Carpathians, Slovakia). *Geologica Carpathica*, 67(4), pp. 303–328. <https://doi.org/10.1515/geoca-2016-0020>

Moldowan J.M., Jacobson S.R. (2000). Chemical signals for early evolution of major taxa: biosignatures and taxon-specific biomarkers. *Int. Geol. Rev.*, 42, pp. 805–812. <https://doi.org/10.1080/00206810009465112>

Nemova V.D. (2012). Conditions for the formation of reservoirs in the sediments of the Bazhenovo horizon in the area of junction of the Krasnoleninsky arch and the Frolov megadepression. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Oil and gas geology. Theory and Practice*, 7(2), pp. 1–14. (In Russ.) [http://www.ngtp.ru/rub/4/23\\_2012.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/23_2012.pdf)

Panchenko I.V., Balushkina N.S., Baraboshkin E.Yu., Vishnevskaya V.S., Kalmykov G.A., Shurekova O.V. (2015). Complexes of paleobiota in Abalak-Bazhenovo deposits in the central part of Western Siberia. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Oil and gas geology. Theory and practice*, 10(2), pp. 1–29. (In Russ.) [http://www.ngtp.ru/rub/2/24\\_2015.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/2/24_2015.pdf)

Pérez-Panera J.P. (2015). A silicoflagellate from the middle Albian of Austral Basin, Argentina. *Andean Geology*, 42(3), pp. 397–402. <https://doi.org/10.5027/andgeoV42n3-a07>

Petelin V.P. (1954). About modern siliceous-sponge marine sediments. *Byulleten' Moskovskogo obshchestva ispytateley prirody. Otd. geol. = Bulletin of Moscow Society of Naturalists. Geological Series*, 29(1), pp. 67–70. (In Russ.)

Polyakova I.D., Krol L.A., Perosio G.N., Predtechenskaya E.A. (2001). Classification of sections and detailed mapping of domanikites. *Tikhookeanskaya geologiya = Pacific Geology*, 20(5), pp. 58–71. (In Russ.)

Predtechenskaya E.A., Krol L.A., Gurari F.G., Sapjanik V.V., Perozio G.N., Malyushko L.D. (2006). On genesis of the carbonates within Bazhenovo suit in central and south-eastern regions of West-Siberian plate. *Litosfera = Lithosphere*, 4, pp. 131–148. (In Russ.)

Predtechenskaya E.A., Zlobina O.N. (2017). Lithological-facial features of the Bazhenovo formation as an “intermediate” hydrocarbon reservoir in zones of disjunctive disturbances. *Modern problems of sedimentology in oil and gas engineering*. Tomsk, pp. 113–122. (In Russ.)

Predtechenskaya E.A., Zlobina O.N., Krol L.A. (2012). On the genesis and methods of forecasting high-carbon siliceous mudstones and silicites of the Bazhenovo horizon (Western Siberia). *Priority and innovative directions of lithological research*. Yekaterinburg, pp. 134–138. (In Russ.)

Reháková D. (2000). Calcareous dinoflagellate and calponellid bioevents versus sea-level fluctuations recorded in the west Carpathian (Late-Jurassic/Early Cretaceous) pelagic environments. *Geologica Carpathica*, 51(4), pp. 229–243.

Rüst G. (1885). Beiträge zur Kenntniss der fossilen Radiolarien aus Gesteinen des Jura. *Palaeontographica*, 31, pp. 271–321.

Siemińska J. (2000). The discoveries of diatoms older than the Cretaceous. *The origin and early evolution of diatoms: fossil, molecular and biogeographical approaches*. Szafer Inst. of Botany, Polish Acad. Sci. Cracow, Poland, pp. 55–74.

Siemińska J., Kwiecińska B. 2002. Horstianenatae gen. et sp. nov., a new diatom from the Przeworno Proterozoic marbles. *Acta Palaeobotanica*, 42, pp. 3–6.

Sims P.A., Mann D.G., Medlin L.K. (2006). Evolution of the diatoms: insights from fossil, biological and molecular data. *Phycologia*, 45(4), pp. 361–402. <https://doi.org/10.2216/05-22.1>

Stafeev A.N., Stoupakova A.V., Suslova A.A., Gilaev R.M., Shelkov E.S., Knipper A.A. (2019). Bazhenovo horizon of Siberia (Tithonian-Lower Berriasian): tectonic and hydrodynamic conditions of sedimentation. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 117–128. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.117-128>

Strelnikova N.I. (1974). Diatom algae of the Mesozoic. *Diatoms of the USSR (fossil and modern)*. Vol. 1. Leningrad: Nauka, pp. 101–108. (In Russ.)

Ushatinsky I.N. (1981). Lithology and oil-bearing prospects of Jurassic-Neocomian deposits of Western Siberia. *Sovetskaya geologiya = Soviet Geology*, 2, pp. 11–22. (In Russ.)

Ushatinsky I.N. (1984). Composition and microelements of rocks of the Bazhenovo Formation and host clays. *Association of trace elements with organic matter in sedimentary strata of Siberia*. Novosibirsk: SB AS USSR, pp. 21–31. (In Russ.)

Ustinova M.A., Balushkina N.S., Panchenko I.V. (2014). Calcareous nanoplankton of the middle Volgian deposits of high latitudes (Timan-Pechora region and Western Siberia). *Diversification and staging of the evolution of organic world in the light of the paleontological chronicle*. St. Petersburg: VPO, pp. 138–140. (In Russ.)

Van Tol H.M., Irwin A.J., Finkel Z.V. (2012). Macroevolutionary trends in silicoflagellate skeletal morphology: the costs and benefits of silicification. *Paleobiology*, 38(3), pp. 391–402. <http://dx.doi.org/10.1666/11022.1>

Vazhenina O.A. (2010). Features of sedimentation and lithological types of rocks of the Bazhenovo formation on the territory of the Latitudinal Ob region (Western Siberia). *Vestnik Tomskogo gos. universiteta, Nauki o Zemle = Tomsk State University Journal, Earth Sciences*, 335, pp. 161–164. (In Russ.)

Vishnevskaya V.S. (1984). Radiolarites as analogues of modern radiolarian oozes. Moscow: Nauka, 120 p. (In Russ.)

Vishnevskaya V.S. (2013). Biostratigraphy and paleogeography of the Bazhenovo Formation based on radiolarian analysis. *Jurassic system of Russia: problems of stratigraphy and paleogeography*. Yekaterinburg: IzdatNaukaServis, pp. 34–37. (In Russ.)

Vishnevskaya V.S. (2017). The Jurassic-Cretaceous boundary in Boreal Russia: radiolarian and calcareous dinoflagellate potential biomarkers. *Geological Quarterly*, 61(3), pp. 641–654. <https://doi.org/10.7306/gq1370>

Vishnevskaya V.S. (2018). Jurassic-Cretaceous “calcspherides” of Russia and methods of their study. *Exolith–2018. Lithogenesis: stages, processes and diagnostics*. Moscow: MAKSPress, pp. 17–19. (In Russ.)

Vishnevskaya V.S., Gatovsky Yu.A. (2020). The first find of Late Jurassic radiolarians in Yamal (Arctic Siberia). *Problems of regional geology of Northern Eurasia*. Moscow: MGRI-RGGRU, pp. 17–20. (In Russ.)

Vishnevskaya V.S., Kozlova G.E. (2012). Volgian and Santonian – Campanian radiolarian events from the Russian Arctic and Pacific Rim. *Acta Palaeontol. Polon.*, 2012, 57(4), pp. 773–790. <http://dx.doi.org/10.4202/app.2011.0040>

Vishnevskaya V.S., Amon, E.O. & Gatovsky, Y.A. (2020). Radiolarian Biostratigraphy of the Bazhenovo Regional Substage (Upper Jurassic–Lower Cretaceous) of Western Siberia. *Stratigr. Geol. Correl.* 28, pp. 665–683. <https://doi.org/10.1134/S0869593820060106>

Vishnevskaya V.S., Dubinina E.O., Mokhov A.V. (2009). The enigmatic structure of some sponge spicular elements, radiolarians and nanotechnology. *Paleontol. Society of the National Academy of Sciences of Ukraine*. Kiev, pp. 78–81. (In Russ.) <https://doi.org/10.30836/igs.2522-9753.2009.147924>

Vishnevskaya V.S., Gatovsky Y.A., Kozlova V.A. (2019a). The Parvicingula khabakovi–Williriedellum salymicum Radiolarian Biohorizon in the West Siberian Bazhenovo Formation (Berriasian–Valanginian). *Paleontological Journal*, 53(8), pp. 808–811. <https://doi.org/10.1134/S0031030119080239>

Vishnevskaya V.S., Gatovsky Yu.A., Kozlova V.A. (2018a). Radiolarian biohorizon Parvicingula khabakovi – Williriedellum salymicum of the Bazhenovo Formation in Western Siberia (Berriasian). *Modern micropaleontology – problems and prospects*. Moscow: PIN RAS, pp. 209–212. (In Russ.)

Vishnevskaya V.S., Ovechkina M.A., Ustinova M.A. (2018b). Biostratigraphy and paleogeography of the Bazhenovo Formation (Western Siberia) based on radiolarians, nannoplankton, and calcareous dinocysts. *Modern micropaleontology – problems and prospects*. Moscow: PIN RAS, pp. 213–217. (In Russ.)

Vishnevskaya V.S., Ovechkina M.N., Ustinova M.A. (2019b). Biostratigraphy and Paleogeography of the Bazhenovo Formation (Upper Jurassic and Lower Cretaceous) Based on Radiolarians, Nannoplankton and Calcareous Dinocysts. *Paleontological Journal*, 53(9), pp. 916–921. <https://doi.org/10.1134/S003103011909017X>

Yasakova O.N., Stanichny S.V. (2012). Abnormal blooming of *Emiliania huxleyi* (Prymnesiophyceae) in the Black Sea in 2012. *Morskoy ekologicheskii zhurnal = Marine ecological journal*, XI(4), p. 54. (In Russ.)

Yasovich G.S., Poplavskaya M.D. (1975). On the stratigraphy of the Upper Jurassic and Neocomian bituminous deposits of the West Siberian Plain. *Materials on the geology of oil and gas bearing regions of Western Siberia. Proc. ZapSibNIGNI*, Is. 102, pp. 28–57. (In Russ.)

Zakharov V.A. (2006). Formation conditions of the Volga-Berrias highcarbon Bazhenovo formation of Western Siberia according to paleoecology. *Evolution of the biosphere and biodiversity*. Moscow: Tovarishtsvo izdatel'stva KMK, pp. 552–568. (In Russ.)

Zakharov V.A., Saks V.N. (1983). Bazhenovo (Volgian – Berriasian) sea of Western Siberia. *Paleobiogeography and biostratigraphy of the Jurassic and Cretaceous of Siberia*. Moscow: Nauka, pp. 5–32. (In Russ.)

Zanin Y.N., Zamirailova A.G., Eder V.G. 2012. Some Calcareous Nannofossils from the Upper Jurassic-Lower Cretaceous Bazhenovo Formation of the West Siberian Marine Basin, Russia. *The Open Geology Journal*, 6, pp. 25–31. <https://doi.org/10.2174/1874262901206010025>

Zasko D.N., Kosobokova K.N. (2014). Radiolaria in the plankton of the Arctic basin: species composition and distribution. *Zoologicheskii zhurnal = Zoological journal*, 93(9), pp. 1–13. (In Russ.) <https://doi.org/10.7868/S0044513414090116>

Zlobin A.A., Moskvina V.I., Zlobina O.N. (2016). Paleoeological reconstructions in the Upper Jurassic sedimentary basin of Western and

Central Siberia based on the results of litho-biochemical and spectral research methods. *Geologiya i mineral'no-syr'yevyye resursy Sibiri = Geology and mineral resources of Siberia*, 4(28), pp. 29–40. (In Russ.) <https://doi.org/10.20403/2078-0575-2016-4-29-40>

### About the Authors

*Edward O. Amon* – DSc (Geology and Mineralogy), leading researcher, Borissiak Paleontological Institute of the Russian Academy of Sciences

123 Profsoyuznaya St., Moscow, 117997, Russian Federation

*Valentina S. Vishnevskaya* – DSc (Geology and Mineralogy), Head of the Laboratory of Biostratigraphy and Paleogeography of the Oceans, Geological Institute of the Russian Academy of Sciences

7 Pyzhevsky lane, bld. 1, Moscow 119017, Russian Federation

*Yury A. Gatovsky* – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Department of Paleontology, Lomonosov Moscow State University

1 Leninskie gory, Moscow 119234, Russian Federation

*Elena A. Zhegallo* – PhD (Geology and Mineralogy), Head of Instrument Analytics Laboratory, Borissiak Paleontological Institute of the Russian Academy of Sciences

123 Profsoyuznaya St., Moscow, 117997, Russian Federation

*Manuscript received 13 October 2020;*

*Accepted 19 April 2021; Published 30 September 2021*



## Геологические условия формирования газогеохимических полей, в том числе гелия и водорода, в воде и осадках привьетнамской части Южно-Китайского моря

Н.С. Сырбу<sup>1\*</sup>, Д.Х. Кыонг<sup>2</sup>, Т.С. Якимов<sup>1</sup>, А.О. Холмогоров<sup>1</sup>, Ю.А. Телегин<sup>1</sup>, У. Тсуногай<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева ДВО РАН, Владивосток, Россия

<sup>2</sup>Институт морской геологии и геофизики Вьетнамской академии наук и технологий, Ханой, Вьетнам

<sup>3</sup>Университет Нагоя, Нагоя, Япония

В статье представлены результаты комплексной совместной Российско-Вьетнамской геолого-геофизической и океанографической экспедиции в Южно-Китайском море (НИС «Академик М.А. Лаврентьев», рейс 88, 2019), а также связанных с ней совместных Российско-Вьетнамских морских и сухопутных исследований в районе северного и южного Вьетнама по серии локальных грантов Дальневосточного отделения РАН (ДВО РАН) – Вьетнамская академия наук и технологий (ВАНТ). Организаторами морской экспедиции являются Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева (ТОИ ДВО РАН) и Институт морской геологии и геофизики ВАНТ. По сравнению с Японским и Охотским морями можно отметить, что зоны активной дегазации дна на привьетнамском шельфе и склоне имеют локальный характер распространения, хотя интенсивность газогеохимических аномалий в них сопоставима с аналогичными зонами в Дальневосточных морях. В толще воды Южно-Китайского моря впервые найдены аномальные поля метана (до 5000 нл/л), которые сравнимы с аномалиями на нефтегазоносном шельфе и газогидратоносном склоне о-ва Сахалин. В южной части острова Катба (залив Тонкин) впервые обнаружены метаморфизованные осадочные и вулканические породы, что говорит о внедрении эндогенного тела в осадочную толщу и ее дальнейшее преобразование. В связи с открытием в 2020 г. крупного газового месторождения Кен Бау на южном окончании осадочного бассейна Красной реки был подтвержден прогноз ученых ТОИ ДВО РАН о наличии значительных запасов углеводородов в этом районе.

Работы выполнены в рамках совместной Российско-Вьетнамской лаборатории по морским геонаукам (ТОИ ДВО РАН и Институт морской геологии и геофизики ВАНТ). Экспедиция НИС «Академик М.А. Лаврентьев» (88 рейс) входит в состав серии экспедиций в соответствии с Десятилетием ООН, посвященным изучению Мирового океана в интересах устойчивого развития.

**Ключевые слова:** водород, гелий, углеводородный потенциал, бассейн Нам Кон Сон, бассейн Фу Хань, бассейн Красной реки, Южно-Китайское море

**Для цитирования:** Сырбу Н.С., Кыонг Д.Х., Якимов Т.С., Холмогоров А.О., Телегин Ю.А., Тсуногай У. (2021). Геологические условия формирования газогеохимических полей, в том числе гелия и водорода, в воде и осадках привьетнамской части Южно-Китайского моря. *Георесурсы*, 23(3), с. 132–142. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.16>

### Введение

Южно-Китайское море является одним из ключевых в понимании геофизических, геологических, океанографических, климатических и биоресурсных процессов, происходящих в западной части Тихого океана. Его изучению посвящены работы российских, вьетнамских, немецких, французских, японских ученых, а также ряда международных научных и производственных организаций. В результате, современная геологическая структура, условия и история формирования этого бассейна, перспективы нефтегазоносности и особенности океанографии в общих чертах известны.

Несмотря на хорошую изученность мелководного шельфа, ряд важнейших вопросов, тесно связанный с природными георесурсами акватории Вьетнама, до сих пор остается слабоизученным или недостаточно разработанным.

В частности, наибольший интерес в настоящее время вызывает район осадочного бассейна Красной реки (бассейны Шон Хонг и Кионгнан), включая шельф и континентальный склон, район центрального привьетнамского шельфа и склона (бассейн Фу Хань), где были зафиксированы признаки газопроявлений и юго-западная часть Южно-Китайского моря в районе бассейна Нам Кон Сон. Эти районы характеризуются положительными признаками обнаружения углеводородных и других полезных ископаемых, их комплексное изучение даст возможность сопоставить современное состояние морского дна и толщи вод по сравнению с данными, полученными ранее, и Дальневосточными морями РФ.

В связи с интересом к углеводородным ресурсам северного Вьетнама, вопрос генезиса и закономерностей формирования фоновых и аномальных газогеохимических полей становится особо актуальным (Шакиров, 2018; Duong Quoc Hung et al., 2019). Знание газогеохимических и тектонических особенностей региона может быть использовано для прогнозирования и поисков залежей углеводородов. Для этих целей в настоящее время

\* Ответственный автор: Надежда Сергеевна Сырбу  
e-mail: [syrbu@poi.dvo.ru](mailto:syrbu@poi.dvo.ru)

© 2021 Коллектив авторов

возобновлены комплексные геолого-геофизические экспедиции Тихоокеанского океанологического института им. В.И. Ильичева Дальневосточного отделения РАН (ТОИ ДВО РАН) на шельфе Вьетнама (Шакиров и др., 2020).

Взаимосвязь распределения газовых потоков и современных геодинамических процессов не вызывает сомнений (Кравцов и др., 1967). Геодинамически активные глубинные разломы являются каналами дегазации Земли, которые в условиях моря выражаются в виде газогеохимических полей с аномально повышенными концентрациями гелия, водорода, метана и других газов в толще воды и донных отложениях. Временная изменчивость газогеохимических полей отражает динамику тектонических процессов, сейсмичность (Войтов, Добровольский, 1994).

Сейсмическая активность может быть триггером газовых потоков в привьетнамском районе Южно-Китайского моря (Tuuyen et al., 2018). Фазы тектонических деформаций контрастно проявлены на островах залива Тонкин (Phi et al., 2018), где обнаружены высокие концентрации углеводородных газов, углекислого газа, гелия и водорода в подземных водах (Syrbu et al., 2020).

Целью работы является выявление основных особенностей распределения полей концентраций водорода, гелия, метана и других газовых компонентов в районе северного привьетнамского шельфа Южно-Китайского моря.

## Материалы и методы

В статье представлены результаты серии комплексных Российско-Вьетнамских экспедиций в районе северного шельфа Вьетнама, включая залив Тонкин. В 2019 году состоялась первая за последние 30 лет крупная геолого-геофизическая и океанографическая экспедиция на НИС «Академик М.А. Лаврентьев» в исключительной экономической зоне Социалистической Республики Вьетнам (СРВ) (рис. 1). В экспедиции получены новые данные в области газогеохимии, геофизики, геомикробиологии, литологии, палеогеографии, гидрооптики, гидрологии, минералогии и другим направлениям на привьетнамском континентальном шельфе. В частности, на станциях в пределах шельфа северного Вьетнама в осадочных отложениях обнаружены газогеохимические аномалии и группы микроорганизмов, которые являются индикаторами углеводородных скоплений. Нужно отметить, что наличие углеводородных ресурсов на шельфе Вьетнама прогнозировалось учеными ТОИ ДВО РАН еще в конце 80-х годов (Кулинич, Обжиров, 1985; Обжиров, 1993).

В проведении комплексных исследований в Южно-Китайском море на НИС «Академик М.А. Лаврентьев» (88 рейс) приняли участие 24 научных сотрудника из ТОИ ДВО РАН и 10 ученых из Института морской геологии и геофизики Вьетнамской академии наук и технологий (ИМГТ ВАНТ), Института морских ресурсов и окружающей среды, Института океанографии и Института геологии ВАНТ, сотрудник из Центра планирования и исследования морских ресурсов МПР СРВ (Министерство природных ресурсов и окружающей среды СРВ) и сотрудник Центра мониторинга морской окружающей среды Военно-морского флота СРВ.

Интерес к поискам нефти и газа Вьетнама был обусловлен открытием в 1988 г. крупной нефтяной залежи

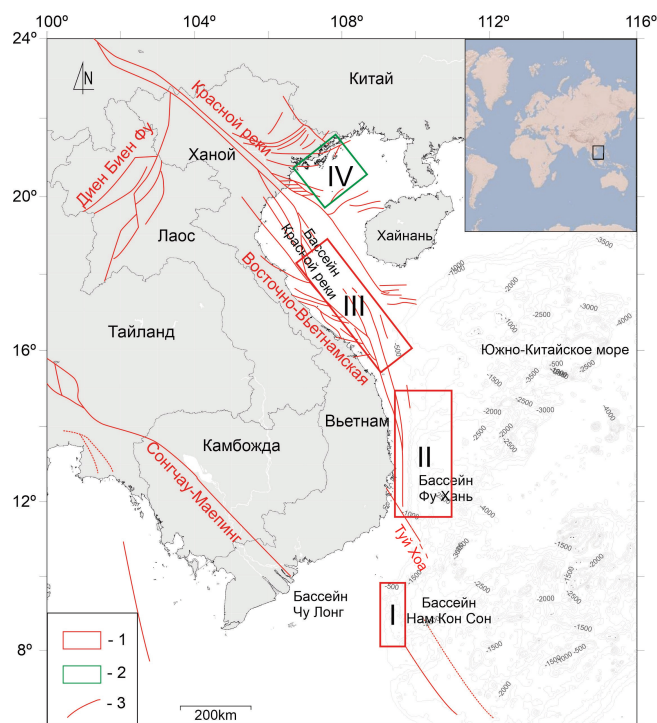


Рис. 1. Карта района исследований. I – районы исследований экспедиции НИС «Академик М.А. Лаврентьев», 88 рейс); I – Южный полигон, бассейн Нам Кон Сон; II – Центральный полигон, бассейн Фу Хань; III – Северный полигон, бассейн Красной реки; 2 – район исследований на северном шельфе Вьетнама, залив Тонкин и острова Катба, Кото и Бать Лонг Ви; 3 – разломные зоны

в гранитоидном фундаменте месторождения Белый Тигр (Арешев и др., 1997). В дальнейшем были открыты залежи нефти на месторождениях Дракон, Рубин, Дайхунг, Золотой Лев и др. Все эти открытия связаны со структурами шельфа Южного Вьетнама. В настоящее время наибольший интерес в аспекте газогеохимических исследований вызывают осадочные бассейны Северного (бассейн Шонг Хонг, Тонкинский залив) и Центрального Вьетнама (бассейн Фу Хань), считавшиеся ранее мало перспективными в отношении поиска углеводородов.

В результате исследований в рамках совместной лаборатории ТОИ ДВО РАН – ИМГТ ВАНТ в Тонкинском заливе и осадочном бассейне Красной реки получены изотопные и газогеохимические данные, на основе которых сделаны выводы о наличии газа и конденсата в недрах бассейна Красной реки (Обжиров, 1993; Шакиров и др., 2015; Le Duc Anh et al., 2018; Duong Quoc Hung et al., 2019; Shakirov et al., 2019).

Фундаменты бассейна Шонг Хонг (Красной реки) и северной части бассейна Фу Хань имеют двухъярусное строение. Нижний ярус (кристаллический фундамент) не вскрыт на акватории и выделяется по данным геофизических исследований и на побережье. На суше докембрийские и нижнепалеозойские породы образуют массивы Шонг Хонг, Шонг Ло, Контум и др. Они сложены комплексами магматических и метаморфических пород гнейсов, амфиболитов, кварцитов, вулканитов, гранитоидов и др. (Шнип, 2012).

Исследуемые районы шельфа Северного Вьетнама находятся в зоне влияния рифта Красной реки (рис. 2), который формировался в обстановке сжатия отчасти

сдвиговых напряжений на фоне общего быстрого неотектонического поднятия территории, ставшей крупной горной страной.

В ходе морских экспедиций проведены газогеохимические исследования содержания метана, углеводородных газов и углекислого газа, гелия и водорода в глубинных, поверхностных и подповерхностных слоях водной толщи, а также в донных отложениях осадочных бассейнов Нам Кон Сон, Фу Хань и Красной реки (включая залив Тонкин).

При отборе проб воды с борта использовалась 6-позиционная система «Rosette» (США) комбинированная с CTD-зондом (Conductivity, Temperature and Depth – Проводимость, Температура и Глубина).

Зондирующий комплекс оснащался кассетой батометров системы NISKIN (6 батометров). Отбор проб воды проводился на отдельных горизонтах с учетом вертикального распределения температуры, солености и других гидрологических параметров в ходе CTD-зондирования. Для детального изучения распределения концентраций метана в водной колонке опробовались горизонты, характеризующиеся значительными градиентами океанографических параметров (температуры, солености, мутности). Отбор проб производился на шести горизонтах. Среди них, как правило, стандартными являлись 0 (поверхность), 20, 50, 200 и 600 метров. Для газохроматографического анализа воды использовался метод равновесных концентраций «HeadSpace». Для более точного и детального анализа концентраций метана и ряда его гомологов (этана, пропана, бутана) в морской воде также параллельно производился отбор проб для получения газовой фазы методом вакуумной дегазации.

Отбор проб донных осадков проводился с помощью гравитационного пробоотборника длиной 6 метров (в заливе Тонкин длина пробоотборника составляла 3 метра), и внутренним диаметром до 120 мм. Отбор проб для газогеохимического анализа происходил с помощью шприцов объемом 12 мл с обрезанными носиками в склянки 43 и 68 мл, заполненные насыщенным раствором NaCl с добавлением консерванта (0.5 мл хлоргексидинабиглюконата 0.05 %). При отборе проб учитывались литологические особенности колонок осадочных отложений.

Анализ геологических образцов выполнялся с помощью микроанализатора Jeol JXA-8100 в аналитическом центре Дальневосточного геологического института (ДВГИ ДВО РАН).

Анализ стабильных изотопов углерода метана и углекислого газа выполнен на масс-спектрометре Finnigan MAT – 252 по системе CF-IRMS в Университете Нагойя, Япония (Tsunogai et al., 2010). Значения (δ) были рассчитаны как отношение  $R_{\text{проба}}/R_{\text{стандарт}}$ , где R – это отношение  $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$  как для исследуемой пробы, так и для стандарта VPDB (Vienna Pee Dee Belemnite).

За время работ в районе вьетнамского шельфа совместно с коллегами из Института морской геологии и геофизики ВАИТ получен представительный фактический материал (табл. 1). Подавляющее число проб и образцов носят уникальный характер ввиду труднодоступности районов и их небольшой изученности в газогеохимическом и геологическом аспекте.

Анализ углеводородных газов, азота, кислорода и углекислого газа выполнен на двухканальном газовом

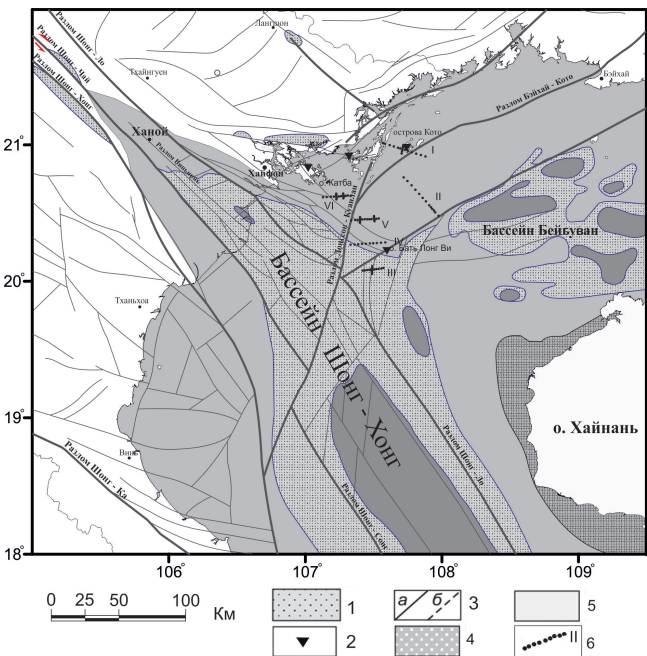


Рис. 2. Карта района работ и схема тектонического строения системы разломов Красной реки (Geological map of Vietnam, 1986). 1 – породы плейстоцен-четвертичного возраста; 2 – отбор проб на островах; 3 – разломы установленные (а) и предполагаемые (б); 4 – осадочный бассейн Красной реки; 5 – терригенные формации доплиоценового возраста; 6 – профили морских геолого-геофизических и газогеохимических работ, 2013 г.

| Объект   | Количество проб |                     |                    | Год опробования |
|--|-----------------|---------------------|--------------------|-----------------|
|  | осадки          | морская вода (пов.) | морская вода (дно) |                 |
| Залив Тонкин   | 37              | 36                  | 74                 | 2014            |
|  | 80              | 43                  | 45                 | 2016            |
| Привьетнамский шельф, НИС «Академик М.А. Лаврентьев» (рейс 88) | 499             | 101                 | 204                | 2019            |

Табл. 1. Количество проб, отобранных в районе исследования

хроматографе «КристалЛюкс 4000М» с датчиками потока ионизации и теплопроводности, чувствительностью  $10^{-5}$  %. Для анализа гелия и водорода применялся газовый хроматограф «Хроматэк-Газохром 2000» (ОАО «Хроматек», г. Йошкар-Ола) с датчиками теплопроводности повышенной чувствительности (1–2 ppm по гелию и водороду), а также вакуумная дегазационная установка. Длительность анализа углеводородных газов – 20 мин, гелия и водорода – 5 мин. При определении фоновых концентраций газов применялись методы, регламентированные действующими нормативными указаниями установления фоновых концентраций веществ (газов) и имеющимися методическими вероятностно-статистическими опубликованными источниками (Шакиров, 2016; Нормативно-методическое обеспечение..., 1995; Поротов, 1977; Смирнов, 1983). Лаборатория газогеохимии Тихоокеанского океанологического института ДВО РАН имеет Свидетельство Росстандарта № 41 к паспорту лаборатории ПС 1.047–18.



## Результаты и обсуждение

### Распределение гелия и водорода в заливе Тонкин

В районе работ в заливе Тонкин в 2013 году (рис. 3) были отобраны поверхностные донные отложения и морская вода на 97 станциях по 6 профилям, глубины в точках пробоотбора от 7.5 м до 53.3 м (Шакиров и др., 2015).

Район работ расположен в осадочном бассейне Бейбуван, занимающем мелководье с глубинами от 20 до 70 м. Бассейн образовался в результате полициклических рифтогенных процессов в мезозое и кайнозое и разбит разломами северо-восточного направления. В заливе развиты тектонические депрессии северо-восточного и, более глубокие, западного простирания. Бассейн пересечен разломами субширотного и субмеридионального простирания, и разломы северо-восточного–юго-западного направления преобладают и являются более глубокими. Разломы субмеридионального простирания более мелкие, но встречаются чаще (Шакиров и др., 2015).

По результатам серии газохроматографических анализов во всех пробах осадка установлено наличие метана в концентрациях 45.1–357 нМ/дм<sup>3</sup>. Высокие фоновые концентрации метана в осадках (156 нМ/дм<sup>3</sup>) зафиксированы по всей площади залива, что указывает на диффузионное просачивание. В 80% проб обнаружены пропан и бутан.

Известно, что водород и гелий – характерные газы для зон глубинных разломов и сейсмически активных зон. Максимальные концентрации этих газов в осадках и придонной воде приурочены к зоне рифта реки Красная: в осадке Н<sub>2</sub> – до 102 ppm при фоне – 4–6 ppm, He – до 20 ppm при фоновых значения – 10–11 ppm; в воде Н<sub>2</sub> – до 300 ppm при фоне – 5–6 ppm, He – до 13 ppm при фоновых значения – 9 ppm (Акуличев и др., 2015), что говорит о тектонической активности разломной зоны.

Распределение повышенных концентраций метана в донных отложениях, придонной и поверхностной морской воде относительно равномерное, что, вероятно, обусловлено сетью трещин, секущих поверхность дна.

На побережье северного Вьетнама (залив Тонкин) расположены месторождения антрацита. Антрацит может быть дополнительным источником водорода, что может объяснять обнаружение аномально высоких концентраций водорода в регионе. В морской воде вблизи о. Кото обнаружены (Syrbu et al., 2020) высокие концентрации водорода (до 3540 ppm).

Вероятно, в заливе Тонкин также определен вклад в формирование аномалий водорода вносит и другой источник, который сопряжен с очагом генерации углеводородных газов. В 2013 году в районе работ были зарегистрированы землетрясения, которые довольно редки для данной территории (Tuyen et al., 2018). Сейсмическая активность могла быть дополнительным фактором поступления углеводородных газов и водорода из недр на поверхность дна и водную толщу.

При различных источниках генерации, гелий и водород, вероятно, стали спутниками углеводородных газов при прохождении по общим глубинным каналам фильтрации. Если для гелия источник образования, возможно, земная кора, то для водорода, в нашем случае, транзит от очагов генерации углеводородных газов.

В работе (Шакиров и др., 2015) были сопоставлены содержания водорода и гелия с интерпретированным



Рис. 3. Карта района комплексных геолого-геофизических исследований в заливе Тонкин, 2013 г. (Шакиров и др., 2015). 1 – профиль работ и его номер, 2 – разломы рифта Красной реки, 3 – изобаты, 4 – станции отбора проб воды на суше. На врезке квадрата показано положение района работ на карте Вьетнама.

разрезом непрерывного сейсмического профилирования, где отчетливо видны пики повышенных концентраций водорода над приповерхностными разломами, при этом максимум зафиксирован над разломами, секущими морское дно, а аномалии меньшей интенсивности зафиксированы над разломами, не выходящими на поверхность дна.

По результатам исследований в заливе Тонкин установлено, что повышенные содержания водорода в осадке до 100 ppm (профиль V), аномалии водорода в придонном слое морской воды до 700 ppm (профиль IV) и в поверхностном слое до 300 ppm (профиль I, III и V) приурочены к условной границе восточного борта рифта Красной Реки и обусловлены миграцией газов по тектоническим разломам из глубоких горизонтов недр района. Газогеохимический режим с повышенными содержаниями водорода является отражением флюидопроницаемости недр. Перед началом работ на территории залива Тонкин зафиксированы землетрясения до 3 баллов по шкале Рихтера (Nguyen Nhu Trung, 2013). Как известно, водород в большинстве случаев присутствует в газах глубинных разломов и также является индикатором сейсмически активных зон.

В работе (Долгинов и др., 2010) установлен трансформный характер системы трещин северо-восточного направления, пересекающих все структуры района в заливе Тонкин, что обусловлено их проникновением в осадочные комплексы триасовых, меловых и кайнозойских рифтов из более древних погребенных комплексов. Таким образом, выявленная система флюидопроводящих зон обусловлена сетью разрывных структур региона. В этих зонах существуют наиболее благоприятные условия для субвертикального транзита газов и флюидов в верхнюю часть земной коры, в данном случае в чехол осадочных отложений прогиба Шонг Хонг, включая морские песчано-глинистые отложения. Системы трещин в геодинамически активных рифтовых структурах триаса, мела и кайнозоя способствуют миграции глубинного флюида (Перевозчиков, 2012). Таким образом, связь газогеохимических аномалий и тектоники отражает повышенную газофлюидопроводимость в районе Северного Вьетнама.

По результатам изотопных анализов воды из гидрогеологических скважин на острове Катба ( $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$

–25.5...–40.2%) выявлены газы термогенного и метаморфогенного генезиса. Метан с подобным изотопным составом углерода, например, характерен для Южно-Сахалинского грязевого вулкана (о-в Сахалин) (Ершов и др., 2010). Поток газов из нижних горизонтов складчатого фундамента проявляется также высокоинтенсивными аномалиями метана (до 1052 мкл/л) и углекислого газа (до 25%) в подземных водах на островах Тонкинского залива. При низкой сейсмической активности района эти показатели указывают на высокий углеводородный потенциал недр (Шакиров и др., 2017).

Изотопный состав углерода метана и углекислого газа позволяет предположить наличие очага эндогенного воздействия на карбонатные толщи на острове Катба. Этот очаг был впервые обнаружен в 2019 г., когда были найдены образцы метаморфизованных пород в зоне проявления эндогенных процессов на площади не менее 6 км<sup>2</sup> (Syrbu et al., 2020). Кроме этого в этой зоне на острове впервые обнаружен кварц в аллювиальных отложениях реки (табл. 2). Все полученные факты дают основания предполагать наличие неизвестного магматического очага в недрах района острова Катба (Шакиров и др., 2020).

Также на юге острова обнаружено проявление метаморфизованных осадочных и вулканических пород, где по данным (Syrbu et al., 2020) встречаются наиболее интенсивные аномалии водорода. Породы, слагающие обнажение, представлены окварцованными вулканитами и сланцами, химический состав, полученный на микроанализаторе, представлен в таблице 3.

На рисунке 4 видны две генерации кварца: вулканическое стекло (Qz1 gen – кварц первой генерации) и чистый кварц (Qz2 gen – кварц второй генерации). Чистый кварц отмечен пунктиром на рисунке. Qz2 gen заполняет собой трещины в окварцованном вулканите, что может говорить о происходившем метасоматозе, после образования вулканитов.

| Элемент | %     | +/- 2σ |
|---------|-------|--------|
| Al      | 1.75  | 0.19   |
| Si      | 44.95 | 0.22   |
| Элемент | ppm   | +/- 2σ |
| S       | 650   | 150    |
| Cl      | 1.748 | 0.033  |
| K       | 4260  | 82     |
| Ca      | 1056  | 36     |
| Ti      | 470   | 180    |
| Mn      | 387   | 29     |
| Fe      | 3899  | 62     |
| Ni      | 16    | 7      |
| Cu      | 11    | 5      |
| Zn      | 20    | 3      |
| As      | 3     | 1      |
| Rb      | 3     | 1.0    |
| Sr      | 2     | 1      |
| Y       | 3     | 2      |
| La      | 85    | 54     |
| LE      | 50.47 | 0.22   |

Табл. 2. Химический анализ кварца, обнаруженного в аллювиальных отложениях реки на о. Катба (2019 г.)

Вулканические породы располагаются в южной части острова Катба и представляют собой окварцованные кислые вулканиты в контакте с серицит-альбит-кварцевыми сланцами (рис. 5). В сланце обнаружены цирконы и фосфаты. Фосфаты имеют две генерации, они отличаются наличием калия.

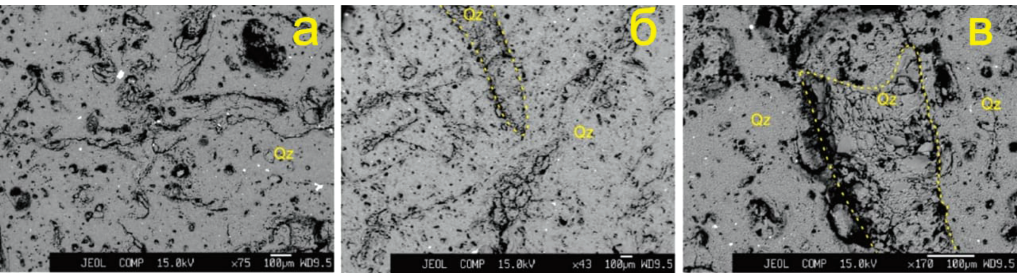


Рис. 4. Снимок вулканита из обнажения на о. Катба (залив Тонкин), 2019 г. Снимок сделан на электронно-зондовом микроанализаторе Jeol JXA-8100 (ДВГИ ДВО РАН): а) миндалекаменная структура; б) зона дробления с привнесенным кварцем; в) зона дробления с привнесенным кварцем. Qz 1 gen – кварц первой генерации, Qz 2 gen – кварц второй генерации.

| №                      | MgO  | Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> | SiO <sub>2</sub> | K <sub>2</sub> O | Ti <sub>2</sub> O | FeO  |
|------------------------|------|--------------------------------|------------------|------------------|-------------------|------|
| Сланец                 | 0.92 | 6.97                           | 73.44            | 2.33             | 0.73              | 0.65 |
| Окварцованный вулканит | 1.92 | 16.87                          | 53.33            | 6.97             | 0.59              | 1.91 |

Табл. 3. Химический состав образцов (%), полученный на микроанализаторе Jeol JXA-8100

Безкалийный фосфат образовался позже, чем с калием. Наличие метаморфических пород, а также вулканических образований может говорить о внедрении магмы в осадочную толщу и ее дальнейшее преобразование в серицит-альбит-кварцевые сланцы. Возможно, внедрение магмы происходило в несколько этапов, что привело к окварцовыванию вулканитов. Эндогенные процессы, возможно, способствовали генерации метана и углекислого газа с «тяжелым» изотопным составом углерода, а также аномалиям водорода и гелия, которые проявлены в водных источниках и подпочвенных газах. Дальнейшие морские работы на привьетнамской части Южно-Китайского моря, включая бассейн Красной реки, были продолжены в 2019 г., что позволило расширить представления о генезисе и распределении газогеохимических полей гелия, метана и других газовых компонентов в районе привьетнамского шельфа.

Распределение гелия и водорода на привьетнамском шельфе Южно-Китайского моря

В ходе проведения морских исследований основной отбор проб производился в трех районах: Нам Кон Сон (Южный полигон), Фу Хань (Центральный полигон), бассейн Красной реки (Северный полигон) (рис. 1). Всего поднято и проанализировано 49 колонок осадочных отложений на Южном, Центральном и Северном полигонах. Водород выявлен во всех пробах, отобранных из донных отложений в концентрации от 0.01 ppm (бассейн Красной Реки) до 93 ppm (бассейн Фу Хань).

Наиболее яркие аномалии концентраций гелия и водорода обнаружены в Центральном и Южном районах: южная часть бассейна Фу Хань, станции LV88-16GC (2220 м), LV88-17GC (2300 м), LV88-20/1GC (2400 м) в глубоководной части шельфа и северной части бассейна Нам Кон Сон, станция LV88-15GC (236 м) (рис. 6).

Наибольшие концентрации водорода и гелия зафиксированы в районе глубоководной части бассейна Фу Хань, далее на юг наблюдается тенденция к плавному снижению концентраций в кернах осадка. В центральном районе обнаружены признаки «локальных» зон флюидной разгрузки в его северной и южной части.



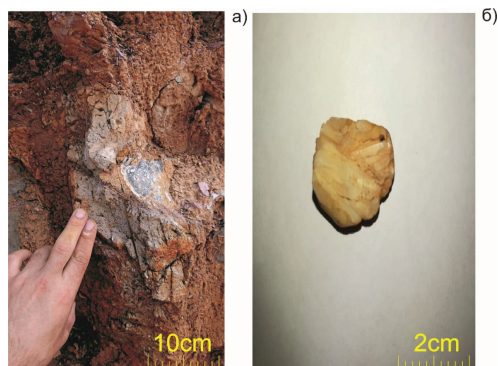


Рис. 5. а) выветрелый вулканит; б) слабоокатанный кварц, найденный в ручье в 2 км от источника предполагаемого вулканизма

Для глубоководных станций центрального шельфа Вьетнама характерны повышенные концентрации гелия и водорода по всей длине керна от поверхности до забоя (рис. 7). Это, вероятно, объясняется тем, что осадки с аномалиями гелия и водорода были отобраны в зоне сдвига разломной зоны Туи Хоа, расположенной к юго-западу от бассейна Фу Хань, которая выражена как область с разломами высокой амплитуды. Зона сдвига ориентирована в направлении СЗ-ЮВ аналогично системе разломов Красной реки, которая простирается к северу от материковой части Вьетнама.

Результаты серии изотопных анализов (14 образцов) бассейна Фу Хань показали, что значения стабильного изотопа углерода метана лежат в пределах  $-27.7$  и  $-66.6$  ‰, а углекислого газа  $-15.4$  и  $-25.9$  ‰ (табл. 4), что свидетельствует о преимущественно термогенном генезисе газа (глубины более 2 км) с присутствием газов микробного происхождения. Наиболее «тяжелый» изотопный состав углерода метана и углекислого газа

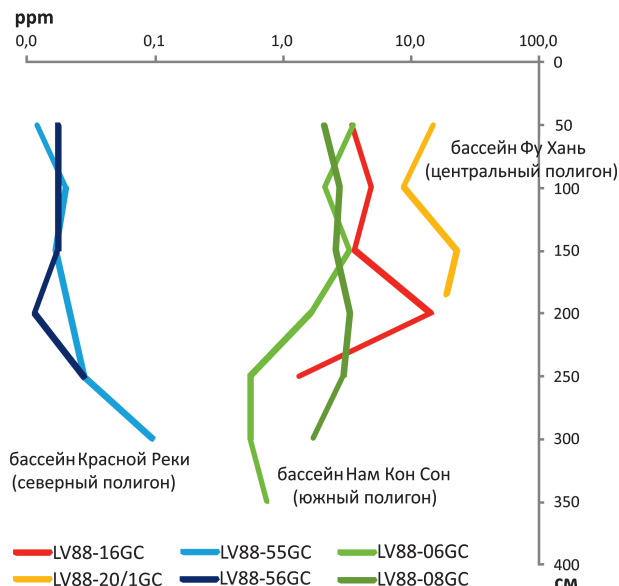


Рис. 7. Распределение концентраций водорода в кернах осадка (НИС «Академик М.А. Лаврентьев», 2019, станции LV88)

обнаружен в осадках глубоководной части бассейна Фу Хань и северной части бассейна Нам Кон Сон, на этих же участках зафиксированы аномальные концентрации гелия и водорода в осадках (рис. 6), что доказывает происхождение газа при термокаталитическом разложении органического вещества.

В сложных условиях смешения газов информативность изотопного метода может быть значительно повышена, если изотопный состав метана рассматривать в комплексе с другими газовыми показателями, к числу которых можно отнести метан и его гомологи, а также концентрации гелия и водорода.

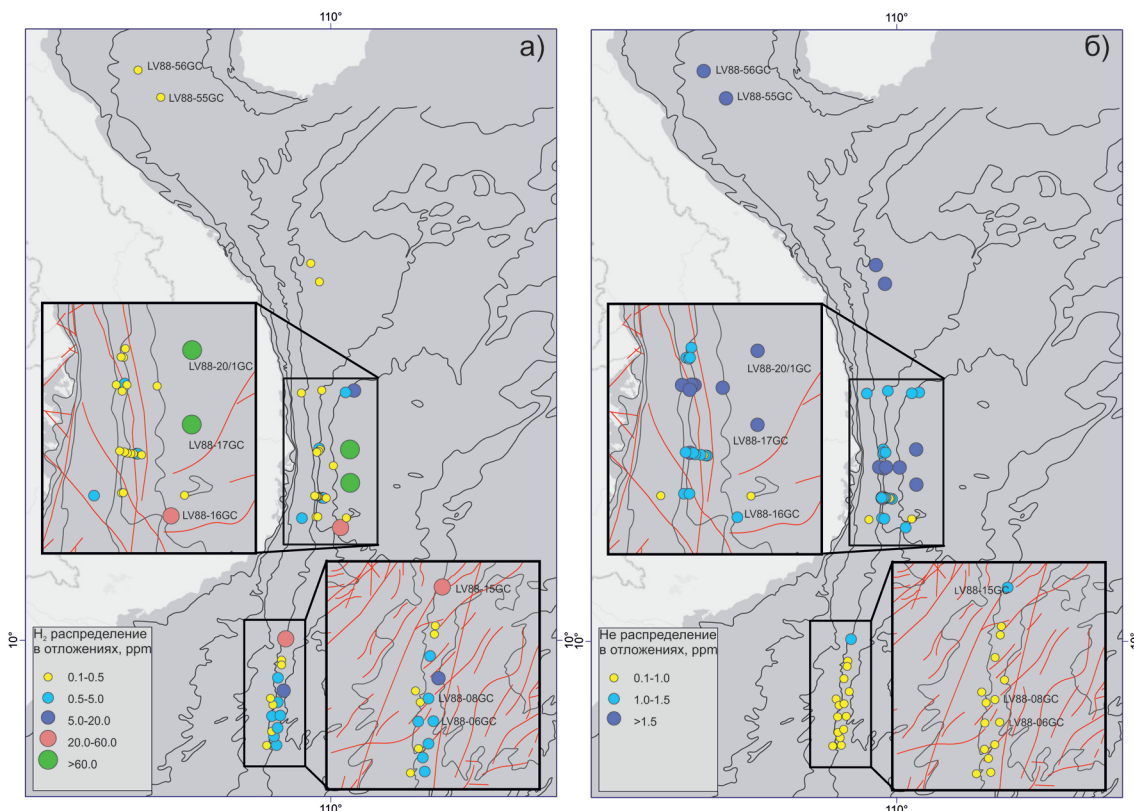


Рис. 6. Концентрации водорода (а) и гелия (б) в кернах осадков на шельфе Вьетнама, НИС «Академик М.А. Лаврентьев», рейс №88, 2019



В бассейне Фу Хань изотопный состав  $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$  –66‰ на станции LV88-27GC и  $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$  –66.6 ‰ на станции LV88-43GC (табл. 4) указывает на преобладание доли микробного газа в потоке метана. Это связано в первую очередь с тем, что при наличии интенсивного восходящего потока природного газа создаются благоприятные условия для развития микробных процессов, и изотопное соотношение  $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$  термогенного метана может маскироваться добавлением значительной доли микробного газа из верхних горизонтов осадка. В осадках бассейна Фу Хань установлены высокие концентрации метана (до 666.4 нМ/дм<sup>3</sup>) и наличие гомологов метана до пропана, включительно. В осадках ближайших станций содержания метана в осадке еще более высокие – до 3422 нМ/дм<sup>3</sup>.

В таких случаях попутные измерения гелия и водорода необходимы для распознавания природы газового потока.

Наименьшие концентрации гелия и водорода были установлены на севере в районе осадочного бассейна Шонг Хонг. Профиль представлен мелководными станциями до 60 метров глубины.

Низкие концентрации водорода в осадках бассейна Красной Реки, вероятно, объясняются нахождением станций отбора в осадочном бассейне и удаленностью от разломов. Так, в наиболее проницаемых зонах – каналах быстрой вертикальной миграции эндогенных газов – свободные водород и гелий мигрируют в виде газовых струй. Такими высокопроницаемыми зонами являются рифты – океанические и континентальные, региональные глубинные разломы, а также зоны современного вулканизма.

Из глубинных разломов максимально проницаемыми и, следовательно, наиболее перспективными на водород и гелий будут активизированные в неотектонический этап, ограничивающие зоны интенсивного современного тектонического прогибания (впадины типа трогов или грабен) с сокращенной мощностью земной коры (Кудрин и др., 2006).

Рифт Красной Реки является потенциально гелий- и водородоносным не на всем своем протяжении, а, по-видимому, только на отрезках с максимальным тепловым потоком. Согласно принципу Ле-Шателье в неоднородном тепловом поле Земли в зонах с аномально высокими температурами концентрируются газы с высокой удельной теплоемкостью – в первую очередь, водород и гелий (а также азот, метан, оксид углерода), а на периферии этих аномалий – газы с низкой удельной теплоемкостью (сероводород, пары воды, диоксид углерода и др.). По данным (Pollak et al., 1991) в районе рифта Красной Реки установлено значение теплового потока 80–100 мВт/м<sup>2</sup>. Многочисленные измерения теплового потока в регионе показывают, что наиболее высокие значения (свыше 100 мВт/м<sup>2</sup>) соответствуют глубоководным впадинам, что свидетельствует об активных процессах, протекающих в мантии, выражающихся на поверхности в проявлении аномальных газогеохимических полей гелия, водорода и метана.

Этот вывод подтверждается также закономерностями в распределении  $\text{CO}_2$  в районе рифтовой системы Красной Реки (северный полигон). На станциях LV88-56GC и LV88-55GC зафиксированы максимальные концентрации углекислого газа 137606 нМ/дм<sup>3</sup> (LV88-55GC горизонт 275 см), и идёт увеличение концентрации с глубиной и

| № станции                               | № пробы | $\text{CO}_2$ , % | $\delta^{13}\text{C}-\text{CO}_2$ , ‰ | $\text{CH}_4$ , % | $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$ , ‰ |
|---|---------|-------------------|---------------------------------------|-------------------|---------------------------------------|
| Северный полигон (бассейн Красной Реки) |         |                   |                                       |                   |                                       |
| LV88-55GC                               | 84      | 1.49              | -23.7                                 | 0.0053            | -46.0                                 |
| LV88-56 GC                              | 87      | 1.88              | -23.8                                 | 0.0040            | -40.4                                 |
| LV88-55GC                               | 105     | 0.02              | -18.3                                 | 0.0013            | -64.0                                 |
| LV88-55GC                               | 104     | 0.15              | -17.4                                 | 0.0010            | -60.2                                 |
| Центральный полигон (бассейн Фу Хань)   |         |                   |                                       |                   |                                       |
| LV88-18GC                               | 30      | 2.44              | -24.4                                 | 0.0039            | -27.7                                 |
| LV88-22GC                               | 36      | 1.78              | -15.9                                 | 0.0027            | -40.3                                 |
| LV88-22GC                               | 37      | 2.33              | -25.9                                 | 0.0095            | -43.7                                 |
| LV88-22GC                               | 47      | 0.14              | -20.2                                 | 0.0067            | -51.1                                 |
| LV88-23GC                               | 48      | 0.07              | -17.9                                 | 0.0039            | -59.6                                 |
| LV88-27GC                               | 42      | 2.59              | -23.4                                 | 0.0076            | -40.7                                 |
| LV88-27GC                               | 51      | 0.23              | -15.4                                 | 0.0097            | -66.0                                 |
| LV88-31GC                               | 52      | 1.03              | -22.9                                 | 0.0015            | -29.1                                 |
| LV88-31GC                               | 59      | 0.32              | -22.4                                 | 0.0021            | -58.7                                 |
| LV88-37GC                               | 67      | 0.01              | -20.4                                 | 0.0021            | -57.0                                 |
| LV88-42GC                               | 67      | 0.42              | -23.9                                 | 0.0005            | -46.5                                 |
| LV88-43GC                               | 69      | 0.06              | -24.5                                 | 0.0006            | -48.4                                 |
| LV88-42GC                               | 80      | 0.03              | -20.6                                 | 0.0286            | -49.8                                 |
| LV88-43GC                               | 83      | 0.02              | -16.8                                 | 0.0021            | -66.6                                 |
| Южный полигон (бассейн Нам Кон Сон)     |         |                   |                                       |                   |                                       |
| LV88-02/1GC                             | 6       | 0.03              | -18.9                                 | 0.0042            | -64.6                                 |
| LV88-12GC                               | 29      | 0.15              | -19.7                                 | 0.0115            | -25.7                                 |
| LV88-5GC                                | 3       | 0.11              | -17.6                                 | 0.0151            | -28.0                                 |
| LV88-12GC                               | 20      | 1.10              | -24.8                                 | 0.0032            | -29.4                                 |

Табл. 4. Изотопный состав углерода метана и углерода углекислого газа в осадках привьетнамской части Южно-Китайского моря (выполнен в Университете Нагойя под руководством профессора Urumi Tsunogai)

после горизонта 200 см. Данные точки опробования лежат в удалении от глубинного разлома, но находятся в зоне влияния рифтовой системы Красной реки.

Углекислый газ на этом полигоне имеет отрицательную корреляцию с метаном и углеводородными газами. На горизонте 200 см (станции LV88-56GC и LV88-55GC) наблюдается резкое уменьшение концентраций метана, углеводородов и увеличение углекислого газа. Все это дает основание полагать, что в пределах глубинной разломной зоны аномалии гелия и водорода будут иметь локальный характер и проявляться на отрезках с максимальным тепловым потоком, то есть ближе к зоне глубинного разлома.

Различия в дегазации гелия, водорода и углеводородных газов находят свое отражение в геологических особенностях бассейна Шонг Хонг: северо-западная часть бассейна включает в себя Ханойский трог и многочисленные разломы залива Тонкин, которые составляют сложные складчатые структуры, сопровождаемые тектонической инверсией миоцена; центральная часть бассейна Шонг Хонг представляет собой структурно сложный район с тектонически стабильным фундаментом, где мощность осадков превышает 14 км. В южной части наблюдается сужение осадочного бассейна при его выходе на континентальный склон, который контролируется разломными зонами (рис. 8).

В этом районе в 2020 году специалистами вьетнамской нефтяной компании было открыто крупное месторождение газа и конденсата – Кен Бау. В 88 рейсе НИС «Академик М.А. Лаврентьев» в окрестностях этого месторождения были выполнены ряд станций (рис. 8), на которых обнаружены повышенные концентрации гелия, проявление аутигенных сульфидов и геомикробиологические признаки

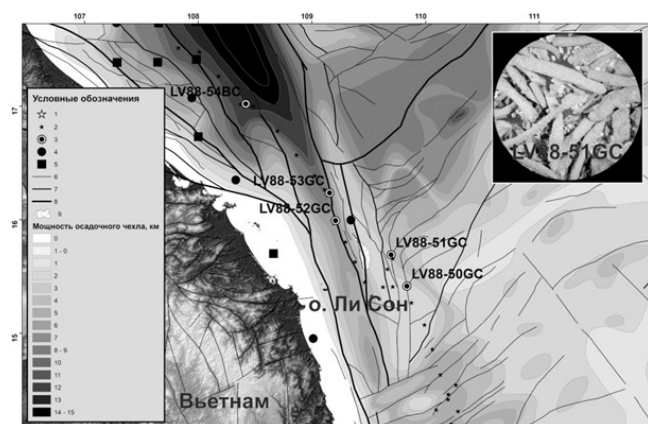


Рис. 8. Карта станций экспедиции на НИС «Академик М.А. Лаврентьев» (рейс №88) на тектонической схеме южной части осадочного бассейна Красной реки. 1 – отбор проточной воды; 2 – отбор поверхностной воды; 3 – станции отбора осадков; 4–5 станции отбора придонной воды (Обжиров, 1993); 6 – разломы третьего порядка; 7 – разломы второго порядка; 8 – разломы первого порядка, 9 – контуры месторождения Кен Бау. На врезке фотография под биноклем сульфидов со станции LV88-51GC (бинокляр ЛОМО ХС 1349, увеличение x3).

газовой миграции (Еськова и др., 2020). На врезке (рис. 8) представлена фотография сульфидов со станции LV88-51GC под биноклем.

По сравнению с Японским и Охотским морями можно отметить, что зоны активной дегазации дна на привьетнамском шельфе и склоне имеют локальный характер распространения, хотя интенсивность газогеохимических аномалий в них сопоставима с аналогичными зонами в Дальневосточных морях.

Аномалии водорода на нефтегазоносном шельфе и газогидратоносном склоне острова Сахалин по данным (Шакиров и др., 2016) сравнимы с установленными аномалиями на привьетнамском шельфе Южно-Китайского моря.

Механизм концентрации в земной коре свободных (или водорастворенных) водорода и гелия, по-видимому, близок механизму концентрации метана и углеводородных газов – в структурных, тектонических, литологических и др. ловушках. Поступающие из глубин водород и гелий экранируются в ловушках низкопроницаемыми покровными. Они отличаются большей глубиной залегания по сравнению с покровными, улавливающими углеводороды. Проницаемость таких покровов определяется диффундирующими способностями водорода и гелия (Кудрин и др., 2006).

Поскольку происхождение большей части водорода и гелия в недрах Земли однозначно эндогенное и не связано с биогенезом, перспективные на водород и гелиеносные структуры пространственно локализируются в более узких, по сравнению с углеводородами, зонами – вдоль глубинных разломов, являющихся каналами миграции водорода из мантии.

## Заключение

Впервые за последние 30 лет ТОИ ДВО РАН и ИМГТ ВАНТ проведены масштабные комплексные геолого-геофизические, геохимические и океанографические исследования на привьетнамской акватории Южно-Китайского

моря, в результате которых получены уникальные данные о распределении гелия и водорода, метана, углеводородных газов в районе континентального шельфа и склона Вьетнама. Рассмотрены особенности дегазации литосферы во взаимосвязи с тектоническими разломами, выходами водорода и его контроля как одного из показателей газогеохимического режима.

В результате исследований изучено пространственное распределение гелия и водорода в осадке в трёх осадочных бассейнах: Красной реки, Фу Хань и Нам Кон Сон.

Выявлены закономерности распределения газогеохимических полей гелия и водорода на привьетнамской части Южно-Китайского моря, уточнен газогеохимический фон, установлен возможный генезис потока газа.

Основываясь на результатах газогеохимических и изотопных исследований можно сделать вывод, что в пределах глубинной разломной зоны Красной реки (северный полигон) аномалии гелия и водорода имеют локальный характер и проявляются на отрезках с максимальным тепловым потоком, то есть ближе к зоне глубинного разлома, что подтверждается результатами нефтегазописковых работ.

При активизации сейсмостектонической активности происходит смещение вдоль основных разломных зон, что способствует увеличению проницаемости и продвижению термогенных газов к поверхности дна и в водную толщу.

Проявления вулканоматических процессов в пределах архипелага Катба, по всей видимости, являются причиной образования метана и углекислого газа с «тяжелым» изотопным составом углерода в водных источниках островов залива Тонкин.

Высокие концентрации водорода и гелия, углеводородных газов, метана в заливе Тонкин и его островах имеют тенденцию к снижению по мере перехода от зоны рифта Красной Реки к осадочному бассейну Шонг Хонг, где своих максимальных концентраций достигает диоксид углерода.

Обнаруженные особенности распределения газогеохимических полей необходимо исследовать и детализировать в последующих экспедициях.

## Благодарности/Финансирование

Коллектив авторов выражает признательность коллегам из Института морской геологии и геофизики ВАНТ Ле Дык Ань (Le Duc Anh) и Нгуен Ну Чунг (Dr. Nguyen Nhu Trung) за помощь в получении данных и литературных материалов, а также д.г.-м.н. Шакирову Р.Б., зам. директора ТОИ ДВО РАН, заведующему лабораторией газогеохимии за помощь в организации экспедиций и проведении исследований.

Исследования выполнены в рамках гостемы АААА-А19-119122090009-2 «Исследование состояния и изменений природной среды на основе комплексного анализа и моделирования гидрометеорологических, биогеохимических, геологических процессов и ресурсов Дальнего Востока», а также при поддержке программы «Дальний Восток» № 21-ВАНТ-014 и 21-ВАНТ-017, в рамках совместных проектов с Вьетнамской академией наук и технологий (VAST QTRU 02.02/20-21, QTRU02.01/21-22), а также при финансовой поддержке гранта РФФИ № 20-35-70014, проект «Исследование взаимосвязи газогео-



охимических полей, тектоники, геодинамической обстановки и нефтегазоносности, определяющих характер геологического развития и углеводородного потенциала региона Северного Вьетнама».

Работы проведены в рамках совместной Российско-Вьетнамской лаборатории по морским геонаукам (ТОИ ДВО РАН – ИМГТ ВАНТ) в соответствии с Дорожной картой морских исследований ДВО РАН – ВАНТ (2018–2025 гг.). Информационная поддержка обеспечена ТОИ ДВО РАН и Приморским отделением Российского географического общества (ОИАК РГО). Исследование отвечает положениям Протокола 2-го заседания Комиссии по научно-техническому сотрудничеству (Минобрнауки РФ – МНТ СРВ, 2019 г.).

Статья посвящается десятилетию совместной Российско-Вьетнамской лаборатории по морским геонаукам, учредителями которой являются ТОИ ДВО РАН и Институт морской геологии и геофизики Вьетнамской Академии наук и технологий (ИМГТ ВАНТ).

## Литература

- Акуличев В.А., Шакиров Р.Б., Обжиров А.И., Фунг Ван Фать, Нгуен Ну Чунг, Зыонг Куок Хын, Мальцева Е.В., Полоник Н.С., Ле Дык Ань. (2015). Аномалии природных газов в заливе Тонкин (Южно-Китайское море). *ДАН*, 461(1), с. 53–57. <https://doi.org/10.1134/S1028334X15030010>
- Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Донг Ч.Л., Зао Н., Попов О.К., Поспелов В.В., Шан Н.Т., Шнип О.А. (1997). Геология и нефтегазоносность фундамента Зондского шельфа. М., 285 с.
- Войтов Г.И., Добровольский И.П. (1994). Химические и изотопно-углеродные нестабильности потоков природных газов в сейсмически активных регионах. *Физика Земли*, 3, с. 20–31.
- Долгинов Е.А., Башкин Ю.В., Белоусов Т.П., Као Д.Т., Ле В.З. (2010). Рифтовые и эпирифтовые структуры северо-западного Вьетнама и их вероятные аналоги. *Известия вузов. Геология и разведка*, 5, с. 3–8.
- Ершов В.В., Шакиров Р.Б., Мельников О.А., Копанина А.В. (2010). Вариации параметров грязевулканической деятельности и их связь с сейсмичностью юга острова Сахалин. *Региональная геология и металлогения*, 42, с. 49–57.
- Еськова А.И., Пономарева А.Л., Легкодимов А.А., Калгин В.Ю., Шакиров Р.Б., Обжиров А.И. (2020). Особенности распределения индикаторных групп микроорганизмов в донных отложениях Южно-Китайского моря. *Известия Иркутского Государственного Университета. Серия: Науки о земле*, 33, с. 33–43. <https://doi.org/10.26516/2073-3402.2020.33.33>
- Кулинич Р.Г., Обжиров А.И. (1985). О структуре и современной активности зоны сочленения шельфа Сунда и котловины Южно-Китайского моря. *Тихоокеанская геология*, № 3, с. 102–106.
- Кравцов А.И., Войтов Г.И., Фридман А.И. и др. (1967). О содержании водорода в свободных струях в Хибинах. *ДАН СССР*, 5, с. 1190–1192.
- Нормативно-методическое обеспечение охраны атмосферного воздуха. (1995). Пермь: ИНТЕРЭКО, 249 с.
- Обжиров А.И. (1993). Газогеохимические поля придонного слоя морей и океанов. М.: Наука, 139 с.
- Кудрин И.В., Орлянкин В.Н., Кудрин К.И. (2006). Способ поисков в недрах земли скоплений газообразных водорода и гелия. Патент РФ RU2316028.
- Перевозчиков Г.В. (2012). Поле водорода на месторождении Газли по данным геохимических исследований в нефтегазоносном регионе Средней Азии. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 7(1), с. 1–13.
- Поротов Г.С. (1977). Математические методы при поисках и разведке полезных ископаемых. Л.: Изд-во Ленинград. горного института, 106 с.
- Смирнов Б.В. (1983). Вероятностные методы прогнозирования в инженерной геологии. М.: Недра, 134 с.
- Шакиров Р.Б. (2016). Газогеохимические поля окраинных морей Дальневосточного региона: распределение, генезис, связь с геологическими структурами, газогидратами и сейсмоструктурной. *Автореф. дисс. д. геол.-мин. наук*. Владивосток: ТОИ им. В.И. Ильичева ДВО РАН, 49 с.
- Шакиров Р.Б., Обжиров А.И., Сырбу Н.С., Нгуен Ну Чунг, Зыонг Куок Хын, Мальцева Е.В., Сорочинская А.В., Югай И.Г., Ле Дык Ань, Фунг Ван Фать, Полоник Н.С., Буи Ван Нам, Нгуен Ван Диеп. (2015). Особенности распределения природных газов в донных осадках и воде

северо-западной части Тонкинского залива (Южно-Китайское море, Вьетнам). *География и природные ресурсы*, 4, с. 178–188.

Шакиров Р.Б., Сырбу Н.С., Обжиров А.И. (2016) Распределение гелия и водорода в отложениях и воде на склоне о. Сахалин. *Литология и полез. ископаемые*, 1, с. 68–81. <https://doi.org/10.1134/S0024490216010065>

Шакиров Р.Б., Сорочинская А.В., Сырбу Н.С., Нгуен Ну Чунг, Фунг Ван Фать, Ле Дык Ань, Чон Тхань Фи. (2017). Газогеохимические особенности осадков залива Тонкин (Южно-Китайское море). *Вестник ДВО РАН*, 4, с. 33–42.

Шакиров Р.Б. (2018). Газогеохимические поля морей Восточной Азии. М.: ГЕОС, 341 с.

Шакиров Р.Б., Ли Н.С., Обжиров А.И., Валитов М.Г., Съедин В.Т., Телегин Ю.А., Прошкина З.Н., Окулов А.К., Стороженко А.В., Иванов М.В., Швалов Д.А., Легкодимов А.А., Еськова А.И., Липинская Н.А., Бовсун М.А., Максеев Д.С., Калгин В.Ю., Якимов Т.С., Нгуен Чун Тхань, Ле Дык Ань. (2020). Первая комплексная российско-вьетнамская геолого-геофизическая и океанографическая экспедиция в Южно-Китайском море, НИС «Академик М.А. Лаврентьев» (рейс 88, 2019 г.). *Вестник ДВО РАН*, 3, с. 138–152.

Шнип О.А. Состав и нефтегазоносность фундамента шельфа северного и центрального Вьетнама (2012). Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 31, с. 53–55.

Duong Quoc Hung, Renat Shakirov, Iosif Iugai, Nguyen Van Diep, Le Duc Anh, Mai Duc Dong, Bui Van Nam, Yury Telegin (2019). A study on the relationship between gas-geochemical field and tectonic fault activities in the rivermouth of Gulf of Tonkin. *Vietnam Journal of Marine Science and Technology*, 19(2), pp. 191–198. <https://doi.org/10.15625/1859-3097/19/2/14036>

Geological map of Vietnam. (1986). Scale 1: 1 500 000. General Dpt. of Geology, Hanoi.

Le Duc Anh, Nguyen Hoang, Phung Van Phach, Malinovskii A. I., Kasatkin S. A., Golozubov V. V. (2018). Geochemistry and petrogenesis of volcanic rocks and their mantle source in the East Vietnam Sea and adjacent regions in the Cenozoic. *Vietnam Journal of Marine Science and Technology*, 17(4), pp. 406–428. <https://doi.org/10.15625/1859-3097/17/4/9258>

Nguyen Nhu Trung. (2013). Basement structure of the Bac Bo Basin based on the 3D interpretation of satellite gravity and magnetic data. *Proceedings of the 11th SEGJ International Symposium*. <https://doi.org/10.1190/segj112013-034>

Pollak H.N., Hurter S.J., Johnson J.R. (1991). New global heat flow compilation. University of Michigan, USA.

Shakirov R.B., Hung D.Q., Anh L.D., Syrbu N.S., Obzhirv A.I., Borzova O.V., Okulov A.K., Nam B.V., Diep N.V., Dong M.D., Legkodimov A.A., Shakirova M.V., Ponomareva A.L., Bakunina M.S. (2019). Features of the gasgeochemical abnormal fields distribution in the Red River rift (Tonkin gulf, South-China sea). *Doklady Earth Sciences*, 484, Part 2, pp. 181–184. <https://doi.org/10.1134/S1028334X19020065>

Syrbu N.S., Shakirov R.B., Le Duc Anh, Kholmogorov A.O., Iakimov T.S., Kalgin V.Yu. (2020). Formation of abnormal gasgeochemical fields of methane, helium and hydrogen in Northern Vietnam, its coastal and adjacent water areas. *Lithology and Mineral Resources*, 55(6), pp. 512–527. <https://doi.org/10.1134/S0024490220060097>

Tsunogai U., Kosaka A., Nakayama N., Komatsu D., Konno U., Kameyama S., Nakagawa F., Sumino H., Nagao K., Fujikura K., Machiyama H. (2010). Origin and fate of deep sea seeping methane bubbles at Kuroshima Knoll, Ryukyu forearc region, Japan. *Geochemical Journal*, 44, pp. 461–476. <https://doi.org/10.2343/geochemj.1.0096>

Tuyen N.H., Phach Ph.V., Shakirov R.B., Trong C.D., Hung Ph.N., Anh L.D. (2018). Geoblocks Recognition and Delineation of the Earthquake Prone Areas in the Tuan Giao Area (Northwest Vietnam). *Geotectonics*, 52(3), pp. 359–381. <https://doi.org/10.1134/S001685211803007X>

## Сведения об авторах

Надежда Сергеевна Сырбу – канд. геол.-мин. наук, заведующий лабораторией комплексных исследований окружающей среды и минеральных ресурсов, Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева ДВО РАН Россия, 690041, Владивосток, ул. Балтийская, д. 43 e-mail: syrbu@poi.dvo.ru

До Хуи Кыонг – директор, Институт морской геологии и геофизики Вьетнамской академии наук и технологий Вьетнам, Ханой, Хоанг Куок Вьет, 18



Тимур Сергеевич Якимов – аспирант, старший инженер  
Тихоокеанский океанологический институт им. В.И.  
Ильичева ДВО РАН

Россия, 690041, Владивосток, ул. Балтийская, д. 43

Андрей Олегович Холмогоров – аспирант, старший инженер

Тихоокеанский океанологический институт им. В.И.  
Ильичева ДВО РАН

Россия, 690041, Владивосток, ул. Балтийская, д. 43

Юрий Александрович Телегин – канд. геол.-мин. наук,  
младший научный сотрудник лаборатории комплексных  
исследований окружающей среды и минеральных ресур-  
сов, Тихоокеанский океанологический институт им. В.И.  
Ильичева ДВО РАН

Россия, 690041, Владивосток, ул. Балтийская, д. 43

Уруму Тсуногай – профессор, Высшая школа экологи-  
ческих исследований, Университет Нагоя  
Япония, Нагоя 464-8601, Чикуса-ку, Фуру-чо

Статья поступила в редакцию 20.07.2020;

Принята к публикации 19.02.2021; Опубликована 30.09.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

## Geological features for the formation of gas-geochemical fields, including helium and hydrogen, in the water and sediments at the Vietnamese part of the South-China Sea

N.S. Syrbu<sup>1\*</sup>, D.H. Cuong<sup>2</sup>, T.S. Iakimov<sup>1</sup>, A.O. Kholmogorov<sup>1</sup>, Yu.A. Telegin<sup>1</sup>, U. Tsunogai<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Ilichev Pacific Oceanological Institute, Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences, Vladivostok, Russian Federation

<sup>2</sup>Institute of Marine Geology and Geophysics, Vietnam Academy of Sciences and Technology, Hanoi, Vietnam

<sup>3</sup>Nagoya University, Nagoya, Japan

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

**Abstract.** The paper presents the results of a complex joint Russian-Vietnamese geological, geophysical and oceanographic expedition in the South-China Sea (R/V “Akademik M.A. Lavrentyev”, cruise 88, 2019), as well as related joint Russian-Vietnamese marine and land researches in the area of north and south Vietnam under a series of local FEB RAS – VAST grants. The organizers of the marine expedition are the V. I. Ilyichev Pacific Oceanological Institute of the Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences (POI FEB RAS) and the Institute of Marine Geology and Geophysics of the Vietnam Academy of Science and Technology (IMGG VAST). In comparison with the Sea of Japan and the Sea of Okhotsk, it can be noted that the active bottom degassing on the on the Vietnamese shelf and slope have is a local, although the intensity of gas-geochemical anomalies is comparable to similar zones in the Far Eastern Seas. For the first time, anomalous methane fields (up to 5000 nl/l) were found in the water column of the South-China Sea, which are comparable to anomalies on the oil and gas shelf and the gas-hydrate-bearing slope of Sakhalin Island.

Metamorphosed sedimentary and volcanic rocks were discovered for the first time in the southern part of Catba Island (Gulf of Tonkin), which indicates the introduction of an endogenous body into the sedimentary strata and its further transformation. In connection with the discovery in 2020 of the large Ken Bau gas field at the southern end of the sedimentary basin of the Red River, the forecast of POI scientists about the presence of significant hydrocarbon reserves in this area was confirmed.

The work was carried out within the framework of the joint Vietnam-Russia Laboratory for Marine Sciences and Technology (V. I. Ilyichev Pacific Oceanological Institute of the Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences and the Institute of Marine Geology and Geophysics Vietnam Academy of Science and Technology). The expedition of the R/V “Akademik M.A. Lavrentyev” (cruise 88) is part of a series of expeditions in accordance with the UN Decade dedicated to the Ocean Science for Sustainable Development.

**Keywords:** helium, hydrogen, hydrocarbon potential, Nam Con Son basin, Phu Khan basin, Red River basin, South-China Sea

**Recommended citation:** Syrbu N.S., Cuong D.H., Iakimov T.S., Kholmogorov A.O., Telegin Yu.A., Tsunogai U. (2021). Geological features for the formation of gas-geochemical fields, including helium

and hydrogen, in the water and sediments at the Vietnamese part of the South-China Sea. *Georesursy = Georesources*, 23(1), pp. 132–142. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.16>

### Acknowledgements

The authors are grateful to their colleagues from the Institute of Marine Geology and Geophysics, VAST Dr. Nguen Nhu Trung and Le Duc Anh, for their help in obtaining data and literary materials, as well as Dr. Shakirov R.B., deputy director of the POI FEB RAS, the head of the laboratory of gas geochemistry for organizing expeditions and researches.

The research was carried out as part as State Program for basic scientific research AAAA-A19-119122090009-2 “Study of the state and changes of the environment based on a complex analysis and modeling of hydrometeorological, biogeochemical, geological processes and resources of the Far East”, as well as with the support of the Far East programs 21-BAHT-014 u 21-BAHT-017 (VAST QTRU 02.02/20-21 and QTRU02.01/21-22), and also with the financial support of the RFBR grant 20-35-70014, the project “Interrelation of gasgeochemical fields, tectonics, geodynamic situation and oil and gas bearing potential, which determine geologic and hydrocarbon potential of the North Vietnam”.

The work was carried out within the framework of the joint Vietnam-Russia Laboratory for Marine Sciences and Technology (POI FEB RAS – IMGG VAST) in accordance with the Roadmap for Marine Research of the FEB RAS – VAST (2018–2025). Information support was provided by the POI FEB RAS and the Primorsky Branch of the Russian Geographical Society. The study complies with the provisions of the Protocol of the 2nd meeting of the Commission for Scientific and Technical Cooperation (Ministry of Education and Science of the Russian Federation-MNT SRV, 2019).

The paper is dedicated to the tenth anniversary of the joint Vietnam-Russia Laboratory for Marine Sciences and Technology.

### References

Akulichev V.A., Obzhairov A.I., Shakirov R.B., Mal'tseva E.V., Syrbu N.S., Polonik N.S., Van Phach P., Trung N.N., Hung D.Q., Anh L.D. (2015). Anomalies of natural gases in the Gulf of Tonkin (South China Sea). *Doklady Earth Sciences*, 461(1), pp. 203–207. <https://doi.org/10.1134/S1028334X15030010>

- Areshv E.G., Gavrilov V.P., Dong Ch.L., Zao N., Popov O.K., Pospelov V.V., Shan N.T., Shnip O.A. (1997). Geology and oil and gas content of the Sunda shelf basement. Moscow, 285 p. (In Russ.)
- Dolginov E.A., Bashkin Yu.V., Belousov T.P., Kao D.T., Le V.Z. (2010). Rift and epirift structures of northwestern Vietnam and their probable analogues. *Izvestiya vuzov. Geologiya i razvedka = Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*, 5, pp. 3–8. (In Russ.)
- Duong Quoc Hung, Renat Shakirov, Iosif Iugai, Nguyen Van Diep, Le Duc Anh, Mai Duc Dong, Bui Van Nam, Yury Telegin (2019). A study on the relationship between gas-geochemical field and tectonic fault activities in the rivermouth of Gulf of Tonkin. *Vietnam Journal of Marine Science and Technology*, 19(2), pp. 191–198. <https://doi.org/10.15625/1859-3097/19/2/14036>
- Ershov V.V., Shakirov R.B., Mel'nikov O.A., Kopanina A.V. (2010). Variations in the parameters of mud volcanic activity and their relationship with the seismicity of the south of Sakhalin Island. *Regional'naya geologiya i metallogeniya = Regional Geology and Metallogeny*, 42, pp. 49–57. (In Russ.)
- Es'kova A.I., Ponomareva A.L., Legkodimov A.A., Kalgin V.Yu., Shakirov R.B., Obzhirov A.I. (2020). The Characteristics and Distribution of Indicator Microorganisms in the Marine Sediments from the South-China Sea. *Izvestiya Irkutskogo Gosudarstvennogo Universiteta. Seriya: Nauki o zemle = The Bulletin of Irkutsk State University. Series Earth Sciences*, 33, pp. 33–43. (In Russ.) <https://doi.org/10.26516/2073-3402.2020.33.33>
- Geological map of Vietnam. (1986). Scale 1: 1 500 000. General Dpt. of Geology, Hanoi.
- Kravtsov A.I., Voitov G.I., Fridman A.I. et al. (1967). Hydrogen content in free jets in the Khibiny. *Doklady Akademii Nauk SSSR*, 5, pp. 1190–1192. (In Russ.)
- Kudrin I.V., Orlyankin V.N., Kudrin K.I. (2006). Method of searching of gaseous hydrogen and helium clusters in earth interior. Patent RF RU2316028. (In Russ.)
- Kulinich R.G., Obzhirov A.I. (1985). On the structure and current activity of the junction zone of the Sunda shelf and the South China Sea basin. *Tikhookeanskaya geologiya = Russian Journal of Pacific Geology*, 3, pp. 102–106. (In Russ.)
- Le Duc Anh, Nguyen Hoang, Phung Van Phach, Malinovskii A. I., Kasatkin S. A., Golozubov V. V. (2018). Geochemistry and petrogenesis of volcanic rocks and their mantle source in the East Vietnam Sea and adjacent regions in the Cenozoic. *Vietnam Journal of Marine Science and Technology*, 17(4), pp. 406–428. <https://doi.org/10.15625/1859-3097/17/4/9258>
- Nguyen Nhu Trung. (2013). Basement structure of the Bac Bo Basin based on the 3D interpretation of satellite gravity and magnetic data. *Proceedings of the 11th SEGJ International Symposium*. <https://doi.org/10.1190/segj112013-034>
- Regulatory and methodological support for the protection of atmospheric air (1995). Perm: Intereko, 249 p. (In Russ.)
- Obzhirov A.I. (1993). Gas-geochemical fields of the bottom layer of seas and oceans. Moscow: Nauka, 139 p. (In Russ.)
- Perevozchikov G.V. (2012). PHydrogen field at the Gazli field according to geochemical studies in the oil and gas region of Central Asia. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Oil and gas geology. Theory and practice*, 7(1), pp. 1–13. (In Russ.)
- Pollak H.N., Hurter S.J., Johnson J.R. (1991). New global heat flow compilation. University of Michigan, USA.
- Porotov G.S. (1977). Mathematical methods in searching and prospecting for minerals. Leningrad: Leningrad Mining Institute, 106 p. (In Russ.)
- Shakirov R.B. (2016). Gas-geochemical fields of the marginal seas of the Far Eastern region: distribution, genesis, connection with geological structures, gas hydrates and seismotectonics. Abstract Sci. Diss. Vladivostok: Il'ichev POI FES RAS, 49 p. (In Russ.)
- Shakirov R.B. (2018). Gas-geochemical fields of the seas of East Asia. Moscow: GEOS, 341 p. (In Russ.)
- Shakirov R.B., Hung D.Q., Anh L.D., Syrbu N.S., Obzhirov A.I., Borzova O.V., Okulov A.K., Nam B.V., Diep N.V., Dong M.D., Legkodimov A.A., Shakirova M.V., Ponomareva A.L., Bakunina M.S. (2019). Features of the gasgeochemical abnormal fields distribution in the Red River rift (Tonkin gulf, South-China sea). *Doklady Earth Sciences*, 484, Part 2, pp. 181–184. <https://doi.org/10.1134/S1028334X19020065>
- Shakirov R.B., Li N.S., Obzhirov A.I., Valitov M.G., S'edin V.T., Telegin Yu.A., Proshkina Z.N., Okulov A.K., Storozhenko A.V., Ivanov M.V., Shvalov D.A., Legkodimov A.A., Es'kova A.I., Lipinskaya N.A., Boysun M.A., Makseev D.S., Kalgin V.Yu., Yakimov T.S., Nguen Chun T Khan', Le Dyk An'. (2020). Integrated Russian-Vietnamese geological-geophysical and oceanographic expedition in the South China Sea (R/V "Akademik M.A. Lavrentyev", cruise 88, 2019). *Vestnik of Far Eastern Branch of Russian Academy of Sciences*, 3, pp. 138–152. (In Russ.)
- Shakirov R.B., Obzhirov A.I., Syrbu N.S., Nguen Nu Chung, Zyong Kuok Khyn, Mal'tseva E.V., Sorochinskaya A.V., Yugai I.G., Le Duc Anh, Fug Van Fat, Polonik N.S., Bui Van Nam, Nguen Van Diep. (2015). Features of the distribution of natural gases in bottom sediments and water in the northwestern part of the Gulf of Tonkin (South China Sea, Vietnam). *Geografiya i prirodnye resursy*, 4, pp. 178–188. (In Russ.)
- Shakirov R.B., Sorochinskaya A.V., Syrbu N.S., Nguen Nu Chung, Fung Van Fat, Le Duc Anh, Chon T Khan' Fi. (2017). Gas-geochemical features of sediments in the Tonkin Gulf (South China Sea). *Vestnik of Far Eastern Branch of Russian Academy of Sciences*, 4, pp. 33–42. (In Russ.)
- Shakirov R.B., Syrbu N.S., Obzhirov A.I. (2016). Distribution of helium and hydrogen in sediments and water on the Sakhalin slope. *Lithology and Mineral Resources*, 51(1), pp. 61–73. (In Russ.) <https://doi.org/10.1134/S0024490216010065>
- Shnip O.A. (2012). Composition and oil and gas content of the basement of the shelf of Northern and Central Vietnam. *Trudy RGU Nefti i gaza imeni I.M. Gubkina*, 31, pp. 53–55. (In Russ.)
- Smirnov B.V. (1983). Probabilistic forecasting methods in engineering geology. Moscow: Nedra, 134 p. (In Russ.)
- Syrbu N.S., Shakirov R.B., Le Duc Anh, Kholmogorov A.O., Iakimov T.S., Kalgin V.Yu. (2020). Formation of abnormal gasgeochemical fields of methane, helium and hydrogen in Northern Vietnam, its coastal and adjacent water areas. *Lithology and Mineral Resources*, 55(6), pp. 512–527. <https://doi.org/10.1134/S0024490220060097>
- Tsunogai U., Kosaka A., Nakayama N., Komatsu D., Konno U., Kameyama S., Nakagawa F., Sumino H., Nagao K., Fujikura K., Machiyama H. (2010). Origin and fate of deep sea seeping methane bubbles at Kuroshima Knoll, Ryukyu forearc region, Japan. *Geochemical Journal*, 44, pp. 461–476. <https://doi.org/10.2343/geochemj.1.0096>
- Tuyen N.H., Phach Ph.V., Shakirov R.B., Trong C.D., Hung Ph.N., Anh L.D. (2018). Geoblocks Recognition and Delineation of the Earthquake Prone Areas in the Tuan Giao Area (Northwest Vietnam). *Geotectonics*, 52(3), pp. 359–381. <https://doi.org/10.1134/S001685211803007X>
- Voitov G.I., Dobrovol'skii I.P. (1994). Chemical and isotopic carbon instabilities of natural gas flows in seismically active regions. *Fizika Zemli = Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 3, pp. 20–31. (In Russ.)

#### About the Authors

**Nadezhda S. Syrbu** – PhD (Geology and Mineralogy), Head of the Laboratory for Integrated Research of Environment and Mineral Resources, Il'ichev Pacific Oceanological Institute, Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences

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

**Do Huy Kyong** – Director, Institute of Marine Geology and Geophysics, Vietnam Academy of Sciences and Technology  
18, Hoang Quoc Viet, Hanoi, Vietnam

**Timur S. Yakimov** – Postgraduate Student, Senior Engineer, Il'ichev Pacific Oceanological Institute, Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences

43 Baltiyskaya St., Vladivostok, 690041, Russian Federation

**Andrey O. Kholmogorov** – Postgraduate Student, Senior Engineer, Il'ichev Pacific Oceanological Institute, Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences

43 Baltiyskaya St., Vladivostok, 690041, Russian Federation

**Yury A. Telegin** – PhD (Geology and Mineralogy) Junior Researcher, Laboratory for Integrated Research of Environment and Mineral Resources, Il'ichev Pacific Oceanological Institute, Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences

43 Baltiyskaya St., Vladivostok, 690041, Russian Federation

**Urumu Tsunogai** – Professor, Graduate School of Environmental Research, Nagoya University

Furo-cho, Chikusa-ku, Nagoya 464-8601, Japan

Manuscript received 20 July 2020;

Accepted 19 February 2021; Published 30 September 2021

# Хромитовые россыпные проявления Волго-Уральского бассейна – вопросы генезиса, источников и промышленного потенциала

А.В. Лаломов<sup>1\*</sup>, И.Р. Рахимов<sup>2</sup>, А.В. Григорьева<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, Москва, Россия

<sup>2</sup>Институт геологии УФИЦ РАН, Уфа, Россия

Хром относится к стратегическим металлам, но потребности России более чем на пополовину удовлетворяются за счет импорта, поэтому новые месторождения хромитов, в том числе и нетрадиционные россыпные, представляют промышленный и научный интерес.

Предыдущими исследованиями и современными работами авторов статьи установлена хромитовая россыпная металлоносность пермско-юрских отложений Волго-Уральского бассейна, имеющая промышленную и потенциальную значимость: в пределах Лукояновского россыпного района (Нижегородская обл.) установлена промышленная хромитовосность юрских прибрежно-морских титано-циркониевых россыпей; на юго-западе Башкирии в отложениях казанского яруса выявлены хромитовосные пески (Сабантуйское проявление) с повышенными содержаниями, но пока не ясным промышленным потенциалом.

Исследование типоморфизма хромитов указывает на их тесную связь с хромшпинелидами офиолитовых ассоциаций. Предполагаемая шарьяжная структура хромитовосных гипербазитов Урала позволяет предположить широкое распространение хромитовосных песков в пределах верхнепермского–юрского Волго-Уральского палеобассейна, в котором повышенные содержания хромитов контролировались благоприятными для россыпеобразования гидро- и литодинамическими условиями.

Вопросы генезиса россыпных проявлений хромитов приуральской части Восточно-Европейской платформы, их распространение и первичные источники нуждаются в дальнейшем изучении.

**Ключевые слова:** хромиты, россыпные месторождения, Волго-Уральский бассейн

**Для цитирования:** Лаломов А.В., Рахимов И.Г., Григорьева А.В. (2021). Хромитовые россыпные проявления Волго-Уральского бассейна – генезис, источники и промышленный потенциал. *Георесурсы*, 23(3), с. 143–148. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.17>

## Введение

Хром входит в список основных стратегических металлов России и хранится в резервах многих зарубежных стран (Распоряжение Правительства Российской Федерации О перечне основных видов стратегического минерального сырья..., 1996; Кременецкий, 2020). Государственным балансом запасов полезных ископаемых Российской Федерации учтено 52.1 млн т запасов хромитов категорий А+В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>, преимущественно в магматогенных рудах. В месторождениях Сарановской группы хромовых валунчатых россыпей в Пермском крае учтено 8 объектов с суммарными запасами по категории В+С<sub>1</sub> – 245 тыс. т, С<sub>2</sub> – 39 тыс. т, забалансовые запасы – 90 тыс. т (Быховский, Спорыхина, 2013), из которых в 2020 г. добыто 85 тыс. т хромовых руд (12.5 % общероссийской добычи) (Государственный доклад, 2020). В Итмановской хромит-ильменит-цирконовой россыпи (Нижегородская обл.) в соответствии с кондициями запасы ильменита, лейкоксена и хромита и содержащихся в них оксидов (TiO<sub>2</sub> и Cr<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) отнесены к забалансовым по технологическим свойствам. Забалансовые запасы хромита в балансовых запасах рудных песков составляют 663.05 тыс. т, или 296.8 тыс. т Cr<sub>2</sub>O<sub>3</sub>.

Добыча из недр в 2019 г. составила 594 тыс. т, что покрыло потребности страны на 43.6 %, при этом импорт хромовых концентратов составил 903 тыс. т, в основном, из Казахстана (Государственный доклад, 2020). Учитывая дефицит хромовых руд в России и то, что геологоразведочные работы не восполняют добычу этого сырья, открытие новых, в том числе, и нетрадиционных месторождений хромитов может представлять интерес для промышленности.

Таким типом месторождений могут служить хромитосодержащие пески, встречающиеся в пределах платформенных областей в окраинных частях складчатых сооружений, как составной части комплексных прибрежно-морских и аллювиальных россыпей тяжелых минералов дальнего сноса, так и собственно хромитовых россыпей ближнего сноса, непосредственно связанных с первичными источниками.

Изучение этих месторождений и оценка их потенциала осуществляется путем выделения основных факторов формирования повышенной хромитовой металлоносности, а также создания геолого-генетических прогнозно-поисковых моделей осадочных (россыпных) месторождений хромитовых песков.

К числу потенциально значимых объектов относятся юрские титано-циркониевые пески Лукояновского россыпного района, промежуточным коллектором для

\* Ответственный автор: Александр Валерианович Лаломов  
e-mail: [lalomov@mail.ru](mailto:lalomov@mail.ru)

© 2021 Коллектив авторов



которых являются песчаные отложения уржумского яруса пермской системы, и хромитолиты верхнеказанских отложений юго-запада Башкирии.

### Геологическое строение и первичная металлонность месторождений и проявлений хромитосодержащих песков

В пределах Волго-Уральского осадочного бассейна хромитонность осадочных отложений установлена в пределах двух объектов, различающихся стратиграфическими, генетическими, пространственными и литолого-минералогическими свойствами – Лукояновский россыпной район Нижегородской области и Сабантуйское россыпепроявление юго-запада Башкирии (рис. 1).

#### Лукояновское хромит-ильменит-цирконовое месторождение

В пределах Гагинского, Лукояновского, Шатковского, Починковского и Первомайского районов Нижегородской области в отложениях батского яруса нижней юры выявлены промышленные титано-циркониевые россыпи прибрежно-морского генезиса (Россыпные месторождения..., 1997).

Лукояновское месторождение титано-циркониевых песков, богатейшее по содержанию циркона в России и второе в мире (после австралийской россыпи Атлас-буна Харринг с содержанием  $17.4 \text{ кг/м}^3$ ) (Патык-Кара, 2008), представляет собой систему пространственно и структурно разобщенных залежей, из которых только Итмановская россыпь детально разведана и состоит на государственном балансе. Запасы диоксида циркония по Итмановской россыпи составляют 388.9 тыс. т при содержании  $12.9 \text{ кг/м}^3$ . Запасы диоксида титана (ильменит, лейкоксен и рутил) оценены в 166.7 тыс. т при содержании  $5.5 \text{ кг/м}^3$ .

Отличительной особенностью Итмановской россыпи является повышенное содержание оксида хрома  $\text{Cr}_2\text{O}_3$  ( $9.9 \text{ кг/м}^3$ ), подсчитанные запасы которого составляют 296.8 тыс. т<sup>1</sup>.

Вокруг Итмановской россыпи на расстоянии от 15 до 40 км расположены другие россыпи Лукояновского титано-циркониевого района, геолого-оценочные работы на которых доведены до стадии прогнозных ресурсов высокой степени достоверности категории  $P_1$ , которые для всего Лукояновского россыпного района оцениваются в 573 тыс. т оксида хрома (Бочнева, Чефранов, 2019). Глубина залегания рудного пласта изменяется от 0 до 20 м (рис. 2, 3).

Хромшпинелиды в россыпи представлены хромитом и, учитывая высокое содержание магния, хромпикотитом  $(\text{Mg,Fe})(\text{Cr,Al})_2\text{O}_4$ . Вариации состава зерен этого компонента весьма значительны (в % по массе):  $\text{Cr}_2\text{O}_3$  30.9–59.0;  $\text{Al}_2\text{O}_3$  13.1–43.0;  $\text{FeO}$  15–24.6;  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  0.1–16.0;  $\text{MgO}$  4.8–15.5. Зерна хромита имеют преимущественно однородный по объему химический состав, среднюю и плохую окатанность (рис. 4).

Долгое время существовала проблема технологии обогащения рудных песков Итмановской россыпи из-за

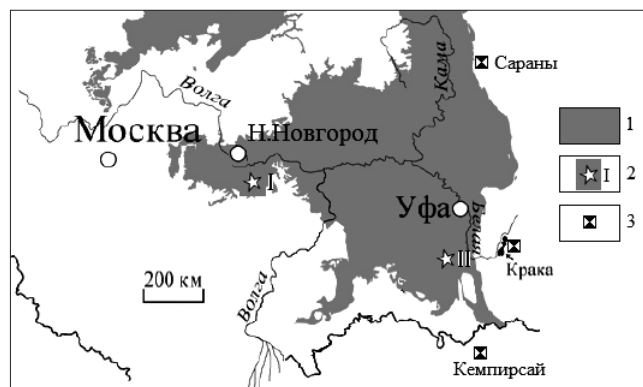


Рис. 1. Схема россыпных и коренных проявлений хромитов Урала и Волго-Уральского бассейна. 1 – распространение пермских отложений; 2 – россыпные проявления хромитов в осадочном чехле: I – Лукояновское, II – Сабантуйское; 3 – основные хромитовые месторождения и гипербазитовые массивы Урала (Сараны, Крака, Кемпирсайское)

невозможности получить высококачественный ильменитовый концентрат из коллективного ильменит-хромит-гематитового (ИХГ) продукта вследствие близких физических свойств входящих в него минералов (плотность, электропроводимость, магнитная восприимчивость), поэтому запасы ИХГ-продукта были отнесены к забалансовым по технологическим свойствам. Последние проведенные исследования позволили найти технологические решения, обеспечивающие возможность переработки более 70 % ИХГ-продукта в кондиционные ильменитовый и хромовый концентраты (Занавескин и др., 2014).

Предполагается, что в юрскую россыпь хромиты были переотложены из подстилающих пермских песчаников уржумского яруса (Гурвич, Болотов, 1968; Быховский, 2010). Источник хромитов в пермских отложениях не исследовался.

#### Сабантуйское россыпепроявление хромитов

Сабантуйское хромитовое проявление выявлено в разрезе верхнеказанских отложений, фрагментарно обнаженных в левом берегу руч. Мал. Беркутла у северной оконечности с. Федоровка Федоровского района Республики Башкортостан (Рахимов и др., 2020). В физико-географическом отношении местность представляет собой южный отрог Бугульминско-Белебеевской возвышенности Восточно-Европейской платформы (ВЕП). Геологический разрез представлен полимиктовыми песчаниками с прослоями песчаных окремнелых известняков (нижняя пачка мощностью не менее 20 м) и известково-песчанистыми мергелями (верхняя пачка мощностью до 3 м) – породами, относимыми к белебеевской свите ( $P_2^{bl}$ ) (Князев, 2011). Ниже залегают осадочные породы средне-позднепалеозойского и рифейского возраста<sup>2</sup>. Хромитовые песчаники обнаруживаются в виде элювиальных обломков глыбовой размерности вдоль склона на протяжении 200–250 м по азимуту ССЗ  $350^\circ$ . Слой хромитов вскрыт шурфом на глубине 0.7 м от поверхности и составил около 1 м. Текстура отложений слоистая, косо-волнистая и полого-волнистая, подчеркнутая повышенной концентрацией

<sup>1</sup>Быховский Л.З. Разработка технико-экономического обоснования постоянных кондиций, подсчет запасов титано-циркониевых песков Итмановской россыпи Лукояновского м-ния в Нижегородской области (по состоянию на 01.06.2010 г.). Отчет. ВИМС, 2010.

<sup>2</sup>Синицын И.М., Синицына Г.И. Объяснительная записка к геологической карте СССР масштаба 1 : 200000, Лист №40-XXVI. М.: Министерство геологии БТГУ, Т. 1, 1965. 170 л.

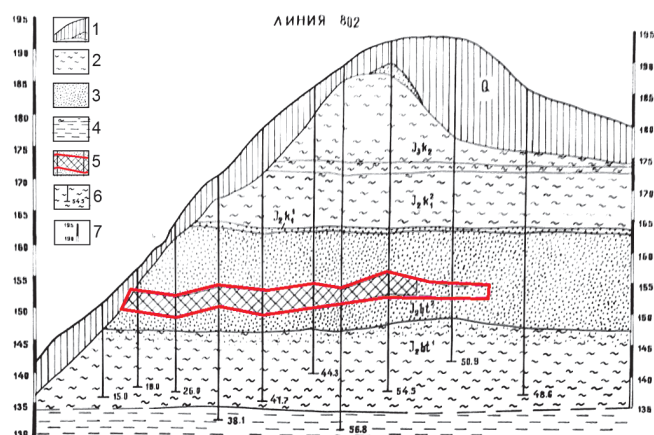


Рис. 2. Геологический разрез Итмановской россыпи Лукояновского титано-циркониевого месторождения<sup>3</sup>. 1 – почвенно-растительный слой; 2 – глины; 3 – пески; 4 – алевроиты; 5 – промышленный пласт; 6 – скважины (глубина, м); 7 – высотные отметки. Среднеюрские отложения:  $J_2bt$  – батский ярус;  $J_2k$  – келловейский ярус



Рис. 3. Продуктивный пласт Итмановской россыпи: темные прослои содержат повышенные концентрации рудных минералов – ильменита, хромита и циркона

хромитов. Рудные слои (сплошные хромитолиты) варьируют по мощности от 1 до 130 мм.

В составе обломков полимиктовых песчаников преобладают кварциты (35 %), метавулканы (32 %) и шпинелиды (17 %). Цемент песчаников карбонатный, по структуре – пелитоморфный или мелкозернистый контактового типа. По гранулометрическому составу гравякки соответствуют среднезернистой (класс крупности 0.2–0.4 мм), а хромитолиты – мелкозернистой (0.15–0.25 мм) разновидности песчаников, им присуща хорошая степень отсортированности. По геолого-литологическим условиям и структурно-текстурным особенностям Сабантуйское рудопроявление хромитов может быть отнесено к типу прибрежно-морских россыпей. Терригенный материал отложений хорошо отсортирован; отложения характеризуются косоволнистой и пологоволнистой слоистостью с четко выраженными прослоями высококонцентрированных рудных прослоев – хромитолитов. Зерна рудных минералов обладают слабоокатанной или

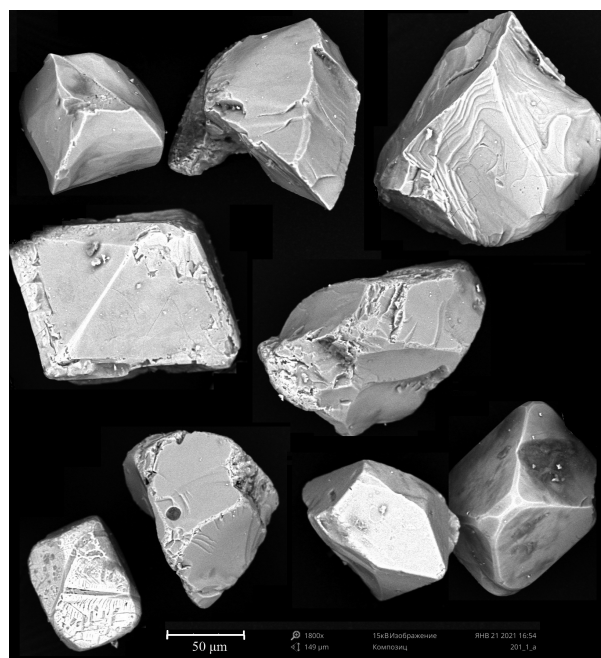


Рис. 4. Морфология зерен хромита Итмановской россыпи

среднеокатанной формой, их размер отвечает классу 0.15–0.25 мм. Указанные признаки характерны для отложений, сформированных в зоне литорали (Берто и др., 2011; Лаломов, Таболич, 2013).

В составе тяжелой фракции отмечаются минералы группы шпинели (в основном – хромшпинелиды) (до 67 %), ильменит (17 %), магнетит и титаномагнетит (16 %). В единичных значениях встречаются зерна других минералов – циркона, титанита, граната, амфибола. Выход тяжелой фракции в хромитолитах варьирует от 52 до 69 %, а в переслаивающихся с ними полимиктовых песчаниках – до 12 %. Общее содержание  $Cr_2O_3$  составляет 15.9–17.2 мас. %. Коренные руды с такими содержаниями рассматриваются как «убогие» (Государственный доклад, 2020), но с учетом их низкой литифицированности, расположением в доступном районе и возможностью открытой отработки их промышленная значимость может быть выше.

Анализ составов детритовых шпинелидов с использованием классификационных диаграмм  $Al^{3+}-Cr^{3+}-Fe^{3+}$  и  $Mg\#-Cr\#$  с целью установления формационной принадлежности их источников показал, что хромшпинелиды Сабантуйского рудопроявления соответствуют хромшпинелидам офиолитовых ассоциаций (Рахимов и др., 2020). Составы изученных зерен полностью перекрываются с составами хромшпинелидов наиболее крупного офиолитового комплекса Южного Урала – массива Крака (Савельев и др., 2016). Изученные хромшпинелиды обнаруживают отрицательную корреляцию между хромистостью и магнетиальностью, что является характерным признаком эндогенных шпинелидов из ультрамафитов офиолитовых комплексов (Barnes, Roeder, 2001).

Источник сноса Сабантуйской хромитовой палеороссыпи установить по имеющимся данным пока весьма сложно. Трудно представить, что источником могли быть полностью разрушенные в настоящее время «местные» протрузии гипербазитов, поскольку нет никаких прямых следов их бывшего присутствия, например, в виде реликтов кор выветривания (нонтронитовых,

<sup>3</sup>Осипов А.П. (1985). Отчет о поисково-оценочных работах в пределах центральной части Лукояновского титано-циркониевого м-ния (Итмановская залежь) в Лукояновском р-не Горьковской обл., выполненных Лукояновской ГПП в 1982-85 гг. Горький: Лукояновское ГПП.



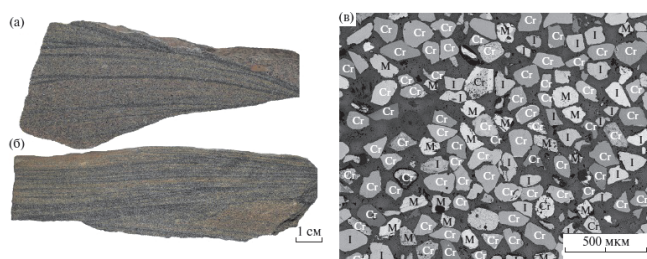


Рис. 5. Хромитовые песчаники Сабантуйского россыпного проявления: а) прослои хромитолитов с косоволнистой слоистостью; б) прослои хромитолитов с пологоволнистой слоистостью; в) электронно-микроскопическое BSE-изображение хромитолита. Cr – хромшпинелид, М – магнетит и титано-магнетит, I – ильменит (Рахимов и др., 2020)

монтмориллонитовых) или индикаторных россыпных минералов (оливин, пироксены, платинометаллы и др.) в изученных отложениях. Учитывая значительную удаленность выявленного рудопоявления, высокую концентрацию хромшпинелидов в изученных отложениях вплоть до формирования сплошных слоев хромитолитов, слабую окатанность зерен, а также ограниченное распространение Сабантуйской палеороссыпи, всерьез рассматривать офиолитовые комплексы складчатого Урала (ближайшие массивы – Крака и Кемпирсай, рис. 1) в качестве питающей провинции тоже вряд ли возможно. Столь дальний перенос шпинелидов (на расстояние более 200 км) с образованием рудных концентраций не отмечается где-либо в мире (Кухаренко, 1961; Monograph on chromite, 2013). Так, хромшпинелиды россыпи, расположенной в дельте р. Гад на западном побережье Индии, хорошо и средне окатаны («rounded to sub-rounded») на расстоянии переноса в 30–40 км (Gujar et al., 2010), в отличие от слабо- и неокатанных зерен Сабантуя. В россыпи р. Гад (как и в других преимущественно ильменитовых россыпях дальнего сноса) хромиты присутствуют в виде попутного компонента в содержании от 0.05 до 10.9 % тяжелой фракции, а в башкирском проявлении в тяжелой фракции отложений зерна минералов шпинели преобладают, причем хромшпинелидам принадлежит основная роль (около 60 %).

Возможное объяснение феномену существования хромитовых россыпей ближнего сноса может быть дано исходя из шарьяжной модели формирования гипербазитовых массивов (Казанцева и др., 1971; Пучков, 2010). Можно предположить возможность продвижения офиолитового аллохтона далеко на запад от зоны офиолитовых швов в сторону Восточно-Европейской платформы (во время пермского орогенеза), ближе к тем морфоструктурным и литодинамическим обстановкам, которые были благоприятны для накопления хромитовых россыпей типа Сабантуйской (Рахимов и др., 2020).

Таким образом, выявленное Сабантуйское рудопоявление хромитов по ряду геолого-литологических признаков отнесено к типу прибрежно-морских россыпей с возрастом  $P_2kz_2$ . Для определения точных параметров рудопоявления и более информативных геологических признаков для установления источников сноса необходимо дополнительное изучение Сабантуйского проявления и возможных аналогичных объектов Волго-Уральского бассейна.

## Перспективы хромитоносности осадочного чехла Волго-Уральского бассейна

Таким образом, хромитоносность пермских и юрских отложений примыкающей к Уралу восточной части Восточно-Европейской платформы подтверждена, как минимум, на двух объектах – Лукояновской россыпи и Сабантуйском проявлении. Промышленная значимость Лукояновских хромитов доказана, Сабантуйская россыпь имеет хорошие промышленные перспективы по содержанию хромита, но неопределенные пространственные характеристики объекта.

Что касается модели образования этих объектов, в мире известны хромитовые россыпи трех типов: элювиальные и элювиально-склоновые (в Африке, на Кубе, на Филиппинах, в том числе и небольшие валунные россыпи на Среднем Урале в районе месторождения Сараны), аллювиальные и прибрежно-морские россыпи ближнего сноса в долинах и у берегов, сложенных хромитоносными гипербазитами; также известно присутствие хромшпинелидов в виде попутных компонентов в комплексных прибрежно-морских россыпях дальнего сноса (Патык-Кара, 2002; Патык-Кара, 2008; Иванова и др., 2004, Спорыхина и др., 2016).

Лукояновское месторождение относится к прибрежно-морским титано-циркониевым россыпям дальнего сноса, но имеет свои характерные черты, связанные с повышенным, до промышленного, содержанием хромитов. Очевидно, это связано с непосредственной близостью богатого промежуточного коллектора, представленного подстилающими пермскими отложениями уржумского яруса, которые могут быть аналогом верхнеказанских хромитолитов Сабантуя.

Принимая во внимание шарьяжную модель формирования гипербазитовых массивов, можно предположить широкое распространение хромитосодержащих отложений в пределах верхнепермского Волго-Уральского палеобассейна. Преимущественно субмеридиональное направление придонных течений со скоростями до 1.8 м/с (Лаломов и др., 2017) позволяет прогнозировать наличие меридионально ориентированных обогащенных зон и полос, образованных в благоприятных для россыпеобразования гидро- и литодинамических условиях, разделяемых отложениями с фоновыми содержаниями хромита. Оценивая расстояние переноса хромитов от источника до зоны россыпеобразования, необходимо учитывать хрупкость хромшпинелидов, в результате чего в активных литодинамических условиях окатанность может уменьшаться в результате дробления частиц.

Тесная ассоциация хромитов Урала с минералами группы платины позволяет повысить возможную промышленную значимость предполагаемых россыпепоявлений.

## Заключение

Хром относится к стратегическим металлам, но потребности России меньше чем на половину удовлетворяются за счет собственных ресурсов, поэтому даже нетрадиционные россыпные месторождения хромитов представляют промышленный и научный интерес.

Установлена хромитовая россыпная металлоносность пермско-юрских отложений Волго-Уральского бассейна, имеющая промышленную и потенциальную значимость: в пределах Лукояновского россыпного



района (Нижегородская обл.) установлена промышленная хромитоносность юрских прибрежно-морских титано-циркониевых россыпей; на юго-западе Башкирии в отложениях казанского яруса выявлены хромитоносные пески (Сабантуйское проявление) с повышенными содержаниями, но пока не ясным промышленным потенциалом.

Исследование типоморфизма хромитов указывает на их тесную связь с хромшпинелидами офиолитовых ассоциаций. Предполагаемая шарьяжная структура хромитоносных гипербазитов Урала позволяет предположить широкое распространение хромитоносных песков в пределах верхнепермского–юрского Волго-Уральского палеобассейна, в котором повышенные содержания хромитов контролировались благоприятными для россыпеобразования гидро- и литодинамическими условиями.

Вопросы генезиса проявлений хромитов, их распространение и первичные источники нуждаются в дальнейшем изучении.

## Финансирование

Работы проведены при поддержке государственного задания ИГЕМ РАН по программе «Металлогения вулканогенных и складчатых орогенных поясов. Минеральные системы месторождений стратегических видов минерального сырья. Сравнение российских и мировых примеров» (Лаломов А.В., Григорьева А.В.) и гранта Президента РФ № МК-857.2021.1.5 (Рахимов И.Р.).

## Литература

- Берто Г., Лаломов А.В., Тугарова М.А. (2011). Реконструкция палеолитодинамических условий формирования кембро-ордовикских песчаников северо-запада Русской платформы. *Литология и полезные ископаемые*, 1, с. 67–79.
- Бочнева А.А., Чефранов Р.М. (2019). Месторождение Лукояновское: роль россыпей в импортозамещении титано-циркониевого сырья. *Новое в познании процессов рудообразования: Сборник материалов*. М.: ИГЕМ РАН, с. 483–484.
- Быховский Л.З., Спорыхина Л.В. (2013). Россыпные месторождения в сырьевой базе и добыче полезных ископаемых. *Минеральные ресурсы России. Экономика и управление*, 6, с. 6–17.
- Государственный доклад. (2020). «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2019 году». М.: ВИМС – ЦНИГРИ, 494 с.
- Гурвич С.И., Болотов А.М. (1968). Титано-циркониевые россыпи Русской платформы и вопросы поисков. М.: Недра, 185 с.
- Иванова А.М., Смирнов А.Н., Пашковская Е.А. (2004). Геолого-промышленные типы россыпей полезных ископаемых в шельфовых областях мирового океана. *Тихоокеанская геология*, 4, с. 86–101.
- Занавескин К.Л., Левченко Е.Н., Занавескин Л.Н., Масленников А.Н. (2014). Физико-химические основы разделения некондиционных продуктов обогащения титан-циркониевых россыпей Лукояновского месторождения. *Разведка и охрана недр*, 9, с. 30–35.
- Казанцева Т.Т., Камалетдинов М.А., Гафаров Р.А. (1971). Об аллохтонном залегании гипербазитовых массивов Крака на Южном Урале. *Геотектоника*, 1, с. 96–102.
- Князев Ю.Г. (2011). Государственная геологическая карта Российской Федерации. М 1:1000000 листа N-40 (3 пок.). СПб.: ВСЕГЕИ.

Кременецкий А.А. (2020). Стратегические редкие металлы России. <https://kocmi.ru/strategicheskie-redkie-metally-rossii.html>

Кухаренко А.А. (1961). Минералогия россыпей. М.: Госгеолтехиздат, 318 с.

Лаломов А.В., Таболич С.Э. (2013). Локальные геолого-динамические факторы формирования комплексных прибрежно-морских россыпей тяжелых минералов. М.: ГЕОС, 223 с.

Лаломов А.В., Берто Г., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М., Тугарова М.А. (2017). Реконструкция палеогидродинамических параметров верхнепермского осадочного бассейна Прикамья. *Георесурсы*, 2, с. 103–110. <http://doi.org/10.18599/grs.19.2.3>

Патык-Кара Н.Г. (2002). Россыпи в системе седиментогенеза. *Литология и полезные ископаемые*, 5, с. 494–508.

Патык-Кара Н.Г. (2008). Минералогия россыпей: типы россыпных провинций. М.: ИГЕМ РАН, 528 с. <https://doi.org/10.1023/A:1020268115823>

Пучков В.Н. (2010). Геология Урала и Приуралья (актуальные вопросы стратиграфии, тектоники, геодинамики и металлогении). Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 280 с.

Распоряжение Правительства Российской Федерации О перечне основных видов стратегического минерального сырья от 16 января 1996 г. (1996). <http://docs.cntd.ru/document/9015641>

Рахимов И.Р., Савельев Д.Е., Холоднов В.В., Замятин Д.А. (2020). Уникальная Сабантуйская хромитовая палеороссыпь в осадочном чехле Восточно-Европейской платформы. *Геология рудных месторождений*, 6, с. 568–573. <https://doi.org/10.31857/S0016777020050068>

Россыпные месторождения России и других стран СНГ (1997). Отв. Ред Н.П.Лавров, Н.Г.Патык-Кара. М.: Научный мир, 479 с.

Савельев Д.Е., Сергеев С.Н., Бажин Е.А. (2016). Рудная минерализация в переходном мантийно-коровом комплексе офиолитового массива Средний Крака (Южный Урал). *Изв. отделения наук о Земле и природных ресурсах АН РБ. Геология*, 22, с. 38–46.

Спорыхина Л.В., Быховский Л.З., Петкевич-Сочнов Д.Г., Васильев А.Т. (2016). Титаноциркониевые россыпи Ставрополя – основа создания крупного металлургического комплекса на юге России. *Минеральные ресурсы России. Экономика и управление*, 1–2, с. 35–41.

Barnes S., Roeder P. (2001). The Range of spinel compositions in terrestrial mafic and ultramafic rocks. *Journal of Petrology*, 42, pp. 2279–2302. <https://doi.org/10.1093/petrology/42.12.2279>

Gujar A.R., Ambre N.V., Iyer S.D., Mislankar P.G. and Loveson V.J. (2010). Placer chromite along south Maharashtra, central west coast of India. *Current Science*, 99(4), pp. 492–499.

Monograph on chromite (2013). Controller general C.S. Gundewar. New Delhi: IBM Press, 62 p.

## Сведения об авторах

Александр Валерианович Лаломов – доктор геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН Россия, 119017 Москва, Старомонетный пер., д. 35 e-mail: lalomov@mail.ru

Ильдар Рашитович Рахимов – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник лаборатории магматизма и метаморфизма, Институт геологии УФИЦ РАН Россия, 450077, Уфа, ул. Карла Маркса, д. 16/2

Антонина Владимировна Григорьева – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН Россия, 119017 Москва, Старомонетный пер., д. 35

Статья поступила в редакцию 14.01.2021;  
Принята к публикации 04.03.2021; Опубликована 30.09.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

# Chromite placer occurrences of the Volga-Ural basin – genesis, sources and industrial potential

A.V. Lalomov<sup>1\*</sup>, I.R. Rakhimov<sup>2</sup>, A.V. Grigor'eva<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

<sup>2</sup>Institute of Geology of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

\*Corresponding author: Alexander V. Lalomov, e-mail: lalomov@mail.ru

**Abstract.** Chromium is a strategic metal, but more than a half of Russia's needs are met by imports, so new deposits of chromites, including unconventional placer deposits, are of industrial and scientific interest. Previous studies and current works of the authors of the article have established the chromite placer metal content of Permian-Jurassic deposits of the Volga-Ural basin, which has industrial and potential significance: within the Lukoyanovsky placer area (Nizhny Novgorod region), the industrial chromite content of Jurassic coastal-marine titanium-zirconium placers has been established; in the south-west of Bashkiria, chromite-bearing sands (Sabantuy occurrence) with increased contents, but not yet clear industrial potential. The study of the typomorphism of chromites indicate their close relationship with the chrome spinel of ophiolite associations. The assumed overthrust structure of chromite-bearing hyperbasites of the Urals suggests a wide distribution of chromite-bearing sands within the Upper Permian-Jurassic Volga-Ural paleobasin, in which the increased content of chromites was controlled by hydro- and lithodynamic conditions favorable for placer formation. Questions of the genesis of chromite placer occurrences in the Ural part of the East European Platform, their distribution and primary sources need further study.

**Keywords:** chromites, placer deposits, strategic metals, Volga-Ural basin

**Recommended citation:** Lalomov A.V., Rakhimov I.R., Grigor'eva A.V. (2021). Chromite placer occurrences of the Volga-Ural basin – genesis, sources and industrial potential. *Georesursy = Georesources*, 23(3), pp. 143–148. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.17>

## References

- Barnes S., Roeder P. (2001). The Range of spinel compositions in terrestrial mafic and ultramafic rocks. *Journal of Petrology*, 42, pp. 2279–2302. <https://doi.org/10.1093/petrology/42.12.2279>
- Berthault G., Lalomov A.V. & Tugarova M.A. (2011). Reconstruction of paleolithodynamic formation conditions of Cambrian-Ordovician sandstones in the Northwestern Russian platform. *Lithol. Miner. Resour.*, 46, pp. 60–70. <https://doi.org/10.1134/S0024490211010020>
- Bochneva A.A., Chefranov R.M. (2019). Lukoyanov mineral deposit: the role of placers in the import substitution of titanium-zirconium raw materials. *Proc. Conf. "New in the knowledge of ore formation processes"*. Moscow: IGEM RAS, pp. 483–484. (In Russ.)
- Bykhovsky L.Z., Sporykhina L.V. (2013). Placer deposits in the raw material base and extraction of mineral resources. *Mineralnye resursy Sibiri. Ekonomika i Upravlenie = Mineral Resources of Russia. Economics and Management*, 6, pp. 6–17. (In Russ.)
- Government report. (2020). State and use of mineral resources of the Russian Federation in 2016–2017. Moscow: VIMS-TSNIGRI, 494 p. (In Russ.)
- Gujar A.R., Ambre N.V., Iyer S.D., Mislankar P.G. and Loveson V.J. (2010). Placer chromite along south Maharashtra, central west coast of India. *Current Science*, 99(4), pp. 492–499.
- Gurvich S.I., Bolotov A.M. (1968). Titanium-zirconium placers of the Russian platform and search issues. Moscow: Nedra, 185 p. (In Russ.)
- Ivanova A.M., Smirnov A.S., Pashkovskaya Ye.A. (2004). Geological and commercial types of placers in shelf areas of the World Ocean. *Tikhookeanskaya Geologiya = Russian Journal of Pacific Geology*, 4, pp. 86–101. (In Russ.)
- Kazantseva T.T., Kamaletdinov M.A., Gafarov R.A. (1971). On the allochthonous occurrence of the Krak hyperbasite massifs in the Southern Urals. *Geotektonika = Geotectonics*, 1, pp. 96–102. (In Russ.)
- Knyazev Yu.G. (2011). State geological map of the Russian Federation. Scale 1: 1000000. St. Petersburg: VSEGEI. (In Russ.)
- Kremenetsky A.A. (2020). Strategic Rare Metals of Russia. (In Russ.) <https://kocmi.ru/strategicheskie-redkie-metally-rossii.html>
- Kukharevko A.A. (1961). Mineralogy of placers. Moscow: Gosgeoltekhizdat, 318 p. (In Russ.)
- Lalomov A.V., Tabolich S.E. (2013). Local geological and dynamic factors of formation of complex coastal-marine placers of heavy minerals. Moscow: GEOS, 223 p. (In Russ.)
- Lalomov A.V., Berto G., Izotov V.G., Sitdikova L.M., Tugarova M.A. (2017). Reconstruction of paleohydraulic conditions of deposition of the Upper Permian strata of the Kama region. *Georesursy = Georesources*, 19(2), pp. 103–110. <http://doi.org/10.18599/grs.19.2.3>
- Monograph on chromite (2013). Controller general C.S. Gundewar. New Delhi: IBM Press, 62 p.
- Patyk-Kara N.G. (2002). Placers in the system of sedimentogenesis. *Lithology and Mineral Resources*, 37, pp. 429–441. <https://doi.org/10.1023/A:1020268115823>
- Patyk-Kara N.G. (2008). Mineralogy of placers: types of placer provinces. Moscow: IGEM RAS, 528 p. (In Russ.)
- Puchkov V.N. (2010). Geology of the Urals and the Urals (current issues of stratigraphy, tectonics, geodynamics and metallogeny). Ufa: Designpoligrafservis, 280 p. (In Russ.)
- Order of the Government of the Russian Federation on the List of Main Types of Strategic Mineral Raw Materials of January 16, 1996 (1996). (In Russ.) <http://docs.cntd.ru/document/9015641>
- Rakhimov I.R., Savelyev D.E., Kholodnov V.V., Zamyatin D.A. (2020). The unique Sabantuy chromite paleoplacer in the sedimentary cover of the Eastern European Platform. *Geology of Ore deposits*, 62(6), pp. 542–546. <https://doi.org/10.31857/S0016777020050068>
- Placer mineral deposits of Russia and other CIS countries (1997). N.P. Laverov, N.G. Patyk-Kara (Eds). Moscow: Nauch. Mir., 479 p. (In Russ.)
- Savelyev D.E., Sergeev S.N., Bazhin E.A. (2016). Ore mineralization in the transition mantle-crustal ophiolite complex array Average Kraka (South Urals). *Izv. Otdeleniya nauk o zemle i prirodnym resursom AN RB. Geologiya*, 22, pp. 38–46. (In Russ.)
- Sporykhina L.V., Bykhovsky L.Z., Petkevich-Sochnov D.G., Vasiliev A.T. (2016). Titanium-zirconium placers of the Stavropol Territory – the basis for the creation of a large metallurgical complex in the south of Russia. *Mineralnye resursy Sibiri. Ekonomika i Upravlenie = Mineral Resources of Russia. Economics and Management*, 1–2, pp. 35–41. (In Russ.)
- Zanaveskin K.L., Levchenko E.N., Zanaveskin L.N., Maslennikov A.N. (2014). Physico-chemical basis for separation of substandard enrichment products of titanium-zirconium placers of the Lukoyanovskoye field. *Razvedka i okhrana nedr*, 9, pp. 30–35. (In Russ.)

## About the Authors

*Alexander V. Lalomov* – DSc (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Institute of Geology of Ore Deposits, Mineralogy, Petrography and Geochemistry of the Russian Academy of Sciences

35 Staromonetny St., Moscow, 119017, Russian Federation  
e-mail: [lalomov@mail.ru](mailto:lalomov@mail.ru)

*Ildar R. Rakhimov* – PhD (Geology and Mineralogy), Researcher of the Laboratory of Magmatism and Metamorphism, Institute of Geology of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences

16/2 Karl Marx St., Ufa, 450077, Russian Federation

*Antonina V. Grigor'eva* – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Institute of Geology of Ore Deposits, Mineralogy, Petrography and Geochemistry of Russian Academy of Sciences

35 Staromonetny St., Moscow, 119017, Russian Federation

Manuscript received 14 January 2021;

Accepted 4 March 2021;

Published 30 September 2021

# Типоморфная характеристика золота из хвостохранилищ колчеданно-полиметаллических месторождений Сибири

А.Ш. Хусаинова<sup>1\*</sup>, Ю.А. Калинин<sup>1</sup>, О.Л. Гаськова<sup>1</sup>, С.Б. Бортникова<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН, Новосибирск, Россия

<sup>2</sup>Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия

Долговременно складированные хвостохранилища обогащения руд колчеданно-полиметаллических месторождений представляют собой идеальную природную лабораторию, в которой можно исследовать трансформацию форм нахождения золота от первичных руд к гипергенным с наложенной антропогенной спецификой. На примере техногенно-минеральных образований (ТМО) Ново-Урского, Белоключевского и Змеиногорского месторождений (Западная Сибирь) изучены типоморфные характеристики самородного золота: гранулометрическое распределение и содержание Au, морфология, внутреннее строение и химический состав показывают особенности преобразования золота в процессах растворения, миграции и вторичного осаждения на геохимических барьерах.

В результате типоморфного анализа выделены внешние и внутренние признаки, доказывающие, что золото, недоизвлеченное при промышленной добыче, подверглось гипергенным преобразованиям непосредственно в теле техногенной насыпи. Наросты и скопления нано- и микроскопического золота, образование частиц агрегатного строения, слоистость, высокопробные частицы и прожилки, ажурные края, а также отсутствие физических повреждений на поверхности золотин, подтверждают активную подвижность золота в масштабах хвостохранилищ и подчеркивают сложный характер многостадийных процессов мобилизации золота.

Образование золота разного химического состава в ТМО объясняется специфическими физико-химическими условиями по разрезу насыпи складированных отходов, разными источниками первичного золота и геохимическими барьерами.  $\text{Au}(\text{S}_2\text{O}_3)_n^{(1-2n)}$  и  $\text{Au}(\text{HS})_2^-$  являются основными комплексами, ответственными за подвижность золота. Из тиосульфатных комплексов образуется золото низкой и средней пробы, тогда как из гидросульфидных – высокопробное золото.

**Ключевые слова:** гипергенное золото, типоморфные признаки, техногенно-минеральные образования

**Для цитирования:** Хусаинова А.Ш., Калинин Ю.А., Гаськова О.Л., Бортникова С.Б. (2021). Типоморфная характеристика золота из хвостохранилищ колчеданно-полиметаллических месторождений Сибири. *Георесурсы*, 23(3), с. 149–163. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.18>

## Введение

Преобладавшее долгие годы представление об ограниченности масштабов ремобилизации золота в экзогенных условиях в настоящее время претерпело полное изменение. Доказательством значительной подвижности золота в зоне гипергенеза может считаться наблюдаемое на ряде месторождений обогащение им тех или иных зон профиля выветривания (Freise, 1931; Петровская, 1973; Росляков, 1981; Hong, Tie, 2005; Калинин и др., 2006; Wierchowicz et al., 2018; Dunn et al., 2019; Kalinin et al., 2019 и др.). Явления активного перераспределения золота в экзогенных условиях также подтверждаются наблюдениями старателей и практикой отработки россыпей. В то же время, на целом ряде эксплуатируемых месторождений значимого золотого гипергенного обогащения не наблюдается, хотя локальное концентрирование отмечается практически повсюду.

Всё вышесказанное в полной мере относится к отвалам и хвостохранилищам – продуктам добычи и переработки разнообразных сульфидных руд (называемым часто *техногенно-минеральными образованиями* (ТМО) (Макаров, 2001; Наумов, 2010)).

Процессы растворения, миграции и роста золота, протекающие в зонах окисления сульфидных месторождений и в корах выветривания, являются аналогами процессов, протекающих в отвалах хвостохранилищ золоторудных и россыпных месторождений в приповерхностных условиях. Поведение золота в хвостохранилищах зависит от форм нахождения золота в породах, способа извлечения и складирования вещества (Ковлеков, 2002; Наумов, 2010; Литвинцев и др., 2016; Кузнецова и др., 2019). Биологические и химические процессы в комбинации с климатом и геологической обстановкой определяют физико-химические условия в среде и управляют процессами растворения, миграции и роста золота (Reith et al., 2012; Shuster, Reith, 2018; Dunn et al., 2019). Реальным отличием техногенно-минеральных образований от природных экзогенных обстановок является скорость протекания реакций и локализация на ограниченном пространстве. То, на что природа тратит миллионы лет, в техногенных отвалах протекает за десятки-сотни лет. При этом сформированные горизонты вторичного обогащения позволяют рассматривать ТМО в качестве потенциальных (а зачастую и реальных) рудных объектов.

При изучении условий подвижности Au и других элементов в различных экзогенных средах широко используются результаты экспериментальных исследований, термодинамических расчетов и непосредственное

\* Ответственный автор: Альфия Шамилевна Хусаинова  
e-mail: [khusainova@igm.nsc.ru](mailto:khusainova@igm.nsc.ru)

© 2021 Коллектив авторов



изучение форм нахождения золота в поверхностных и рудничных водах в пределах золоторудных полей и месторождений (Плюснин, Погребняк, 1979; Росляков, 1981; Mann, 1984; Vlassopoulos, Wood, 1990; Шварцев, Дутова, 2001; Xia, 2008; Журавкова и др., 2019). Значительное число публикаций посвящено изучению типоморфных признаков золота и сопутствующих минеральных ассоциаций зон гипергенеза на различных месторождениях (Mann, 1984; Калинин и др., 2006; Хазов, Петровский, 2007; Банщикова и др., 2010; Fairbrother et al., 2012; Reith et al., 2012; Литвинцев и др., 2016; Shuster, Reith, 2018; Кузнецова и др., 2019; Хусаинова и др., 2019; Dunn et al., 2019; Хусаинова и др., 2020 и др.). Обзор обширной литературы по гипергенной геохимии золота показывает, что исследований, посвященных типоморфным особенностям самородного золота в отвалах и хвостохранилищах практически нет.

Целью данной работы является комплексное изучение типоморфных характеристик самородного золота для оценки степени их преобразования в процессе длительного хранения ТМО отработки руд колчеданно-полиметаллических месторождений. Для этого решались следующие задачи: 1) сравнить и проследить эволюцию индикаторных характеристик золота в системе «коренной источник – зона окисления – ТМО»; 2) выделить признаки, доказывающие процессы преобразования золота в гипергенной среде ТМО.

### Методика исследований

В основу работы положены материалы, отобранные в ходе полевых исследований 2015–2019 гг. сотрудниками лаборатории Прогнозно-металлогенических исследований ИГМ СО РАН.

Объекты исследования – это насыпи переработанных руд, складированные на специальной отведенной территории (хвостохранилище). Объем каждой пробы составлял не менее 10 л. В лаборатории вещество обогащалось гравитационным методом с помощью лотка. Полученный концентрат («черный шлик») доводился до «суперконцентрата», с помощью его домывки в чашечке в воде. Для удобства просмотра пробы под бинокулярным микроскопом (ЛОМО ХС1422) у «суперконцентрата» отделялась магнитная и электромагнитная фракции, и проводился ситовый анализ по классам:  $>1.0$ ,  $1.0-0.5$ ,  $0.5-0.25$ ,  $0.25-0.1$ ,  $<0.1$  мм.

Пробы из техногенных отложений Змеиногорского хвостохранилища представлены опытно-производственным участком пробоподготовки ИГМ СО РАН (Бондаренко В.П.). Образцы первичных и окисленных руд отобраны авторами непосредственно на карьере месторождения.

Основной объем аналитических исследований проводился в Центре коллективного пользования многоэлементных и изотопных исследований ИГМ СО РАН (г. Новосибирск). Содержание Au и Ag определялось методом атомно-абсорбционной спектрометрии (ААС) с использованием спектрометра 3030 В (фирма Perkin-Elmer) и фотометра Solar М6 (фирма Thermo Electron) (аналитик Ильина В.Н.).

При изучении самородного золота выявлялись специфические морфологические особенности, количественно оценивались признаки преобразования:

характер поверхности, наличие сростков и пленок. При описании золота авторы опирались на классические труды (Петровская, 1973; Николаева, Яблокова, 2007; Осовецкий, 2012, 2013; Николаева и др., 2015). Исследование осуществлялось с помощью сканирующего электронного микроскопа (СЭМ) «TESCAN MIRA 3LMU» (Чехия) с системой микроанализа INCA Energy 450+ XMax 80 (Oxford Instruments Ltd) (аналитики Карманов Н.С., Хлестов М.В.) и электронно-зондового микроанализатора Camebax micro (Франция), с ускоряющим напряжением 20Кv, током зонда 70na (аналитик Хмельникова О.С.).

### Объекты исследования

К объектам исследования относятся хвостохранилища продуктов переработки руд месторождений Урского рудного поля (Ново-Урское (рис. 1а) и Белоключевское (рис. 1б) (Салаир)) и хвостохранилище золото-извлекательной фабрики (ЗИФ) Змеиногорского месторождения (рис. 1с) (Рудный Алтай). Месторождения относятся к колчеданно-полиметаллическому типу с хорошо развитой зоной окисления.

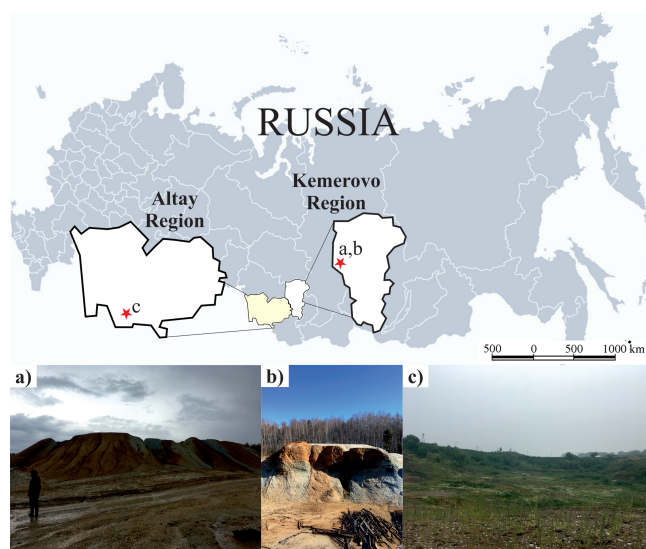


Рис. 1. Географическое расположение объектов исследования (обозначено звездочкой) и общий вид хвостохранилищ: а) Ново-Урское; б) Белоключевское; в) Змеиногорское

### Хвостохранилища Урского рудного поля

Зона окисления Ново-Урского и Белоключевского месторождений обрабатывалась на Au и Ag в начале 1930-х гг. с помощью цианидных растворов.

Месторождения (геологическое строение, морфология и вещественный состав рудных тел, последовательность минералообразования) описывались многими исследователями. Известно, что эндогенное золото находится в самородном и связанном виде в сульфидах (Болгов, 1937; Черепнин, 1957; Дистанов, 1977) и в маломощных кварцевых жилах. Его размеры не превышают 0.015 мм. Золото отмечено в ассоциации с халькопиритом, пиритом и блеклыми рудами (Зеркалов, 1962; Ковалев, 1969), с аргентитом в кварце (Черепнин, 1953). Содержание Au в пирите составляет 5.8 г/т (Рослякова и др., 1983). В пирите присутствуют включения других рудных минералов: галенита, халькопирита, борнита, арсенопирита, сфалерита, теннантита, алтаита, геффрита и теллурида ртути.

В барите установлены включения науманнита и селенида Hg со значительными примесями Ag и S (Gustaytis et al., 2018). Кроме того, в пирите обнаружено металлическое золото (910 ‰) с примесями Cu (28.6 мас. %) и Ag (61.4 мас. %) (Myagkaya et al., 2020). Незначительно развиты теллуриды Au и Ag – алтаит и гессит (Дистанов, 1977).

В результате формирования зоны окисления золото высвобождалось, образуя самородные выделения, при этом относительно первичных руд происходило обогащение Au в 7–20 раз, Ag в 5–7 раз и As в 2–3 раза (Болгов, 1937; Дербилов, 1937). Зона окисления характеризуется высоким содержанием Hg, проявленной как в самородном виде, так и в виде киновари. Источником ртути является блеклая руда и сфалерит (Ковалев, 1969), а также теллуриды и селениды ртути.

Современные хвостохранилища Ново-Урского и Белоключевского месторождений представлены насыпями высотой 10–12 м. В техногенных отложениях содержание Au варьирует от 0.13 до 1.2 г/т; Ag – 0.72–31 г/т. Из минералов преобладают пирит, барит и кварц, также присутствуют ярозит, гипс, гетит, меньше мусковит, альбит, хлорит и микроклин. Протекающие на территории хвостохранилища ручьи имеют следующий состав: воды – соленые (TDS до 4,8 г/л), сильноокислые (pH 1.8–2.7, Eh 665–760 мВ), сульфатные, Al-Fe-Са и содержат 2.5 мг/л Cu, 11 мг/л Zn, 110 мкг/л Pb, 630 мкг/л As, 440 мкг/л Se, 28 мкг/л Te, 11.4 мкг/л Hg и 18 мкг/л Cd (Оленченко и др., 2016; Myagkaya et al., 2016a, b; Юркевич и др., 2017). Концентрации Au в дренажном ручье из-под отвалов варьируют в зависимости от сезона от 0.2 до 1.2 мкг/л; Ag – от 0.01 до 0.3 мкг/л. С удалением от отвалов в дренажном ручье увеличивается pH, а концентрации Au снижаются до 0.003 мкг/л, Ag – до 0.008 мкг/л (Мягкая и др., 2013).

### Руды и ТМО Змеиногорского месторождения

«Отходы» Змеиногорской ЗИФ накапливались преимущественно в два этапа: с 1904 по 1917 гг. и с 1936 по 1956 гг. Сырьём являлись золотосодержащие роговики, первичные сульфидные и окисленные руды, в поздний период – отходы хвостохранилища. Извлечение на фабрике осуществлялось двумя способами: выделением гравитационного концентрата с последующей амальгамацией и цианированием в первый период и флотацией с амальгамацией – во второй.

Состав концентрата для переработки состоял из первичных руд, представленных пиритом, халькопиритом, борнитом, галенитом, золотом, серебром и окисленных руд, включающих азурит, малахит, церуссит, смитсонит, оксиды и гидроксиды Fe и Mn (рис. 2).

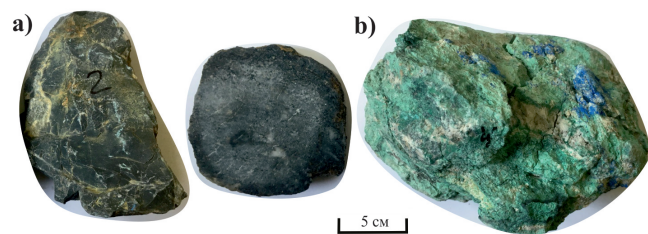


Рис. 2. Руды Змеиногорского месторождения: а) первичные (золотоносные роговики); б) окисленные

Крупное золото (до 2–3 мм) встречалось, в основном, в окисленных рудах. В первичных сульфидных рудах Au содержалось до 2.25 г/т, в окисленных рудах – 3.2 г/т, в золотосодержащих роговиках – до 3 г/т (Половникова, 2009). Отмечается, что накопленные «отходы» руды были неоднократно переработаны, причем последний раз относится к началу 2000-х годов.

Хвостохранилище Змеиногорской ЗИФ расположено в своеобразном «котловане», в аллювиальных отложениях первой надпойменной террасы р. Корбалиха. Как было сказано выше, после очередной отработки «отходов» хвостохранилища в 2000-х гг., насыпи стали невысокими (до 2 м), пологими и покрылись растительностью. Остаточное содержание золота в переработанных рудах достигает 0.87 г/т. Материал отвала состоит, преимущественно, из кварца (50%), слюды, плагиоклаза, барита, каолинита. Иногда встречается гематит, часто в виде псевдоморфоз по пириту. В шлихах, в небольших количествах отмечаются малахит, а также оксиды и гидроксиды Mn и Fe. Из рудных минералов отмечаются пирит, халькопирит, борнит, блеклая руда, золото.

### Результаты

При изучении типоморфных характеристик золота особое внимание уделено следующим параметрам: содержанию Au в насыпи, размеру, форме и микроскульптурам поверхности частиц, химическому составу (пробности и элементам-примесям) и микроструктурам Au (внутреннему строению), которые представлены в сводных таблицах 1 и 2.

### Хвостохранилища Ново-Урского и Белоключевского месторождений

В отвалах Ново-Урского месторождения преобладает золото мелкое, класс <0.25 мм (рис. 3а), в то время как в отвалах Белоключевского месторождения – >0.25 мм (рис. 3б).

По форме частиц встречаются золотины изометрического (49 %) (рис. 4а, е, h), вытянутого (40 %) (рис. 4 b-d, g, i), реже уплощенного облика (8 %) (рис. 4f).

Среди микроскульптур поверхностей золота можно выделить: 1) наросты Au нано- и микронного размера округлых, неправильных и чешуйчатых форм на поверхности самородных частиц золота и в ассоциации с гипергенными минералами в виде единичных или множественных скоплений (рис. 4d, f); 2) присутствие на поверхности частиц различных гипергенных новообразований: пленки и налеты (корочки) по составу близкие к Au-Ag-S-Se-Hg-фазам (рис. 4b, e); 3) сростки золота с зернами барита (рис. 4g), гидроксидов железа, халькопирита, кальцита и кварца (рис. 4b); 4) скульптуры растворения в виде выщелоченного рельефа (рис. 4 g-i). Для золота из Белоключевского хвостохранилища обнаружена микрослоистость.

Пробность, химический состав и внутреннее строение золота из ТМО Ново-Урского и Белоключевского месторождений имеют некоторые различия. Ново-Урские золотины имеют диапазон от низкопробного до весьма высокопробного состава с постоянным присутствием Hg и Ag, тогда как для Белоключевского месторождения встречается золото только средней пробности при полном отсутствии Hg. У части золотин этих двух объектов

| Объекты                                 | ТМО Ново-Урского месторождения   | ТМО Белоключевского месторождения   |
|---|--|---|
| Параметры                               |  |   |
| Среднее содержание Au и Ag в насыпи     | Au – 1.1 г/т<br>Ag – 15 г/т  | Au – 0.60 г/т<br>Ag – 17 г/т  |
| Морфология зерен самородного золота     | 1. Интерстициального и кристаллического облика;<br>2. Изометричной формы уплощенного облика;<br>3. Вытянутые таблитчатые формы.  |   |
| Микроскульптуры поверхностей зерен Au   | 1. Наросты Au нано- и микронного размера на поверхности самородных частиц и в ассоциации с гипергенными минералами;<br>2. Скульптуры роста и микрослоистость;<br>3. «Губчатые» формы;<br>4. Вторичная минерализация, в виде пленок (налетов, корочек, наростов), состав которых близок к петровскиту, тиманниту, колорадоиту и др.;<br>5. Включения минералов и парагенезисы с баритом, халькопиритом, кальцитом, кварцем. | 1. Ступенчатые формы и микрослоистость;<br>2. Скульптуры растворения;<br>3. Ячеистый рельеф (скульптуры растворения), в углублениях которых отмечены новообразованные фазы.<br>4. Включения зерен барита. |
| Химический состав (микрондовый анализ)  | 1. Низкопробное золото: Au 643-794 ‰, Hg до 5 мас.%, Ag до 27 мас.%;<br>2. Среднепробное золото: Au 805-860 ‰, Hg до 3 мас.%, Ag до 17 мас.%;<br>3. Весьма высокопробное золото: Au – 973 ‰, Ag до 3 мас. %.   | 1. Среднепробное золото: Au – 847-899 ‰, Ag до 16 мас.%, Hg до 0.4 мас.%, Cu до 0.2 мас. %.   |
| Внутреннее строение (микроструктуры Au) | 1. Присутствие нано- и микро-наростов Au на границе с поверхностью самородной частицы;<br>2. «Губчатые» формы;<br>3. Включения зерен барита;<br>4. Уменьшение пробности от центра к краям.   | 1. Включения зерен барита;<br>2. Ажурные края;<br>3. Уменьшение пробности от центра к краям.  |

Табл. 1. Типоморфные характеристики золота из ТМО Урского рудного поля

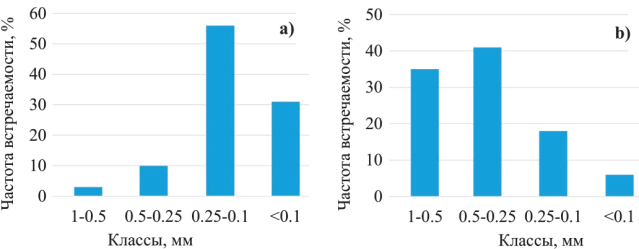


Рис. 3. Гранулометрическое распределение частиц золота по классам крупности (мм): а) Ново-Урское; б) Белоключевское

пробность Au закономерно уменьшается к краям. При этом, обнаружены «Ново-Урские» зерна, состоящие из нескольких составных частей, химический состав которых варьирует от низко- до весьма высокопробного золота. Для золотин обоих объектов отмечены включения барита, ажурные края и наросты Au.

Змеиногорское рудное поле

На Змеиногорском месторождении видимое самородное золото обнаружено в первичных и окисленных рудах и техногенных отложениях. Обратим внимание, что с помощью ААС нами определено высокое содержание золота в окисленных рудах, которое достигает 15 г/т (табл. 2). По сравнению с первичными рудами, среднее содержание серебра уменьшилось до 10 раз в техногенных отложениях. Это объясняется более высокой миграционной способностью серебра. При этом в отвале происходит значительное увеличение количества тонкого и мелкого золота, за счет его преимущественного осаждения и постепенного роста. Преобладающие классы 0.5–0.25 мм и <0.1 мм (рис. 5).

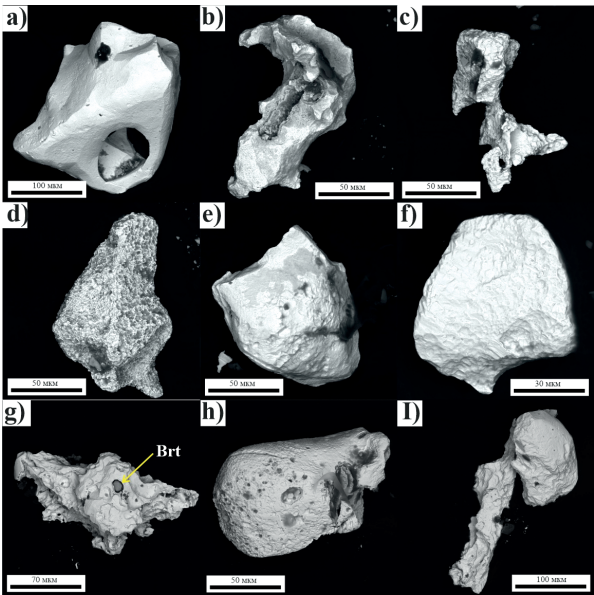


Рис. 4. Морфология индивидов золота из ТМО Урского рудного поля: а-ф) Ново-Урское месторождение: а) зерно кристаллического облика с гладкой поверхностью и дыркой; б) вытянутая частица кристаллического облика, покрытая пленкой Au-Ag-S-Se-Hg-состава (серого цвета); в) вытянутая золотина дендритного облика; д) частица кристаллического облика и наростами Au на её гранях; е) частица изометричной формы с корочкой тимманитового состава (HgSe) серого цвета; ф) уплощенная частица изометричной формы; г-и) отвал Белоключевского месторождения: г) массивная частица с гладкой поверхностью, раковистым изломом и включением барита (brt); h) массивная частица с ячеистым рельефом, в углублениях которых есть новообразования округлой формы; и) агрегат, состоящий из двух индивидов вытянутой и округлой форы



| Объекты<br>Параметры                             | Техногенные отложения<br>(ТМО)   | Первичные руды  | Окисленные руды   |
|--|--|---|---|
| Среднее<br>содержание Au и<br>Ag в насыпи, г/т   | Au – 0.87 г/т;<br>Ag – 21 г/т  | Au – 0.7 г/т;<br>Ag – 290 г/т   | Au – 15 г/т;<br>Ag – 100 г/т  |
| Морфология зерен<br>самородного<br>золота        | 1. Идиоморфные комковидного<br>облика и неправильной формы с<br>элементами кристалличности;<br>2. Изометричной формы<br>уплощенного облика;<br>3. Уплощенного облика, состоящие<br>из микронной толщины<br>пластинчатых кристаллов;<br>4. Агрегатного строения<br>(«конгломераты»).  | 1. Идиоморфной формы<br>уплощенного облика, иногда с<br>элементами кристалличности;<br>2. Кристаллического облика<br>(кристаллы, сростки,<br>интерстиционные выделения);<br>3. Неправильной формы<br>комковидного облика.   | 1. Идиоморфной и<br>неправильной формы<br>комковидного облика.  |
| Микроскульптуры<br>поверхностей<br>зерен Au      | 1. Наросты Au «губчатых» форм на<br>поверхности золотин;<br>2. Наросты Au нано- и микронного<br>размера чешуйчатых, неправильных<br>и округлых форм на поверхности<br>самородных частиц и в ассоциации с<br>гипергенными минералами;<br>3. Мозаичное золото (в виде<br>отдельных блоков с ярко<br>выраженными трещинами);<br>4. Скульптуры растворения;<br>5. Микрослоистость (ступенчатость);<br>6. Пленки различных составов<br>(гидроксиды Fe, Mn), сростки с<br>баритом, мусковитом, каолинитом.   | 1. Наросты Au нано- и микронного<br>размера округлой и «губчатых»<br>форм на поверхности самородных<br>частиц и в ассоциации с<br>гипергенными минералами;<br>2. Гладкая ровная поверхность;<br>3. Микрослоистость<br>(ступенчатость);<br>3. Сростки с гидроксидами Fe, Mn,<br>кварцем, баритом.  | 1. Наросты Au «губчатых»,<br>округлых, неправильных форм<br>на поверхности золотин;<br>2. Сростки с малахитом,<br>баритом.  |
| Химический состав<br>(микронзондовый<br>анализ)  | 1. Частицы с блоковым строением (2<br>фазы): 1 (более темная) – Ag до 42<br>мас.%, Au до 58 мас.%; 2 (более<br>светлая) – Ag до 25 мас.%, Au до 75<br>мас.%;<br>2. Частицы с однородным составом:<br>1 – Ag до 56 мас.%, Au до 44 мас.%;<br>2 – Ag до 34 мас.%, Au до 66 мас.%;<br>3 – Ag до 28 мас.%, Au до 74 мас.%.<br>Каемки – Ag до 13 мас.%, Au до 98<br>мас.%.<br>3. В гидроксидных пленках –<br>включения золота до 100 мас.%.<br>4. Частицы с блоковым строением (2<br>фазы): 1 (более темная) – Ag до 66<br>мас.%, Au до 31 мас.%, Hg до 5<br>мас.%; 2 (более светлая) – Ag до 44<br>мас.%, Au до 50 мас.%, Hg до 6<br>мас.%; с прожилками Ag до 16<br>мас.%, Au до 84 мас.%;<br>2. Частицы с однородным составом<br>– Ag до 41.12 мас.%, Au до 71.99<br>мас.%, с каемками – Ag до 24,3<br>мас.%, Au до 90.28 мас.%; | 1. Частицы с блоковым строением<br>(2 фазы): 1 (более темная) – Ag до<br>66 мас.%, Au до 31 мас.%, Hg до 5<br>мас.%; 2 (более светлая) – Ag до 44<br>мас.%, Au до 50 мас.%, Hg до 6<br>мас.%; с прожилками Ag до 16<br>мас.%, Au до 84 мас.%;<br>2. Частицы с однородным составом<br>– Ag до 41.12 мас.%, Au до 71.99<br>мас.%, с каемками – Ag до 24,3<br>мас.%, Au до 90.28 мас.%;<br>3. В гидроксидных пленках –<br>включения золота до 100 мас.%.<br>4. Частицы с блоковым строением (2<br>фазы): 1 (более темная) – Ag до 56<br>мас.%, Au до 39 мас.%, Hg до 2 мас.%; 2<br>(более светлая) – Ag до 42<br>мас.%, Au до 58 мас.%;<br>2. Частицы с однородным<br>составом – Ag до 44 мас.%, Au<br>до 55 мас.%.<br>3. В гидроксидных пленках –<br>включения золота до 100 мас.%.<br>4. Частицы с блоковым строением (2<br>фазы): 1 (более темная) – Ag до 66<br>мас.%, Au до 31 мас.%, Hg до 5<br>мас.%; 2 (более светлая) – Ag до 44<br>мас.%, Au до 50 мас.%, Hg до 6<br>мас.%; с прожилками Ag до 16<br>мас.%, Au до 84 мас.%;<br>2. Частицы с однородным составом<br>– Ag до 41.12 мас.%, Au до 71.99<br>мас.%, с каемками – Ag до 24,3<br>мас.%, Au до 90.28 мас.%; | 1. Частицы с блоковым<br>строением (2 фазы): 1 (более<br>темная) – Ag до 56 мас.%, Au<br>до 39 мас.%, Hg до 2 мас.%; 2<br>(более светлая) – Ag до 42<br>мас.%, Au до 58 мас.%;<br>2. Частицы с однородным<br>составом – Ag до 44 мас.%, Au<br>до 55 мас.%.<br>3. В гидроксидных пленках –<br>включения золота до 100 мас.%.<br>4. Частицы с блоковым строением (2<br>фазы): 1 (более темная) – Ag до 56<br>мас.%, Au до 39 мас.%, Hg до 2 мас.%; 2<br>(более светлая) – Ag до 42<br>мас.%, Au до 58 мас.%;<br>2. Частицы с однородным<br>составом – Ag до 44 мас.%, Au<br>до 55 мас.%.<br>3. В гидроксидных пленках –<br>включения золота до 100 мас.%.<br>4. Частицы с блоковым строением (2<br>фазы): 1 (более темная) – Ag до 66<br>мас.%, Au до 31 мас.%, Hg до 5<br>мас.%; 2 (более светлая) – Ag до 44<br>мас.%, Au до 50 мас.%, Hg до 6<br>мас.%; с прожилками Ag до 16<br>мас.%, Au до 84 мас.%;<br>2. Частицы с однородным составом<br>– Ag до 41.12 мас.%, Au до 71.99<br>мас.%, с каемками – Ag до 24,3<br>мас.%, Au до 90.28 мас.%; |
| Внутреннее<br>строение<br>(микроструктуры<br>Au) | 1. Блоковое (мозаичное) строение<br>(12%);<br>2. Однородный состав (88%);<br>3. Каемки и прожилки мощностью<br>до 10 мкм;<br>4. Сростки с гидроксидами Mn, Fe,<br>баритом, мусковитом, включения<br>кварца.  | 1. Блоковое (мозаичное) строение<br>(40%);<br>2. Однородный состав (60%);<br>3. Включения барита, кварца,<br>бромаргентина, акантина, фенакита,<br>аргиродита, титанита, сростки со<br>сфалеритом, гидроксидами Mn, Fe.   | 1. Блоковое (мозаичное)<br>строение (90%), где между<br>частями есть прожилки более<br>высокопробного золота (80-90<br>мас.%)<br>2. Однородный состав (10%).<br>3. Включения галенита,<br>кальцита, сростки и включения<br>в золоте с платтнеритом.   |

Табл. 2. Типоморфные характеристики золота Змеиногорского рудного поля

В первичных рудах встречаются зерна комковидные с элементами кристалличности, реже уплощенные частицы (рис. 6 d-f); в окисленных рудах – частицы неправильных, комковидных форм (рис. 6 g-j). Среди техногенного золота присутствует многообразие остаточного золота из природных руд, которые значительно подверглись гипергенным преобразованиям (рис. 6 a, b), и новообразованные зерна (рис. 6с).

Поверхность золота из природных руд весьма разнообразна за счет многократности процессов трансформации

вещества. В техногенных отложениях на золотилах присутствуют причудливые новообразованные формы нано- и микрочастиц Au, натечные формы, также золото находится в сростках с гипергенными минералами (баритом, глинистыми минералами, гидроксидами Fe). В окисленных рудах найдено золото в ассоциации с малахитом (рис. 6i).

Химический состав и внутреннее строение золота из техногенного отвала частично унаследовано от первичных и окисленных руд (табл. 2). Однако заметно значительное увеличение мощности каемок и прожилков (до 10 мкм),

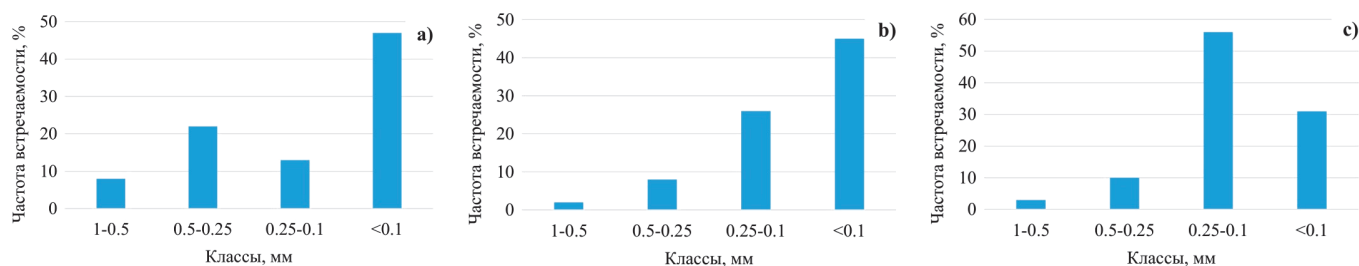


Рис. 5. Гранулометрическое распределение частиц золота по классам крупности (Змеиногорское месторождение): а) техногенные отложения; б) первичные; в) окисленные руды

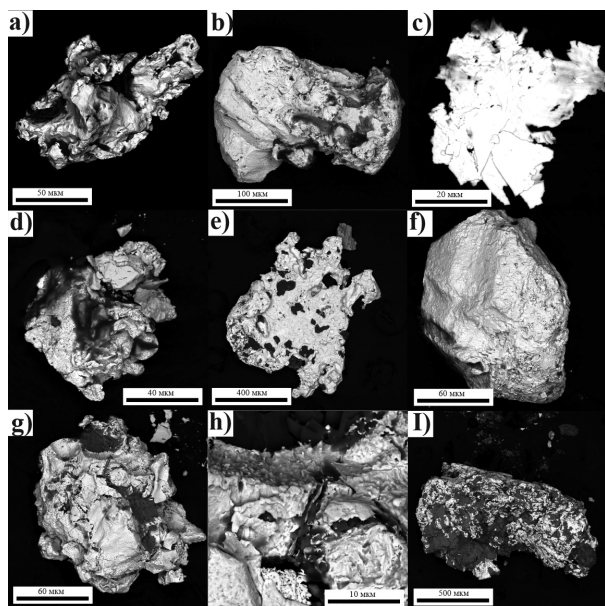


Рис. 6. Морфология индивидов золота Змеиногорского рудного поля: а-с) отложения ТМО: а) вытянутая частица комковидного облика; б) массивная золотина с преобразованной поверхностью и пленками в углублениях; в) уплотненные частицы Au пластинчатого облика; д-ф) первичные руды: д) массивная частица комковидного облика; е) уплотненная частица с ямчатой поверхностью; ф) зерно кристаллического облика с наростами Au на поверхности; г-и) окисленные руды: г) массивное зерно комковидного облика; h) ув. фрагмент и с выделениями губчатого золота; и) массивная частица в сростках с малахитом

изменение их пробности с 900 до 980 ‰.

Закономерности распределения серебра тоже отражаются в химическом составе частиц. Например, в хвостохранилище в золотилах с блоковым строением количество примесного Ag составляет около 30 %, в первичных рудах – более 50 %, в окисленных – менее 50 %.

## Микроскульптуры роста и растворения частиц Au

Для золота из ТМО переработанных руд колчеданно-полиметаллических месторождений выделены следующие признаки, которые свидетельствуют о преобразовании золота. Среди элементов роста – это нано- и микрочастицы Au. Их образование является прямым доказательством мобильности золота в гипергенной среде (Осовецкий, 2012, 2013; Reith et al., 2012; Kirillov et al., 2018; Wierchowicz et al., 2018; Dunn et al., 2019). Новообразованные фазы золота на поверхности самородных частиц представлены в виде одиночных зерен и/или скоплений нано- и микронных размеров разных

морфологических форм (округлой, овальной, вытянутых форм). Они встречаются как на ровных, гладких поверхностях зерен, так и на возвышенностях рельефа и углублениях, неровностях. Часто их нахождение связано с вторичными минеральными ассоциациями (каолинит, гидроксиды Fe, барит) (рис. 7).

Рисунок 7е наглядно показывает, каким образом зерна различных минералов могут быть захвачены при росте золота. Для золота из Ново-Урского и Белоключевского хвостохранилищ включения барита внутри зерен Au – частая находка.

Другой пример, показывающий, как золото непосредственно растет в теле отвала, изображен на рис. 8, а именно, новообразованные фазы золота осаждаются в виде вытянутых (овальных) частиц и формируют «губчатые» образования, которые, в последующем, образуют более крупные частицы.

Кроме этого, «губчатость» может проявляться иначе на поверхности самородных частиц (рис. 9).

Следующий пример – элементы слоистости и штриховки на поверхности частиц, которые также свидетельствуют о послойном росте золота в условиях отвала (рис. 10). Визуальные мощности слоев <1 мкм. Элементы слоистости чаще всего обнаруживаются на частицах кристаллического облика.

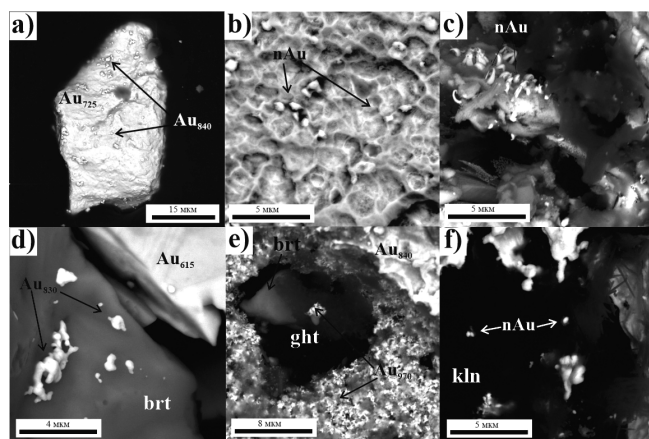


Рис. 7. Новообразованные фазы золота на различных поверхностях: а) нано- и микрочастицы Au округлой и вытянутой формы на гладкой поверхности золотины; б) наночастицы Au на выщелоченной поверхности золотины; в) вытянутые (дендритные) наночастицы в рыхлой пленке петровскита и гидроксидов Fe; д) нано- и микрочастицы Au на поверхности зерна барита (brt); е) наночастицы Au «губчатой» формы обрастают зерно барита (brt), который покрыт пленкой гидроксидов Fe (ght); ф) ассоциация нано- и микрочастиц Au в каолините (kln)



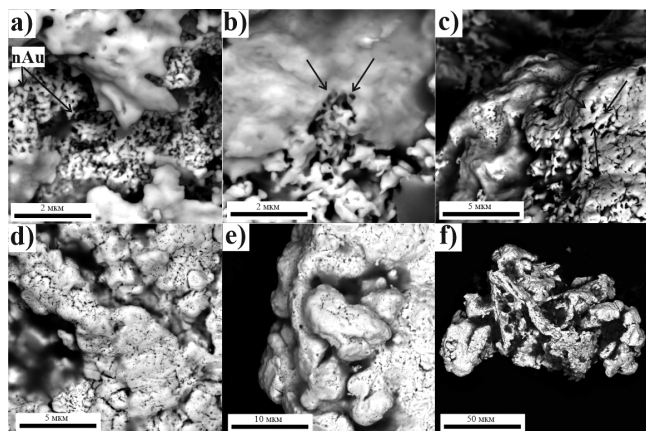


Рис. 8. Механизм роста частиц Au агрегатного (глобулярно-го) строения из хвостохранилища Змеиногорской ЗИФ: а) скопление наночастиц Au, которые при укрупнении и соединении формируют «губчатые» формы; б-с) объединение массивного однородного золота и «губчатых» скоплений; д) пористая поверхность на золоте, образуемая в результате объединения нано- и микрочастиц; е) фрагменты отдельных глобул на поверхности основной золотины; ф) общий вид частицы агрегатного строения, в углублениях которых расположены пленки гидроксидов Fe

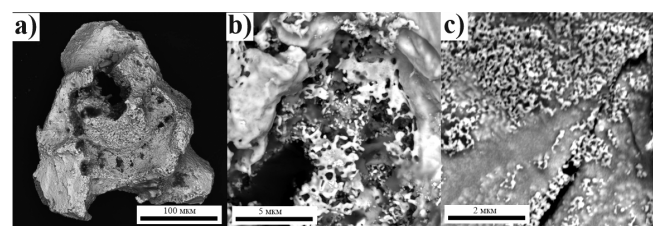


Рис. 9. Элементы «губчатости» на частицах золота: а) центральная часть золотины состоит из «губчатого» золота, создавая при росте частицу кристаллического облика, т.е. укрупнение происходит от краев к центру; б) амeboобразные формы «губчатого» золота; в) мелкая «губчатость»

На поверхности золотин из Ново-Урского и Белоключевского хвостохранилищ наблюдаются своеобразные углубления воронкообразной (октаэдрической) формы (рис. 10 d-f). Такие образования называются скелетными формами или, в зарубежной литературе, кристаллами Хоперра. Их особенностью является то, что края кристаллов полностью развиты, но внутреннее пространство не заполнено. Воронкообразная форма углублений возникает при преобладании диффузионного лимита в процессе роста (Краснова, Петров, 1997). Образование скелетных форм происходит в результате быстрого роста кристаллов, когда электрическое напряжение выше по краям и углам кристаллов, чем в центре. На формирование скелетных кристаллов может оказывать влияние и химический состав среды, т.е. эти процессы идут и при смешанном лимите процесса роста (с преобладанием диффузионного лимита).

К скульптурам растворения можно отнести изъеденную поверхность (рис. 11) с мелкоячеистым и натечным рельефом, которая образуется в результате химического травления поверхностного слоя золота под влиянием агрессивных компонентов внешней среды (поровых растворов).

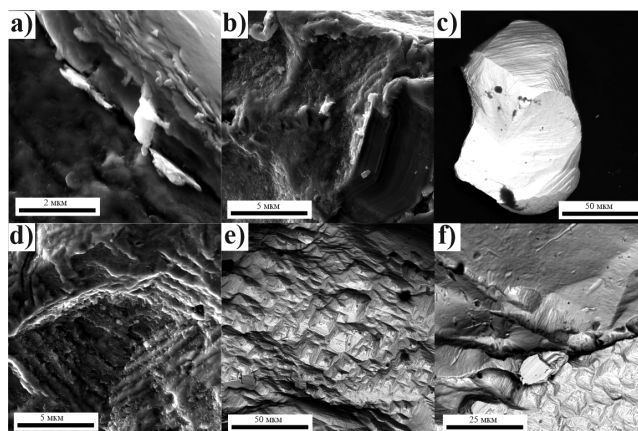


Рис. 10. Скульптуры послынного роста на поверхности самородных частиц: а-б) нанослоистость; в) элементы слоистости на кристалле золота; д) ув. фрагмент октаэдрических форм, в которой видно послынное нарастание вещества; е) общий вид поверхности золотины с множеством углублений октаэдрических форм; ф) переход октаэдрических форм в гладкую ровную поверхность и сглаживание (выравнивание) слоистости

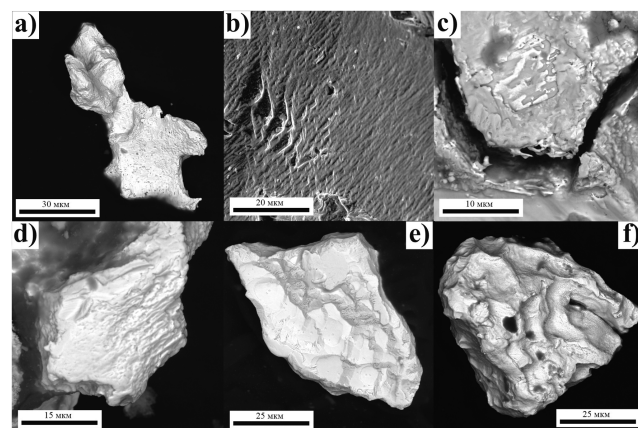


Рис. 11. Скульптуры растворения: а) углубления на поверхности золотины; б) натежные формы, показано направление протекания растворов по поверхности; в-е) образованные ступенчатые элементы в результате растворения, на границах уровней поверхностей выделяются желобки; ф) натежные формы растворения в виде мелкой ряби

### Гипергенные новообразования на поверхности золота

На поверхности частиц золота были выделены пленки, корочки, наросты, рыхлые образования разного химического состава, которые мы объединили под общим названием гипергенные новообразования.

1) *Пленки и корочки.* Хрупкие, цвет от темно-серого до черного, имеют различную плотность. Толщина варьирует от 3 до 20 мкм. Более плотные корочки (рис. 10с) визуально отличаются от тонкозернистых микропористых агрегатов (пленок, рыхлых масс) (рис. 12а, б, ж). Их расположение приурочено к дефектам (углублениям, ямкам) поверхностям Au (рис. 12а), также граням зерен (рис. 12с).

По составу они близки к петровскиту ( $\text{AgAu}(\text{S}, \text{Se})$ ), науманниту ( $\text{Ag}_2\text{Se}$ ), тиманниту ( $\text{HgSe}$ ). Чаще всего эти образования плохо диагностируются, вызывая трудности определения стехиометрии минералов. Эту сложность объясняют наличием фазовых смесей ( $\text{Ag}_2\text{S} + \text{Ag}_3\text{AuS}_2$ ,



$\text{AgAuS} + \text{Ag}_3\text{AuS}_2$ ) или существованием твердых растворов  $\text{Ag}_{2-x}\text{Au}_x\text{S}$  (Пальянова и др., 2011; Таусон и др., 2018). Кроме того, занижение суммы при анализах связано с микропористостью данных минеральных фаз, а также появлением дополнительных минеральных фаз и продуктов их последующих преобразований (Нестеренко и др., 1984).

В рыхлых массах можно наблюдать микровкрапленность золота (светлые частицы) (рис. 12b). В составе пленок есть примеси I (3.2 мас. %), Br (3.8 мас. %), Cl (3.9 мас. %), Sb (2.4 мас. %), Pb (3.9 мас. %), Bi (3.6 мас. %). Кроме того, обнаружены фазы ютенбогаардита ( $\text{Ag}_3\text{AuS}_2$ ) (рис. 12d) в петровсканитовой пленке и фишессерита ( $\text{Ag}_3\text{AuSe}_2$ ) (рис. 12g) на поверхности зерен золота.

2) Наросты. Это единичные зерна и скопления частиц неправильной округлой формы, размером от 1–2 до 10  $\mu\text{m}$ . По составу соответствуют колорадоиту ( $\text{HgTe}$ ) (рис. 12e), монтродоиту ( $\text{HgO}$ ) (рис. 12f) и метациннабариту ( $\text{HgS}$ ).

3) Рыхлые минеральные образования на поверхности золота в виде оксидов и гидроксидов Fe, Mn и Pb (рис. 12i), глинистых минералов (каолинит) (рис. 7f), в которых присутствуют одиночные выделения самородного золота.

### Пробность, химический состав, внутреннее строение

Внутреннее строение золотин является отражением внешних преобразований частиц в процессе роста и растворения в окружающей среде. При анализе были обнаружены «губчатые» образования, ажурные края и наросты, а также высокопробные прожилки и каемки (рис. 13).

Для золотин Урского рудного поля характерных остаточных ядер и высокопробных кайм и прожилков не было обнаружено. Наличие остаточных ядер доказывало бы, что исследуемые частицы нарастают на остаточные золотины, как на затравки. А наличие высокопробных кайм и прожилков могло бы служить свидетельством самоочищения золота за счет выноса элементов-примесей. Наоборот, выявляется обратная закономерность – пробность золотин уменьшается к краям: от средне- к низкопробному (рис. 13с). При этом можно отметить агрегатность строения золотин, состоящих из разнопробных зерен-частей (рис. 13а). Поскольку химический состав напрямую зависит от источника золота, способа переноса и специфики геохимического барьера (Ким, 1975; Осовецкий, 2013; Николаева и др., 2015), то только наличие высокопробного состава не может быть показателем его «новообразования».

Для Змеиногорского объекта выявляется следующая закономерность: в техногенных отложениях присутствует 88 % золота с однородным составом, тогда как в первичных – 60 %, и окисленных рудах – только 10 %. А характерное блоковое (мозаичное) строение золотин в окисленных рудах (до 90 %) заметно сокращается до 12 % в техногенных отложениях. Это свидетельствует о повышении пробности золота в условиях хранения «отходов» обогащения данного состава.

### Обсуждение

В гипергенных объектах золото разделяют на остаточное (аллотигенное) и новообразованное (аутигенное). Независимо от происхождения, Au подвергается процессам укрупнения и разрушения, что проявляется,

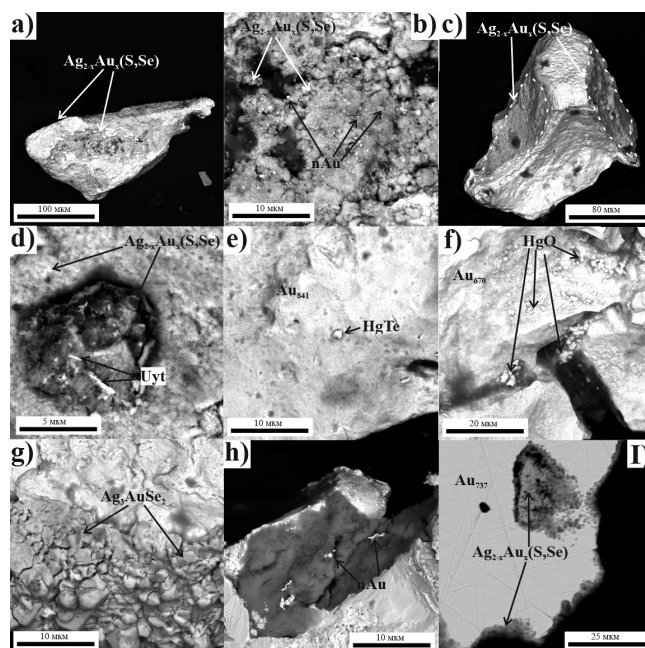


Рис. 12. Гипергенные новообразования на поверхности самородных частиц золота: а) рыхлая пленка  $\text{Au-Ag-S-Se-Hg}$  состава; б) ув. фрагмент «а» с выделенными микровключениями Au; в) корочки  $\text{Au-Ag-S-Se-Hg}$  состава по граням золотины; д) выделения ютенбогаардита в  $\text{Ag}_{2-x}\text{Au}_x(\text{S,Se})$  пленке; е) нарост колорадоита; ф) выделения монтроидитовой фазы; г) наросты фишессерита; h) гидроксиды Fe (Pb, Mn) в углублениях на поверхности золотины с выделениями nAu; и) полированный срез золотины, в которой прослеживается небольшая мощность рыхлой  $\text{Au-Ag-S-Se-Hg}$ -пленки

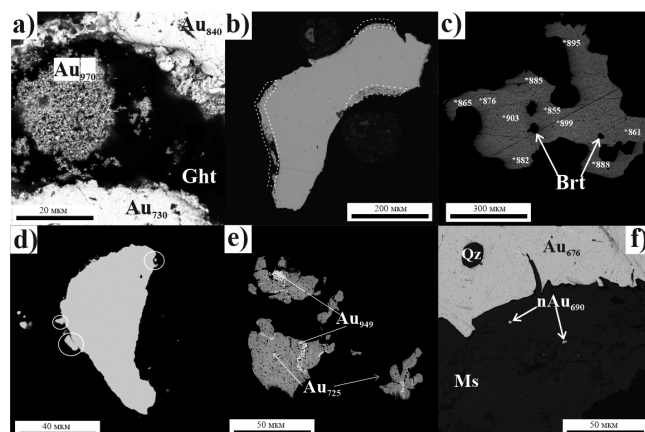


Рис. 13. Внутреннее строение частиц: а) частица массивного золота, внутри которой фрагмент «губчатого» золота в рыхлой массе гидроксидов Fe (Ght). По границам массивного золота видно нарастание «губчатого» Au; б) ажурные края; в) включения барита (Brt) внутри частицы и распределение пробности; д) нано- и микронаросты Au на поверхности золотины; е) прожилки высокопробного золота внутри частицы; ф) микровключения Au в мусковите (Ms)

соответственно, в скульптурах роста и растворения. Зачастую трудно установить истинную природу микроскульптуры частиц и их внутреннюю неоднородную структуру (Петровская, 1973; Kirillov et al., 2018; Wierchowicz et al., 2018). Но ключевое различие между этими процессами заключается в том, что растворение действует преимущественно на поверхностные дефекты и границы субзерен, в то время как рост происходит в

результате повторного зародышеобразования наночастиц Au с последующей их агрегацией (Falconer, Craw, 2009).

Поэтому есть ряд внешних и внутренних признаков, доказывающих, что золото преобразовано. К первым относятся такие морфологические изменения, как:

1) *наличие наночастиц Au* (Осовецкий, 2013; Shuster, Reith, 2018; Wierchowicz et al., 2018). Наночастицы являются компонентами коллоидных или ионных растворов, которые выпадают в осадок на различных геохимических барьерах и способствуют образованию геохимических аномалий в виде горизонтов вторичного обогащения. Они могут быть приурочены как к поверхностям самородных частиц золота, так и к вторичной минерализации (пленкам, глинистым минералам и пр.). Чаще всего считается, что нанозолото – высокопробное (Reith et al., 2012; Wierchowicz et al., 2018). Однако показано (Ким, 1975; Осовецкий, 2013; Николаева и др., 2015), что наночастицы золота имеют широкий диапазон химического состава, не всегда стремящийся к 100 % Au. При этом химический состав матричного металла и наночастиц золота на его поверхности может совпадать.

2) *наличие различных видов наростов и новообразований Au* разных форм и размеров на поверхности самородных золотинок. Они могут иметь червеобразные, округлые, игольчатые, кристаллические, «губчатые» и прочие формы (Осовецкий, 2012; Литвинцев и др., 2016; Shuster et al., 2017; Dunn et al., 2019). Их последовательная концентрация и укрупнение происходит от наноразмерных до видимых выделений, а именно, кластеры формируют сфероиды, сфероиды–агрегаты, а последние образуют самостоятельные выделения сложных и простых форм (Falconer, Craw, 2009; Осовецкий, 2013; Кузнецова и др., 2019).

3) *слоистость и кристаллический облик частиц* (Краснова, Петров, 1997; Хазов, Петровский, 2007; Осовецкий, 2012). Одним из признаков новообразованного золота является отсутствие механических деформаций и сохранение формы, приобретенной при кристаллизации. Эта форма определяется возрастными соотношениями золота с окружающими минералами. Слоистость свидетельствует о стадийном нарастании новых порций вещества.

4) *«агрегатное» и зернистое строение частиц* (Наумов, 2010; Осовецкий, 2012; Кузнецова и др., 2019). Данные золотины представляют наглядный механизм укрупнения и роста золота в гипергенной среде. Укрупнение может происходить как за счет механических, так и биохимических процессов. Разновозрастные частицы соединяются между собой с помощью неструктурированного золота и являются очень хрупкими и сложно диагностируемыми (Осовецкий, 2013).

5) *присутствие новообразованных фаз золота в ассоциации с гипергенными минералами* (Калинин и др., 2009; Николаева, Яблокова, 2007; Осовецкий, 2012, 2013; Reith et al., 2012; Николаева и др., 2015). Данный парагенезис свидетельствует о совместном росте и близких физико-химических условиях существования в гипергенной среде. Так, например, при окислении сульфидов одновременно образуются гидроксиды железа и высвобождается содержащееся в них золото. Кроме того, глинистые минералы способны сорбировать золото на дефектах кристаллической решетки.

6) *присутствие вторичных (Au-Ag-S-Se-Hg) минеральных парагенезисов на поверхности золота в виде пленок, налетов, корочек*. Их образование происходит в результате взаимодействия поверхностного слоя золота со специфическим «техногенным» флюидом, состоящим из смеси жидкой и газовой фаз. В составе паро-газовых потоков, выделяющихся из Урского и Белоключевского отвалов, присутствуют серо-, селен- и азот-содержащие газы (Yurkevich et al., 2019), которые в сочетании с поровыми растворами активно преобразуют зерна золота, растворяя их поверхности и переотлагая новые минеральные фазы. Микрочастицы золота в пленках петровсканитового состава играют существенную роль в мобильности Au. Присутствие Cl, Br, I соединений в составе этих минеральных парагенезисов доказывает роль гипергенных процессов (Кужугет, 2014, 2018).

Однако нельзя исключать, что данный пассивирующий слой (Au-Ag-S-Se-Hg состава) на поверхности самородного золота может образовываться в результате технологического извлечения золота (Senanayake, 2004; Birich et al., 2019; Wang et al., 2019).

7) Среди внутренних изменений чаще всего выделяют *образование высокопробных кайм и прожилков* (Петровская, 1973; Нестеренко, 1991), которые характерны для золотинок россыпей и зон окисления. Их образование объясняют электрохимическим процессом очищения золота от элементов-примесей. В частности, в этом процессе поведение Au и Ag различается и объясняется тем, что растворение Ag происходит в диффузионном режиме, в то время как для Au – это результат взаимодействия поверхностных реакций (процесс солиubilизации). Присутствие высокопробных прожилков и кайм в золоте из техногенных отложений доказывает процессы преобразования частиц. Кроме того, обнаруженные нами ажурные края, включения зерен, сростки микрочастиц с поверхностью и «губчатые» образования, также могут быть отнесены к внутренним признакам трансформации золота, которые свидетельствуют об активном росте частиц.

Все вышеперечисленные признаки являются доказательствами значительных гипергенных преобразований золота непосредственно в техногенных отложениях, включая его ремобилизацию и новообразование, вплоть до формирования горизонтов вторичного золотого обогащения.

Использование схем цианирования и амальгамации для извлечения золота оказывает непосредственное влияние на преобразование золота в процессе длительного хранения складированных переработанных руд. Цианиды и ртуть в ТМО являются катализаторами химических реакций, поскольку в захороненных условиях они сохраняются десятки и более лет (Гаськова и др., 2000; Наумов, 2010; Кузнецова и др., 2019 и др.). Однако четко выделить роль тех или иных факторов на преобразование золота зачастую очень сложно.

Результаты проведенных исследований позволяют расширить представления об условиях его миграции и формах переотложения, а также предположить физико-химические механизмы этого процесса. Они по своей сути подобны тем, которые проявляются в природных зонах окисления, однако приводят к более широкому разнообразию минеральных видов и морфологии выделений,



причем в узких интервалах разреза складированных насыпных «отходов» обогащения. Резкая смена окислительно-восстановительных условий в таких хвостохранилищах имеет ярко выраженный сезонный компонент (Dunn et al., 2019), который вносит значительный вклад в преобразование переработанных руд.

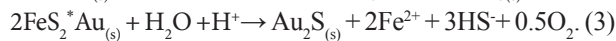
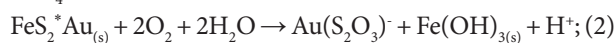
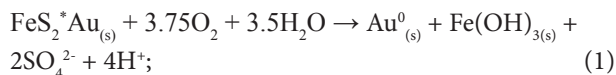
Золото растворяется с помощью различных окислителей в присутствии ряда лигандов (L), с формированием соединений типа  $Au(I)L_2$  и/или  $Au(III)L_4$ . В гипергенных условиях преобладают хлоридные, тиосульфатные и высокомолекулярные органические гуминовые и фульвовые кислоты (Boyle, 1979; Росляков, 1981; Mann, 1984; Hough et al., 2007; Shuster, Reith, 2018). При этом, тиосульфатный лиганд играет значимую роль только в краткосрочной мобилизации золота в гипергенной среде, т.е. неустойчив (Craw, Lilly, 2016; Харламова, 2018; Liua et al., 2020). При цианировании руд в щелочных растворах (pH 11), в техногенных системах будут долго устойчивы цианидные- и гидроксокомплексы (Гаськова и др., 2000).

Как показали исследования (Наумов, 2010; Литвинцев и др., 2016; Wierchowicz et al., 2018; Кузнецова и др., 2019; Хусаинова и др., 2020 и др.), все же определяющим фактором перехода золота в раствор является размер его частиц и форма нахождения в первичных рудах. Этот переход зависит от растворимости самого золота, химической активности среды и устойчивости к химическому выветриванию его минералов-носителей. Преимущественно, в раствор переходит тонкодисперсное золото с размером частиц менее 0.1 мкм, а зерна с размерами 2–3 мкм до 0.2 мм не подвергаются растворению, так как обладают повышенной устойчивостью (Росляков, 1981).

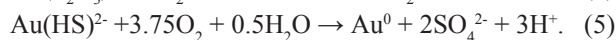
В результате перехода золота в раствор происходит дифференциация по подвижности на трудно-, легко- и подвижную формы (Росляков, 1981). Первое золото прочно связывается с глинистыми минералами и мигрирует вместе с ними за счет механических перемещений под действием гравитационных сил. Подвижное золото находится в поровых растворах в форме устойчивых органокомплексных соединений. В целом, поровые растворы содержат разнообразные электролиты, которые способствуют коагуляции коллоидальных частиц золота и образованию самостоятельных частиц причудливой морфологии. Легкоподвижное золото представлено неорганическими комплексными соединениями и истинными коллоидами, именно на него более всего влияют Eh-pH условия.

При изменении физико-химических параметров среды золото осаждается, формируя самородные фазы. Только при резкой смене этих условий могут образовываться горизонты вторичного золотого обогащения. Поскольку Ag является более подвижным элементом, оно может либо формировать Ag-содержащие минеральные фазы, либо выноситься из данной системы, концентрируясь в последующем на различных геохимических барьерах.

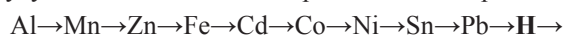
Выщелачивание Au из сульфидных минералов действует как непрерывный источник Au в системе хвостохранилища. При этом из пиритов золото будет высвобождаться в виде  $Au^0$  и  $Au_2S$  следующим образом, соответственно, в окислительных, промежуточных и восстановительных условиях (1–3):



Тиосульфатные комплексы будут разрушаться с образованием сульфат- или гидросульфид-ионов и самородного золота в зависимости опять же от Eh-pH условий среды (4, 5). Это будет приводить к укрупнению золотин или образованию агрегатов в зависимости от наличия затравок и диффузионного режима фильтрации раствора.

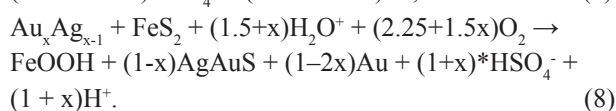
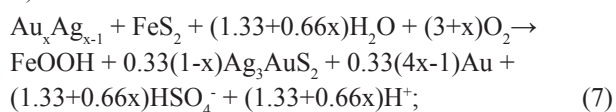


Именно при сопоставлении реакции (4, 5) и фрагментов электрохимического ряда активностей металлов (6), можно понять, что в случае, когда инертное золото уже кристаллизуется, другие металлы мигрируют в растворе и будут выпадать только в порядке своей очередности.



Как сказано выше,  $Au(S_2O_3)_n^{(1-2n)}$ , где (1-2n) – это валентность комплекса, являются метастабильными и могут переноситься на короткие расстояния в пределах профиля осадка, а дестабилизация происходит посредством: 1) тиосульфат-окисляющих бактерий, которые используют тиосульфат в качестве источника энергии (восстановительная биоминерализация золота) (Lengke, Southam, 2005; Etschmann et al., 2016; Shuster et al., 2017); 2) присутствием таких восстановителей как органическое вещество и ионы  $Fe^{2+}$ ; 3) при снижении pH, когда золото восстанавливается с осаждением на уже существующей поверхности самородных частиц (Hyland, Bancroft, 1989; Muroft et al., 1995).

Эти процессы, усиленные воздействием газовой фазы, объясняют присутствие Au-Ag-S-Se-Hg минерализации в виде пленок на поверхности золотин хвостохранилищ, представленную такими минералами как: петровскит, ютенбогаардит, науманит, тиманнит и фишессерит. Их образование происходит по реакциям (6, 7) (Савва и др., 2010):



На образование разных генераций золота влияют геохимические барьеры (Kirillov et al., 2018, Хусаинова и др., 2020). Образование Ag-содержащего (14–20 мас. % Ag) самородного Au является результатом распада смешанных тиосульфатных комплексов типа  $(Au, Ag)(S_2O_3)_2^{3-}$ . Доказательствами являются пленки  $Ag_{2-x}Au_xS$  состава на поверхности золотин с включениями pAu (рис. 12b). При дальнейшем воздействии кислых растворов Ag-содержащее вторичное Au подвергается повторному растворению в форме гидросульфидных комплексов и переотложению. Более высокая растворимость Au в кислых окислительных условиях приводит к осаждению



нескольких генераций крайне высокопробного Au различной морфологии при смене условий. Это подтверждается ассоциацией «губчатого» золота с гидроксидами Fe на поверхности массивного золота (рис. 9а, 13а).

## Выводы

Рассмотрены основные типоморфные характеристики золота из хвостохранилищ переработанных руд колчеданно-полиметаллических месторождений рудных районов Сибири. Полученные результаты подтверждают подвижность золота в масштабах хвостохранилищ и подчеркивают сложный характер многостадийных процессов растворения и повторного осаждения золота.

Среди типоморфных сходств выделяются следующие параметры: 1) увеличение количества мелкого и тонкого класса золота; 2) присутствие хорошо сохранившихся наростов нано- и микроскопического золота разнообразных форм; 3) изменчивый химический состав новообразованных фаз (от низко- до весьма высокопробного), причем состав новообразований и матричного золота может быть одинаковым или кардинально отличаться; 4) кристаллический облик частиц и присутствие элементов послынного роста (слоистость); 5) отсутствие физических повреждений на новообразованных частицах.

Среди типоморфных отличий выделяются следующие параметры: 1) для Ново-Урского и Белоключевского хвостохранилища: а) присутствие Au-Ag-S-Se-Hg минерализации на поверхности «Ново-Урских» золотин, которая свидетельствует о специфических физико-химических условиях в техногенных отложениях данного объекта и миграции золота в виде тиосульфатных комплексов; б) зональность химического состава (пробность уменьшается к краям), отсутствуют остаточные ядра; в) включения зерен барита и его обрастание золотом как на поверхности, так и внутри частиц. 2) для Змеиногорского хвостохранилища: а) значительное уменьшение содержания Ag в рудах: в первичных (290 г/т) и окисленных (100 г/т) рудах и техногенных отложениях (21 г/т); б) образование зерен агрегатного строения, которые отсутствуют в первичных и окисленных рудах; в) наличие и увеличение мощности прожилков и их химического состава (до 98 мас. % Au) в частицах.

В результате длительного существования хвостохранилищ обогащения руд колчеданно-полиметаллических месторождений произошло значительное преобразование техногенных отложений и перераспределение благородных металлов (Au и Ag) за счет взаимодействия вода-порода. Наличие золотосодержащих сульфидных минералов, а также малая размерность их зерен, способствовали более быстрым процессам окисления и осаждения золота при смене физико-химических условий.

Химический состав новообразованных фаз золота напрямую зависит от золото-содержащегося комплекса минералов. В ТМО колчеданно-полиметаллических месторождений присутствует золото разного химического состава: от низкопробного до весьма высокопробного. Из-за умеренно кислой и флуктуирующей окислительно-восстановительной природы техногенных отложений,  $\text{Au}(\text{HS})_2^-$  и  $\text{Au}(\text{S}_2\text{O}_3)_n^{(1-2n)}$  являются основными комплексами, ответственными за подвижность золота. Формой миграции золота средней пробности

можно считать смешанные тиосульфатные комплексы, а высокопробного – гидросульфидные.

Полученные типоморфные характеристики золота могут использоваться предприятиями для создания схем обогащения и извлечения металлов, а также для возможности управления процессами формирования зон с локальными (повышенными) концентрациями металла.

## Финансирование

Работа выполнена по госзаданию ИГМ и ИНГГ СО РАН.

## Литература

- Банщикова Т.С., Литвинцев В.С., Пономарчук Г.П. (2010). Морфологические характеристики техногенного золота и закономерности его пространственного расположения в отвальных комплексах. *Мат. XIV межд. сов. по геол. россыпей и м-й кор выветривания*. Новосибирск: ИГМ СО РАН, с. 82–86.
- Болгов Г.П. (1937). Сульфиды Салаира, Урская группа полиметаллических месторождений. *Изв. Томск. инд. ин-та*, 53(11), с. 45–96.
- Гаськова О.Л., Бортникова С.Б., Айрияц А.А., Колмогоров Ю.П., Пашков М.В. (2000). Геохимические особенности техногенного озера, содержащего отходы цианирования золото-арсенинит-кварцевых руд. *Геохимия*, 3, с. 317–328.
- Дербинов И.В. (1937). Ново-Урское полиметаллическое месторождение. *Матер. по геол. Зап.-Сиб. края*, 42, 58 с.
- Дистанов Э.Г. (1977). Колчеданно-полиметаллические месторождения Сибири. Новосибирск: Наука, 351 с.
- Журавкова Т.В., Пальянова Г.А., Калинин Ю.А., Горячев Н.А., Зинина В.Ю., Житова Л.М. (2019). Физико-химические условия образования минеральных парагенезисов Au и Ag на месторождении Валунистое (Чукотка). *Геология и геофизика*, 60(11), с. 1565–1576. <https://doi.org/10.15372/RGG2019049>
- Зеркалов В.И. (1962) Минералогия и геология колчеданных медно-цинковых месторождений Сев.-Вос. Салаира. *Автореф. дис. канд. геол.-мин. н.* Томск: ТПИ, 20 с.
- Калинин Ю.А., Росляков Н.А., Прудников С.Г. (2006). Золотоносные коры выветривания юга Сибири. Новосибирск: Гео, 339 с.
- Калинин Ю.А., Ковалев К.Р., Наумов Е.А., Кириллов М.В. (2009). Золото коры выветривания Сузальского месторождения (Казахстан). *Геология и геофизика*, 50(3), с. 241–257. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2008.09.002>
- Ким А.А. (1975). Анализ минералогических особенностей самородного золота в первичных и окисленных рудах месторождений Центрального Алдана. *Древние коры выветривания Якутии*. Якутск, с. 109–127.
- Ковалев К.Р. (1969). Особенности формирования руд колчеданно-полиметаллических месторождений Северо-Восточного Салаира и Восточной Тувы. *Дис. д. геол.-мин. н.* Новосибирск, 283 с.
- Ковлеков И.И. (2002). Техногенное золото Якутии. Москва: Изд-во МГУ, 303 с.
- Краснова Н.И., Петров Т.Г. (1997). Генезис минеральных индивидов и агрегатов. Санкт-Петербург: Невский курьер, 228 с.
- Кужугет Р.В. (2014). Иодидная и бромидная минерализация в окисленных рудах Хаак-Саирского золоторудного месторождения, Западная Тува. *Записки Российского минер. общ.*, CXLI, 2, с. 64–80.
- Кужугет Р.В., Монгуш А.А., Ооржак Ш.Н., Бутанаев Ю.В. (2018). Иодсодержащие минералы ряда хлораргирит – бромаргирит в окисленных рудах золото-кварцевых рудопоявлений Хаак-Саир и Тардан-2 (Тува, Россия). *Изв. Томского политех. ун-та, Инжиниринг георесурсов*, 329(12), с. 80–93.
- Кузнецова И.В., Сафронов П.П., Моисеенко Н.В. (2019). Вещественно-минеральная характеристика техногенных россыпей – потенциальных источников благородного металла (на примере Нижнеселемджинского золотоносного узла Приамурья, Россия). *Георесурсы*, 21(1), с. 2–14. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.1.2-14>
- Литвинцев В.С., Леоненко Н.А., Банщикова Т.С. (2016). Типоморфные особенности золота техногенных россыпей Приамурья в аспекте новых технологий. *Тихоокеанская геология*, 35(4), с. 89–99.
- Макаров В.А. (2001). Условия формирования техногенных золото-содержащих объектов и особенности методики их геолого-технологической оценки. *Автореф. дис. д. геол.-мин. наук*. Красноярск, 33 с.

- Мягкая И.Н., Лазарева Е.В., Жмодик С.М., Густайтис М.А. (2013). Распределение золота и серебра в потоке рассеяния Урского хвостохранилища (Кемеровская область). *Мат. XXV Всерос. мол. конференции: Строение литосферы и геодинамика*, с. 60–62.
- Наумов В.А. (2010). Минерогения, техногенез и перспективы комплексного освоения золотоносного аллювия. *Автореф. дис. д. геол.-мин. н.* Пермь: ПГУ, 42 с.
- Нестеренко Г.В. (1991). Прогноз золотого оруденения по россыпям. Новосибирск: Наука, 200 с.
- Нестеренко Г.В., Кузнецова А.И., Пальчик Н.А., Лаврентьев Ю.Г. (1984). Петровскит  $\text{AuAg}(\text{S}, \text{Se})$  – новый селеносодержащий сульфид золота и серебра. *Зап. Всесоюз. минерал. общ.*, 4(5), с. 602–607.
- Николаева Л.А., Гаврилов А.М., Некрасова А.Н., Яблокова С.В., Шатилова Л.В. (2015). Самородное золото рудных и россыпных месторождений России: атлас. Москва: ЦНИГРИ, 200 с.
- Николаева Л.А., Яблокова С.В. (2007). Типоморфные особенности самородного золота и их использование при геологоразведочных работах. *Руды и металлы*, 6, с. 41–57.
- Оленченко В.В., Кучер Д.О., Бортникова С.Б., Гаськова О.Л., Еделев А.В., Гора М.П. (2016). Вертикальное и латеральное распространение высокоминерализованных растворов кислого дренажа по данным электротомографии и гидрогеохимии (Урской отвал, Салаир). *Геология и геофизика*, 57(4), с. 782–795. <https://doi.org/10.15372/GiG20160410>
- Осовецкий Б.М. (2012). Наноскульптура поверхности золота: монография. Пермь: ПГНИУ, 232 с.
- Осовецкий Б.М. (2013). Природное нанозолото. Пермь: ПГНИУ, 176 с.
- Пальянова Г.А., Кох К.А., Сереткин Ю.В. (2011). Образование сульфидов золота и серебра в системе  $\text{Au-Ag-S}$ . *Геология и геофизика*, 52(4), с. 568–576.
- Петровская Н.В. (1973). Самородное золото: общие характеристики, типоморфизм, вопросы генезиса. М.: Наука, 349 с.
- Плюснин А.М., Погребняк Ю.Ф. (1979). Экспериментальное изучение поведения золота в условиях зон окисления сульфидных месторождений. *Геология рудных месторождений*, 21(1), с. 106–109.
- Половинкова Л.М. (2009). Геологический отчет о техногенных образованиях хвостохранилища Змеиногорской золотоизвлекательной фабрики. Отчет, Роснедра, 31 с.
- Росляков Н.А. (1981). Геохимия золота в зоне гипергенеза. Новосибирск: Наука, 237 с.
- Рослякова Н.В., Щербаков Ю.Г., Агеенко Н.Ф., Портяников Д.И., Бортникова С.Б., Радостева Н.Е. (1983). Условия золотоносности колчеданно-полиметаллических месторождений. *Тр. ИГиГ*, 533, с. 31–65.
- Савва Н.Е., Пальянова Г.А., Колова Е.Е. (2010). Минералы золота и серебра в зоне вторичного сульфидного обогащения. *Вестник СВНЦ ВО РАН*, 1, с. 33–45.
- Тайсон В.Л., Кварцова Р.Г., Липко С.В., Макшаков А.С., Арсентьев К.Ю. (2018). Типохимизм поверхности самородного золота. *ДАН*, 480(2), с. 210–216. <https://doi.org/10.7868/S0869565218140165>
- Хазов А.Ф., Петровский Д.В. (2007). Генетические особенности гипергенно-модифицированного золота в корах выветривания. *ДАН*, 416(4), с. 533–537. <https://doi.org/10.1134/S1028334X07070331>
- Харламова В.Ю. (2018). Высокоустойчивые комплексы золота (I) с серосодержащими лигандами в водном растворе. *Авторефер. дисс. канд. хим. наук.* ИНХ СО РАН, 22 с.
- Хусаинова А.Ш., Наумов В.А., Наумова О.Б. (2019). Дифференциация частиц золота из отвалов гравитационного обогащения руд Тарданского месторождения. *Вестник Пермского государственного университета. Геология*, 18(3), с. 276–285. <https://doi.org/10.17072/psu.geol.18.3.276>
- Хусаинова А.Ш., Гаськова О.Л., Калинин Ю.А., Бортникова С.Б. (2020). Физико-химическая модель преобразования золота в продуктах переработки руд колчеданно-полиметаллических месторождений (Салаирский край, Россия). *Геология и геофизика*, 61(9), с. 1181–1193. <https://doi.org/10.15372/GiG2020120>
- Черепнин В.К. (1957). К вопросу о составе и генезисе руд Урских месторождений Салаира. *Изв. Томск. политехн. ин-та*, 90, с. 56–68.
- Шварцев С.Л., Дутова Е.М. (2001). Гидрогеохимия и мобилизация золота в зоне гипергенеза (Кузнецкий Алату, Россия). *Геология рудных месторождений*, 43(3), с. 252–261.
- Юркевич Н.В., Карин Ю.Г., Кулешова Т.А. (2017). Состав отвала Белоключевского месторождения золота по данным электромагнитного сканирования и геохимического опробования. *Труды XXI Межд. симп.: Проблемы геологии и освоения недр*, 1, с. 853–855.
- Birich A., Stopic S., Friendrich B. (2019). Kinetic Investigation and Dissolution Behavior of Cyanide Alternative Gold Leaching Reagents. *Scientific Reports*, 9. <https://doi.org/10.1038/s41598-019-43383-4>
- Boyle R.W. (1979) The geochemistry of gold and its deposits. *Geol. Surv. Canada, Bull.*, 280, 584 p.
- Craw D., Lilly K. (2016). Gold nugget morphology and geochemical environments of nugget formation, southern New Zealand. *Ore Geology Reviews*, 79, pp. 301–315. <https://doi.org/10.1016/j.oregeorev.2016.06.001>
- Dunn S.C., Heyden B.P., Rozendaal A., Taljaard R. (2019). Secondary gold mineralization in the Amani Placer Gold Deposit, Tanzania. *Ore Geology Reviews*, 107, pp. 87–107. <https://doi.org/10.1016/j.oregeorev.2019.02.011>
- Etschmann B., Brugger J., Fairbrother L., Grosse C., Nies D.H., Martinez-Criado G., Reith F. (2016). Applying the Midas touch: Differing toxicity of mobile gold and platinum complexes drives biomineralization in the bacterium *Cupriavidus metallidurans*. *Chemical Geology*, 438, pp. 103–111. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2016.05.024>
- Fairbrother L., Brugger J., Shapter J., Laird J.S., Southam G., Reith F. (2012). Supergene gold transformation: Biogenic secondary and nanoparticulate gold from arid Australia. *Chemical Geology*, 320–321, pp. 17–31. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2012.05.025>
- Falconer D.M., Craw D. (2009). Supergene gold mobility: a textural and geochemical study from gold placers in southern New Zealand. *Society of Economic Geologists*, 14, pp. 77–93. <https://doi.org/10.5382/SP.14.08>
- Friese F.W. (1931). The transportation of gold by organic underground solutions. *Econ. Geol.*, 26(4), pp. 421–431. <https://doi.org/10.2113/gsecongeo.26.4.421>
- Gustaytis M.A., Myagkaya I.N., Chumbaev A.S. (2018). Hg in snow cover and snowmelt waters in high-sulfide tailing regions (Ursk tailing dump site, Kemerovo region, Russia). *Chemosphere*, 202, pp. 446–459. <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2018.03.076>
- Hong H., Tie L. (2005). Characteristics of the minerals associated with gold in the Shewushan supergene gold deposit, China. *Clays Clay Miner.*, 53, pp. 162–170. <https://doi.org/10.1346/CCMN.2005.0530206>
- Hough R.M., Butt C.R.M., Reddy S.M., Verrall M. (2007). Gold nuggets: supergene or hypogene? *Aust. J. Earth Sci.*, 54, pp. 959–964. <https://doi.org/10.1080/08120090701488289>
- Hyland M.M., Bancroft G.M. (1989). An XPS study of gold deposition at low temperatures on sulphide minerals: reducing agents. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 53, pp. 367–372. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(89\)90388-8](https://doi.org/10.1016/0016-7037(89)90388-8)
- Kalinin Y.A., Palyanova G.A., Kovalev K.R., Naumov E.A., Pirajno F. (2019). Supergene remobilization of Au in Au-bearing regolith related to orogenic deposits: a case study from Kazakhstan. *Ore Geology Reviews*, 109, pp. 358–369. <https://doi.org/10.1016/j.oregeorev.2019.04.019>
- Kirillov M.V., Bortnikov S.B., Gaskova O.L., Shevko E.P. (2018). Authigenic gold in stale tailings of cyanide leaching of gold-sulfide-quartz ores (Komsomol'skii gold-extracting factory, Kemerovo Region). *Doklady Earth Sciences*, 481(2), pp. 1091–1094. <https://doi.org/10.1134/S1028334X18080299>
- Lengke M.F., Southam G. (2005). The effect of thiosulfate-oxidizing bacteria on the stability of the gold-thiosulfate complex. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 69, pp. 3759–3772. <https://doi.org/10.1016/j.gca.2005.03.012>
- Liu X., Jianga T., Xua B., Zhang Y., Lia Q., Yanga Y., He Y. (2020). Thiosulphate leaching of gold in the  $\text{Cu-NH}_3\text{-S}_2\text{O}_3^{2-}\text{-H}_2\text{O}$  system: An updated thermodynamic analysis using predominance area and species distribution diagrams. *Minerals Engineering*, 151, 12 p. <https://doi.org/10.1016/j.mineng.2020.106336>
- Mann A.W. (1984). Mobility of gold and silver in lateritic weathering profiles: some observations from Western Australia. *Econ. Geol.*, 79(1), pp. 38–49. <https://doi.org/10.2113/gsecongeo.79.1.38>
- Myagkaya I.N., Lazareva E.V., Gustaytis M.A., Zhmodik S.M. (2016). Gold and silver in a system of sulfide tailings. Part 1: Migration in water flow. *Journal of Geochemical Exploration*, 160, pp. 16–30. <https://doi.org/10.1016/j.gexplo.2015.10.004>
- Myagkaya I.N., Lazareva E.V., Gustaytis M.A., Zhmodik S.M. (2016). Gold and silver in a system of sulfide tailings. Part 2: Reprecipitation on natural peat. *Journal of Geochemical Exploration*, 165, pp. 8–22. <https://doi.org/10.1016/j.gexplo.2016.01.016>
- Myagkaya I.N., Lazareva E.V., Zaikovskii V.I., Zhmodik S.M. (2020). Interaction of natural organic matter with acid mine drainage: Authigenic mineralization (case study of Ursk sulfide tailings, Kemerovo region, Russia). *Journal of Geochemical Exploration*, 211, 12 p. <https://doi.org/10.1016/j.gexplo.2019.106456>
- Mycroft J.R., Bancroft G.M., McIntyre N.S., Lorimer J.W. (1995). Spontaneous deposition of gold on pyrite from solutions containing  $\text{Au(III)}$  and  $\text{Au(I)}$  chlorides. 1. A surface study. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 59, pp. 3351–3365. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(95\)00211-H](https://doi.org/10.1016/0016-7037(95)00211-H)
- Reith F., Stewart L., Wakelin S.A. (2012). Supergene gold transformation: Secondary and nanoparticulate gold from southern New Zealand. *Chemical Geology*, 320–321, pp. 32–45. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2012.05.021>

Senanayake G. (2004). Gold leaching in non-cyanide lixiviant systems: critical issues on fundamentals and applications. *Minerals Engineering*, 17(6), pp. 785–801. <https://doi.org/10.1016/j.mineng.2004.01.008>

Shuster J., Reith F. (2018). Reflecting on Gold Geomicrobiology Research: Thoughts and Considerations for Future Endeavors. *Minerals*, 8(9), 401. <https://doi.org/10.3390/min8090401>

Shuster J., Reith F., Cornelis G., Parsons J.E., Parsons J.M., Southam G. (2017). Secondary gold structures: Relics of past biogeochemical transformations and implications for colloidal gold dispersion in subtropical environments. *Chemical Geology*, 450, pp. 154–164. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2016.12.027>

Vlassopoulos D., Wood S.A. (1990). Gold speciation in natural waters: I. Solubility and hydrolysis reactions of gold in aqueous solution. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 54(1), pp. 3–12. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(90\)90189-R](https://doi.org/10.1016/0016-7037(90)90189-R)

Wang L., Wang H., Ma B., Wang Ch., Xing P., Ma R. (2019). Research on gold extraction from uytenbogaardite via in situ microzone analysis. *Hydrometallurgy*, 186, pp. 170–175. <https://doi.org/10.1016/j.hydromet.2019.04.013>

Wierchowicz J., Mikulski St.Z., Gasiński A. (2018). Nanoforms of gold from abandoned placer deposits of Wądroże Wielkie, Lower Silesia, Poland – The evidence of authigenic gold mineralization. *Ore Geology Reviews*, 101, pp. 211–220. <https://doi.org/10.1016/j.oregeorev.2018.07.009>

Yurkevich N., Bortnikova S., Abrosimova N., Makas A., Olenchenko V., Yurkevich Nic., Edelev A., Saeva O., Shevko A. (2019). Sulfur and Nitrogen Gases in the Vapor Streams from Ore Cyanidation Wastes at a Sharply Continental Climate, Western Siberia, Russia. *Water Air Soil Pollut*, 230, 307. <https://doi.org/10.1007/s11270-019-4363-y>

Xia C. (2008). Associated Sulfide Minerals in Thiosulfate Leaching of Gold: Problems and Solutions. *PhD Thesis*. Ontario, 339 p.

## Сведения об авторах

Альфия Шамильевна Хусайнова – канд. геол.-мин. наук, младший научный сотрудник лаборатории структурной петрологии, Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр-т ак. Коптюга, д. 3  
e-mail: khusainova@igm.nsc.ru

Юрий Александрович Калинин – доктор геол.-мин. наук, главный научный сотрудник лаборатории прогнозно-металлогенических исследований, Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр-т ак. Коптюга, д. 3

Ольга Лукинична Гаскова – доктор геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник лаборатории рудообразующих систем, Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр-т ак. Коптюга, д. 3

Светлана Борисовна Бортникова – доктор геол.-мин. наук, заведующая лабораторией геоэлектрохимии, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр-т ак. Коптюга, д. 3

Статья поступила в редакцию 28.05.2020;

Принята к публикации 15.01.2021; Опубликована 30.09.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

## Typomorphic characteristic of gold from tailings of pyrite-polymetallic deposits of Siberian

A.Sh. Khusainova<sup>1\*</sup>, Yu.A. Kalinin<sup>1</sup>, O.L. Gaskova<sup>1</sup>, S.B. Bortnikova<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Sobolev Institute of Geology and Mineralogy of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation

<sup>2</sup>Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation

\*Corresponding author: Alfiya Sh. Khusainova, e-mail: khusainova@igm.nsc.ru

**Abstract.** The long-term stored tailings of the ore concentration of pyrite-polymetallic ore deposits are an ideal natural laboratory in which it is possible to study the gold transformation from primary ores to supergene with superimposed anthropogenic characteristics. The typomorphic characteristics of native gold are studied on the example of technogenic-mineral formations (TMF) of the Novo-Ursk, Belokluch and Zmeinogorsk deposits (Western Siberia). The grain size distribution of gold and its concentration, morphology, internal structure and chemical composition shows the features of gold conversion in the processes of dissolution, migration and secondary deposition at geochemical barriers.

As a result of a typomorphic analysis, external and internal signs were identified that prove that gold underwent supergene transformations directly in the body of the technogenic tailings. The growths and accumulations of nano- and micro-size gold, the formation of particles of aggregate structure, lamination, fine particles and veinlets, openwork edges, as well as the absence of physical damage on the surface of the golds, confirm the active mobility of gold at the scales of tailings and emphasize the complex nature of multi-stage processes of gold mobilization.

The gold formation of different chemical composition in TMF is explained by specific physical and chemical conditions for the section of the mound of stored waste, different sources of primary gold and geochemical barriers.  $\text{Au}(\text{S}_2\text{O}_3)_n^{(1-2n)}$  and  $\text{Au}(\text{HS})_2$  are the main complexes responsible for the mobility of gold. Gold of low and medium fineness is formed from thiosulfate complexes, whereas high-fineness gold is formed from hydrosulfide complexes.

**Keywords:** supergenegold, typomorphic features, technogenic mineral formations

## Acknowledgements

The work was carried out according to the state assignment of the Sobolev Institute of Geology and Mineralogy and Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences.

**Recommended citation:** Khusainova A.Sh., Kalinin Yu.A., Gaskova O.L., Bortnikova S.B. (2021). Typomorphic characteristic of gold from tailings of pyrite-polymetallic deposits of Siberian. *Georesursy = Georesources*, 23(3), pp. 149–163. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.18>



## References

- Banshchikova T.S., Litvintsev V.S., Ponomarchuk G.P. (2010). Morphological characteristics of technogenic gold and patterns of its spatial location in dump complexes. *Proc. XV Int. Meet. on Geology of Placers and Deposits of Weathering Crusts*. Novosibirsk: IGM SO RAN, pp. 82–86. (In Russ.)
- Birich A., Stopic S., Friendrich B. (2019). Kinetic Investigation and Dissolution Behavior of Cyanide Alternative Gold Leaching Reagents. *Scientific Reports*, 9. <https://doi.org/10.1038/s41598-019-43383-4>
- Bolgov G.P. (1937). Salair sulfides, Ursk group of polymetallic deposits. *Izv. Tomsk. Polytechnic Inst.*, (11), pp. 45–96. (In Russ.)
- Boyle R.W. (1979) The geochemistry of gold and its deposits. *Geol. Surv. Canada, Bull.*, 280, 584 p.
- Cherepnin V.K. (1953). The question of the composition and genesis of the ores of the Ursk deposits (Salair). *Izv. Tomsk. Polytechnic Inst.*, 90, pp. 56–68. (In Russ.)
- Craw D., Lilly K. (2016). Gold nugget morphology and geochemical environments of nugget formation, southern New Zealand. *Ore Geology Reviews*, 79, pp. 301–315. <https://doi.org/10.1016/j.oregeorev.2016.06.001>
- Derbikov I.V. (1937). Novo-Ursk polymetallic deposit. *Material on the geology of the West Siberia region*, 42, 58 p. (In Russ.)
- Distanov E.G. (1977). Pyrite-polymetallic deposits of Siberia. Novosibirsk: Nauka, 351 p. (In Russ.)
- Dunn S.C., Heyden B.P., Rozendaal A., Taljaard R. (2019). Secondary gold mineralization in the Amani Placer Gold Deposit, Tanzania. *Ore Geology Reviews*, 107, pp. 87–107. <https://doi.org/10.1016/j.oregeorev.2019.02.011>
- Etschmann B., Brugger J., Fairbrother L., Grosse C., Nies D.H., Martinez-Criado G., Reith F. (2016). Applying the Midas touch: Differing toxicity of mobile gold and platinum complexes drives biomineralization in the bacterium *Cupriavidus metallidurans*. *Chemical Geology*, 438, pp. 103–111. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2016.05.024>
- Fairbrother L., Brugger J., Shapter J., Laird J.S., Southam G., Reith F. (2012). Supergene gold transformation: Biogenic secondary and nanoparticulate gold from arid Australia. *Chemical Geology*, 320–321, pp. 17–31. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2012.05.025>
- Falconer D.M., Craw D. (2009). Supergene gold mobility: a textural and geochemical study from gold placers in southern New Zealand. *Society of Economic Geologists*, 14, pp. 77–93. <https://doi.org/10.5382/SP.14.08>
- Friese F.W. (1931). The transportation of gold by organic underground solutions. *Econ. Geol.*, 26(4), pp. 421–431. <https://doi.org/10.2113/gsecongeo.26.4.421>
- Gaskova O.L., Bortnikova S.B., Airiyants A.A., Kolmogorov Yu.P., Pashkov M.V. (2000). Geochemical features of an anthropogenic impoundment with cyanidation wastes of gold-arsenopyrite-quartz ores. *Geochemistry International*, 38(3), pp. 281–291.
- Gustaytis M.A., Myagkaya I.N., Chumbaev A.S. (2018). Hg in snow cover and snowmelt waters in high-sulfide tailing regions (Ursk tailing dump site, Kemerovo region, Russia). *Chemosphere*, 202, pp. 446–459. <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2018.03.076>
- Hong H., Tie L. (2005). Characteristics of the minerals associated with gold in the Shewushan supergene gold deposit, China. *Clays Clay Miner.*, 53, pp. 162–170. <https://doi.org/10.1346/CCMN.2005.0530206>
- Hough R.M., Butt C.R.M., Reddy S.M., Verrall M. (2007). Gold nuggets: supergene or hypogene? *Aust. J. Earth Sci.*, 54, pp. 959–964. <https://doi.org/10.1080/08120090701488289>
- Hyland M.M., Bancroft G.M. (1989). An XPS study of gold deposition at low temperatures on sulphide minerals: reducing agents. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 53, pp. 367–372. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(89\)90388-8](https://doi.org/10.1016/0016-7037(89)90388-8)
- Kalinin Yu.A., Roslyakov N.A., Prudnikov S.G. (2006). Gold-bearing weathering crust of the southern Siberia. Novosibirsk: Geo, 339 p. (In Russ.)
- Kalinin Yu.A., Kovalev K.R., Naumov E.A., Kirillov M.V. (2009). Gold in the weathering crust at the Suzdal deposit (Kazakhstan). *Russian Geology and Geophysics*, 50(3), pp. 174–187. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2008.09.002>
- Kalinin Y.A., Palyanova G.A., Kovalev K.R., Naumov E.A., Pirajno F. (2019). Supergene remobilization of Au in Au-bearing regolith related to orogenic deposits: a case study from Kazakhstan. *Ore Geology Reviews*, 109, pp. 358–369. <https://doi.org/10.1016/j.oregeorev.2019.04.019>
- Khazov A.F., Petrovskii D.V. (2007). Genetic features of supergene modified gold in weathering crusts. *Doklady Earth Sciences*, 416(1), pp. 1128–1131. <https://doi.org/10.1134/S1028334X07070331>
- Kharlamova V.Yu. (2018). Highly stable complexes of gold (I) with sulfur-containing ligands in aqueous solution. *Abstract. Sci. Diss. INKh SB RAS*, 22 p. (In Russ.)
- Khusainova A.Sh., Naumov V.A., Naumova O.B. (2019). Differentiation of gold particles after gravity concentration (Tardan deposit, Tuva Republic, Russia). *Bulletin of Perm University. Geology = Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya*, 18(3), pp. 276–285. <https://doi.org/10.17072/psu.geol.18.3.276>
- Khusainova A.Sh., Gaskova O.L., Kalinin Yu.A., Bortnikova S.B. (2020). Physical-chemical model of gold transformation in the pyrite-polymetallic ores treatment wastes (Ursk, Kemerovo Region, Russia). *Russian Geology and Geophysics*, 61(9), pp. 1181–1193. <https://doi.org/10.15372/GiG2020120>
- Kim A.A. (1975). Analysis of the mineralogical features of native gold in primary and oxidized ores of deposits of Central Aldan. *Ancient weathering crust of Yakutia*. Yakutsk, pp. 109–127. (In Russ.)
- Kirillov M.V., Bortnikov S.B., Gaskova O.L., Shevko E.P. (2018). Authigenic gold in stale tailings of cyanide leaching of gold-sulfide-quartz ores (Komsomol'skii gold-extracting factory, Kemerovo Region). *Doklady Earth Sciences*, 481(2), pp. 1091–1094. <https://doi.org/10.1134/S1028334X18080299>
- Kovalev K.R. (1969). Features of the formation of ores of pyrite-polymetallic deposits of the North-Eastern Salair and East Tuva. *Abstract Sci. Diss. Novosibirsk*, 283 p. (In Russ.)
- Kovlekov I.I. (2002). Technogenic gold of Yakutia. Moscow: Moscow State University, 303 p. (In Russ.)
- Krasnova N.I., Petrov T.G. (1997). The genesis of mineral individuals and aggregates. St.Petersburg: Nevskiy kur'er, 228 p. (In Russ.)
- Kuznetsova I.V., Safronov P.P., Moiseenko N.V. (2019). Matter-mineral characteristics of technogene placers – potential sources of precious metals (on the example of the Nizhneselemdzhinsky gold-bearing node of Priamurye, Russia). *Georesursy = Georesources*, 21(1), pp. 2–14. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.3-14>
- Kuzhuget R.V. (2014). Iodide and bromide mineralization in oxidized ores of the Khaak-sair gold-ore deposit, Western Tuva. *Zapiski RMO = Proceedings of the Russian Mineralogical Society*, CXLIII, 2, pp. 64–80. (In Russ.)
- Kuzhuget R.V., Mongush A.A., Oorzhak Sh.N., Butanaev Yu.V. (2018). Iodine-bearing minerals of chlorargyrite-bromargyrite series in oxidized ores of the Khaak-sair and the Tardan-2 gold-quartz ore occurrences (Tuva, Russia). *Izv. Tomsk polit. un-ta, Inzhiniring georesursov = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 329(12), pp. 80–93. (In Russ.)
- Lengke M.F., Southam G. (2005). The effect of thiosulfate-oxidizing bacteria on the stability of the gold-thiosulfate complex. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 69, pp. 3759–3772. <https://doi.org/10.1016/j.gca.2005.03.012>
- Litvintsev V.S., Leonenko N.A., Banshchikova T.S. (2016). Typomorphic gold specifications in the anthropogenic placer from Priamurye in terms of innovation technology. *Tikhookeanskaya Geologiya*, 35(4), pp. 89–99. (In Russ.)
- Liua X., Jianga T., Xua B., Zhang Y., Lia Q., Yanga Y., He Y. (2020). Thiosulphate leaching of gold in the Cu–NH<sub>3</sub>–S<sub>2</sub>O<sub>3</sub><sup>2–</sup>–H<sub>2</sub>O system: An updated thermodynamic analysis using predominance area and species distribution diagrams. *Minerals Engineering*, 151, 12 p. <https://doi.org/10.1016/j.mineng.2020.106336>
- Makarov V.A. (2001). Conditions for the formation of technogenic gold-bearing objects and features of the methodology for their geological and technological assessment. *Abstract. Sci. Dis. Krasnoyarsk*, 33 p. (In Russ.)
- Mann A.W. (1984). Mobility of gold and silver in lateritic weathering profiles: some observations from Western Australia. *Econ. Geol.*, 79(1), pp. 38–49. <https://doi.org/10.2113/gsecongeo.79.1.38>
- Myagkaya I.N., Lazareva E.V., Gustaytis M.A., Zhmodik S.M. (2016). Gold and silver in a system of sulfide tailings. Part 1: Migration in water flow. *Journal of Geochemical Exploration*, 160, pp. 16–30. <https://doi.org/10.1016/j.gexplo.2015.10.004>
- Myagkaya I.N., Lazareva E.V., Gustaytis M.A., Zhmodik S.M. (2016). Gold and silver in a system of sulfide tailings. Part 2: Reprecipitation on natural peat. *Journal of Geochemical Exploration*, 165, pp. 8–22. <https://doi.org/10.1016/j.gexplo.2016.01.016>
- Myagkaya I.N., Lazareva E.V., Zaikovskii V.I., Zhmodik S.M. (2020). Interaction of natural organic matter with acid mine drainage: Authigenic mineralization (case study of Ursk sulfide tailings, Kemerovo region, Russia). *Journal of Geochemical Exploration*, 211, 12 p. <https://doi.org/10.1016/j.gexplo.2019.106456>
- Myagkaya I.N., Lazareva E.V., Zhmodik S.M., Gustaytis M.A. (2013). Distribution of gold and silver in the dispersion stream of the Ursk tailings (Kemerovo region). *Proc. XXV Russ. Conf.: Structure of the lithosphere and geodynamics*, pp. 60–62. (In Russ.)
- Mycroft J.R., Bancroft G.M., McIntyre N.S., Lorimer J.W. (1995). Spontaneous deposition of gold on pyrite from solutions containing Au(III) and Au(I) chlorides. 1. A surface study. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 59, pp. 3351–3365. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(95\)00211-H](https://doi.org/10.1016/0016-7037(95)00211-H)

Naumov V.A. (2010). Minerageny, technogenesis and prospects for the integrated development of gold-bearing alluvium. Abstract Sci. Diss. Perm: PSU, 42 p. (In Russ.)

Nesterenko G.V. (1991). Forecast for placer gold mineralization. Novosibirsk: Nauka, 200 p. (In Russ.)

Nesterenko G.V., Kuznetsova A.I., Pal'chik N.A., Lavrent'ev Yu.G. (1984). Petrovskaita AuAg (S, Se) – a new selenium-containing sulfide of gold and silver. *Zap. Vsesoyuzn. mineral. obshch.*, 4(5), pp. 602–607. (In Russ.)

Nikolaeva L.A., Gavrilov A.M., Nekrasova A.N., Yablokova S.V., Shatilova L.V. (2015). Native gold of ore and placer deposits in Russia: atlas. Moscow: TsNIGRI, 200 p. (In Russ.)

Nikolaeva L.A., Yablokova S.V. (2007). Typomorphic features of native gold and their use in exploration. *Rudy i metally*, 6, pp. 41–57. (In Russ.)

Olenchenko V.V., Kucher D.O., Bortnikova S.B., Edelev A.V., Gas'kova O.L., Gora M.P. (2016). Vertical and lateral spreading of highly mineralized acid drainage solutions (Ur dump, Salair): electrical resistivity tomography and hydrogeochemical data. *Russian Geology and Geophysics*, 57(4), pp. 617–628. <https://doi.org/10.15372/GiG20160410>

Osovetskiy B.M. (2012). Nanosculpture of the surface of gold. Perm: PSU, 232 p. (In Russ.)

Osovetskiy B.M. (2013). Natural nanogold. Perm: PSU, 176 p. (In Russ.)

Pal'yanova G.A., Kokh K.A., Seryotkin Y.V. (2011). Formation of gold and silver sulfides in the system Ag-Au-S. *Russian Geology and Geophysics*, 52(4), pp. 443–449. (In Russ.) <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2011.03.006>

Plyusnin A.M., Pogrebnik Yu.F. (1979). An experimental study of the gold behavior in the oxidation zones conditions of sulfide deposits. *Geologiya rudnykh mestorozhdeniy = Geology of Ore Deposits*, 21(1), pp. 106–109. (In Russ.)

Petrovskaya N.V. (1973). Native gold. Moscow: Nauka, 348 p. (In Russ.)

Polovnikova L.M. (2009). Geological report on the technogenic formations of the tailing dump of the Zmeinogorsk gold mining plant. Report, Rosnedra, 31 p. (In Russ.)

Reith F., Stewart L., Wakelin S.A. (2012). Supergene gold transformation: Secondary and nanoparticulate gold from southern New Zealand. *Chemical Geology*, 320–321, pp. 32–45. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2012.05.021>

Roslikova N.V., Shcherbakov Yu.G., Ageenko N.F., Portnyannikov D.I., Bortnikova S.B., Radosteva N.E. (1983). Gold conditions of pyrite-polymetallic deposits. *Trudy IGG*, 533, pp. 31–65. (In Russ.)

Roslyakov N.A. (1981). Geochemistry of gold in the hypergenesis zone. Novosibirsk: Nauka, 237 p. (In Russ.)

Savva N.E., Paljanova G.A., Kolova E.E. (2010). Gold and Silver Minerals within Sulfide Enrichment Area (Krutoe Lode, Northeastern Russia). *Bulletin of the North-East Scientific Center, Russia Academy of Sciences Far East Branch*, 1, pp. 33–45. (In Russ.)

Senanayake G. (2004). Gold leaching in non-cyanide lixiviant systems: critical issues on fundamentals and applications. *Minerals Engineering*, 17(6), pp. 785–801. <https://doi.org/10.1016/j.mineng.2004.01.008>

Shuster J., Reith F. (2018). Reflecting on Gold Geomicrobiology Research: Thoughts and Considerations for Future Endeavors. *Minerals*, 8(9), 401. <https://doi.org/10.3390/min8090401>

Shuster J., Reith F., Cornelis G., Parsons J.E., Parsons J.M., Southam G. (2017). Secondary gold structures: Relics of past biogeochemical transformations and implications for colloidal gold dispersion in subtropical environments. *Chemical Geology*, 450, pp. 154–164. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2016.12.027>

Shvartsev S.L., Dutova E.M. (2001). Hydrogeochemistry and gold mobilization in the supergene zone (Kuznetsk Alatau, Russia). *Geologiya rudnykh mestorozhdeniy = Geology of Ore Deposits*, 43(3), pp. 252–261. (In Russ.)

Tauson V.L., Kvartsova R.G., Lipko S.V., Makshakov A.S., Arsent'ev K.Yu. (2018). Surface typochemistry of native gold. *Doklady Earth Sciences*, 480(1), pp. 624–630. DOI: 10.7868/S0869565218140165

Vlassopoulos D., Wood S.A. (1990). Gold speciation in natural waters: I. Solubility and hydrolysis reactions of gold in aqueous solution. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 54(1), pp. 3–12. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(90\)90189-R](https://doi.org/10.1016/0016-7037(90)90189-R)

Wang L., Wang H., Ma B., Wang Ch., Xing P., Ma R. (2019). Research on gold extraction from uytenbogaardite via in situ microzone analysis. *Hydrometallurgy*, 186, pp. 170–175. <https://doi.org/10.1016/j.hydromet.2019.04.013>

Wierchowicz J., Mikulski St.Z., Gąsiński A. (2018). Nanoforms of gold from abandoned placer deposits of Wądroże Wielkie, Lower Silesia, Poland – The evidence of authigenic gold mineralization. *Ore Geology Reviews*, 101, pp. 211–220. <https://doi.org/10.1016/j.oregeorev.2018.07.009>

Yurkevich N., Bortnikova S., Abrosimova N., Makas A., Olenchenko V., Yurkevich Nic., Edelev A., Saeva O., Shevko A. (2019). Sulfur and Nitrogen Gases in the Vapor Streams from Ore Cyanidation Wastes at a Sharply Continental Climate, Western Siberia, Russia. *Water Air Soil Pollut*, 230, 307. <https://doi.org/10.1007/s11270-019-4363-y>

Yurkevich N.V., Karin Yu.G., Kuleshova T.A. (2017). Composition of the dump of the Beloklyuchevskoe gold deposit according to the data of electromagnetic scanning and geochemical sampling. *Proc. Int. Sci. Symp.: Problems of Geology and Subsurface Development*, 1, pp. 853–855. (In Russ.)

Zerkalov V.I. (1962). Mineralogy and geology of pyrite copper-zinc deposits of North-East Salair Ridge. *Abstract Sci. Diss.* Tomsk: TPI, 20 p. (In Russ.)

Zhuravkova T.V., Palyanova G.A., Zhuravkova T.V., Sazonov A.M., Silyanov S.A. (2019). Composition of Pyrrhotite as an Indicator of Gold Ore Formation Conditions at the Sovetskoe Deposit (Yenisei Ridge, Russia). *Russian Geology and Geophysics*, 60(7), pp. 735–751. <https://doi.org/10.15372/RGG2019049>

Xia C. (2008). Associated Sulfide Minerals in Thiosulfate Leaching of Gold: Problems and Solutions. *PhD Thesis*. Ontario, 339 p.

### About the Authors

**Alfiya Sh. Khusainova** – PhD (Geology and Mineralogy), Junior Researcher, Laboratory of Structural Petrology, Sobolev Institute of Geology and Mineralogy of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3, Ac. Koptyug Av., 3 Novosibirsk, 630090, Russian Federation

e-mail: khusainova@igm.nsc.ru

**Yury A. Kalinin** – DSc (Geology and Mineralogy), Chief Researcher of the Laboratory of Forecasting and Metallogenic Researches, Sobolev Institute of Geology and Mineralogy of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3, Ac. Koptyug Av., 3 Novosibirsk, 630090, Russian Federation

**Olga L. Gaskova** – DSc (Geology and Mineralogy), Leading Researcher of the Laboratory of Ore Forming Systems, Sobolev Institute of Geology and Mineralogy of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3, Ac. Koptyug Av., 3 Novosibirsk, 630090, Russian Federation

**Svetlana B. Bortnikova** – DSc (Geology and Mineralogy), Head of Geoelectrochemistry Laboratory, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3, Ac. Koptyug Av., 3 Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Manuscript received 28 May 2020;

Accepted 15 January 2021; Published 30 September 2021

## ДИСКУССИОННАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.19>

УДК 553.9:550.47.31

## Неорганическое происхождение углеродного вещества «нефтематеринских» пород

С.А. Маракушев\*, О.В. Белоногова

Институт проблем химической физики РАН, Черноголовка, Московская область, Россия

На основе неорганической концепции происхождения нефти рассмотрены взаимоотношения твердых фаз керогенов черных сланцев и жидкой нефти в физико-химических условиях типичной геобаротермы на шельфе Мексиканского залива. В условиях высокого флюидного давления двуокиси углерода ( $\text{CO}_2$ ) с понижением температуры и давления водорода происходит процесс трансформации нефти в керогены различной степени «зрелости» (регрессивный метаморфизм). Генерация керогена в породах черных сланцев протекает путем последовательного перехода через метастабильные равновесия жидкой нефти и псевдокристаллических керогенов (фазовое «замерзание» нефти). Восходящая миграция углеводородов (УВ) нефтяных флюидов, отчетливо фиксируемая в процессах восполнения запасов нефти в нефтяных залежах, сдвигает равновесие нефть  $\leftrightarrow$  кероген в сторону образования керогена. Это происходит при понижении химического потенциала водорода в результате процессов высокотемпературного карбоксилирования и низкотемпературной гидратации компонентов нефти с образованием «зрелых» и «незрелых» керогенов соответственно.

Рассмотрены фазовые взаимоотношения черносланцевых керогенов и жидкой нефти в гипотетических условиях высокого флюидного давления УВ генерирующихся в режиме геодинамического сжатия силикатных оболочек Земли в результате развития глубинного щелочного магматизма. Обосновывается, что снижение давления водорода в системе будет приводить к трансформации восходящих флюидных УВ в жидкую нефть, а при подъеме УВ флюидов к поверхности равновесие УВ  $\leftrightarrow$  нефть  $\leftrightarrow$  кероген будет сдвигаться в сторону образования нефти и керогена. Показано, что как в геодинамическом режиме сжатия, так и в режиме расширения мантии и коры, фиксация  $\text{CO}_2$  и гидратация являются основными геохимическими путями трансформации УВ нефти в кероген и, следовательно, мощнейшим геологическим механизмом образования черносланцевых формаций.

**Ключевые слова:** химические потенциалы, фазовые диаграммы, метастабильные равновесия, углеводороды, флюиды, нефть, кероген, черные сланцы, восполнение залежей, регрессивный метаморфизм, фиксация  $\text{CO}_2$ , гидратация

**Для цитирования:** Маракушев С.А., Белоногова О.В. (2021). Неорганическое происхождение углеродного вещества «нефтематеринских» пород. *Георесурсы*, 23(3), с. 164–176. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.19>

### Введение

Происхождение и эволюция углеродного вещества органо-минералогических ассоциаций, широко представленных даже в древних Архейских геологических породах (Alleon et al., 2019), являются фундаментальными проблемами. Эти проблемы нашли свое отражение в альтернативных концепциях образования нефти и керогена черных сланцев, и оказались особенно актуальными в последние несколько лет, в связи с тем, что черные сланцы стали объектами коммерческой добычи. Согласно наиболее признанной осадочно-миграционной («биогенной») концепции, образование нефти в углеродных «материнских породах» обусловлено дегенерацией (катагенезом) керогена и битума в условиях повышения температуры и увеличения глубины захоронения в осадочных бассейнах (Губкин, 1975; Тиссо, Вельте, 1981; Петров, 1984; Вассоевич, 1986; Hunt, 1996; Tissot, 2003; Конторович, 2004; Vandenbroucke, Largeau, 2007; Bjørlykke, 2015). Считается, что фоссилизированное органическое вещество – важнейший, и, скорее всего, единственный источник нефти в земной коре (Конторович, Вышемирский,

1997; Curiale, Curtis, 2016), а сам процесс генерации нефти происходит в главной фазе (зоне) нефтеобразования («нефтяном окне») при температуре от 80 до 150–180 °С путем термического и каталитического «крекинга» керогена и битума с образованием низкомолекулярных компонентов нефти (Тиссо, Вельте, 1981; Конторович, Меленевский, 1988; Hunt, 1996).

В фундаментальной работе Ричарда Хелгесона с соавторами (Helgeson et al., 2009) приводится термодинамическое обоснование геохимической и геологической альтернативы традиционной неравновесной «крекинг» парадигме генерации нефти в углеводородных «материнских» породах. Этой альтернативой является неконгруэнтное плавление керогена с увеличением глубины захоронения органического вещества. Равновесные фазовые взаимоотношения нефти, битумов и керогенов различной степени окисления, приведенные в этих расчетах, рассматриваются на основе осадочно-миграционной концепции нафтидогенеза, и предполагается, что созревание керогена и нефтеобразование являются неизбежными последствиями редокс реакций диспропорционирования, вызванных прогрессивным метаморфизмом пород органо-углеродного (биогенного) сырья с увеличением давления и температуры. Согласно этой концепции общая последовательность событий должна выглядеть следующим образом:

\* Ответственный автор: Сергей Алексеевич Маракушев  
e-mail: marak@cat.icp.ac.ru



захороненное органическое вещество → углеродные сланцы (керогены, битума) → (нефть, газ) при достаточно неестественном погружении исходного органического вещества в область высоких глубин, температур и литостатических давлений.

Однако неорганическая концепция происхождения нефти (Менделеев, 1949; Кудрявцев, 1951, 1973; Porfir'ev, 1974; Кропоткин, 1986; Gold, 1992; Летников, 2005; Тимурзиев, 2007; Маракушев, Маракушев, 2008; Kutcherov, Krayushkin, 2010; Симонян, 2016; Муслимов и др., 2019) постулирует глубинный неорганический источник углерода нефти, вместо поверхностного – биогенного. Тогда при понижении температуры и давления последовательность событий должна идти в обратном направлении (процесс обратный экспериментальному пиролизу): эндогенные углеводороды → (нефть, газ) → углеродные сланцы (керогены, битума, асфальтены) → шунгит → графит (регрессивный метаморфизм). В настоящей работе анализируются термодинамические равновесные соотношения фаз жидкой нефти и твердого керогена черных сланцев, и обосновывается последовательность трансформации углеродного вещества в процессе подъема глубинных флюидов к поверхности Земли.

### Методический подход

Примененный в настоящей работе парагенетический анализ системы С–Н–О основан на методе термодинамических потенциалов (Гиббс, 1950; Korzhinskii, 1959), позволяющий исследовать систему геохимических органо-минеральных фаций (областей термодинамической устойчивости) (Marakushev, Perchuk, 1966; Marakushev, Belonogova, 2009). Основой исследования является правило фаз Гиббса, согласно которому число степеней свободы равновесной термодинамической системы равно количеству независимых компонентов системы плюс два за вычетом числа фаз. Правило фаз не ограничивается рассмотрением экстенсивных параметров системы и поэтому в полном виде применимо к открытым системам, для которых независимым параметром является химический потенциал (Korzhinskii, 1966). Фазовые равновесия в системе обуславливаются равенством химического потенциала любого компонента во всех фазах и описываются диаграммами состояния, определяющими состав и соотношение между массами равновесных фаз. Термодинамические расчеты основаны на предположении, что необратимые реакции, которые управляют метаморфическим процессом, протекают в соответствии со вторым законом термодинамики к состоянию метастабильного равновесия, которое совпадает с метастабильным минимумом свободной энергии Гиббса для системы. Нефти, битумы и керогены рассматриваются как вещества, имеющие свои собственные термодинамические характеристики и способные образовывать стехиометрические фазы в фазовом пространстве давлений температур и химических потенциалов веществ окружающей среды. Соответственно, как легкие, так и тяжелые нефти ( $C_{8,8}H_{16,9}$ ,  $C_{7,7}H_{14,2}$ ,  $C_{7,6}H_{13,0}$ ,  $C_{7,9}H_{12,2}$ ,  $C_{8,1}H_{11,5}$ ) могут находиться в стехиометрическом фазовом равновесии с твердыми фазами керогенов ( $C_{128}H_{68}O_7$  и  $C_{292}H_{288}O_{12}$ ), а также с газовой фазой УВ (алканы ( $C_nH_{2n+2}$ )) согласно уравнениям:  $8,8C_nH_{2n+2} = nC_{8,8}H_{16,9} + (8,8+0,35n)H_2$ ,  $7,7C_nH_{2n+2} = nC_{7,7}H_{14,2} + (7,7+0,6n)H_2$ ,  $7,6C_nH_{2n+2} =$

$nC_{7,6}H_{13,0} + (7,6+1,1n)H_2$ ,  $7,9C_nH_{2n+2} = nC_{7,9}H_{12,2} + (7,9+1,8n)H_2$ ,  $8,1C_nH_{2n+2} = nC_{8,1}H_{11,5} + (8,1+2,35n)H_2$ . Керогены с относительно высокими Н/С обычно являются аморфными, однако кристалличность керогена увеличивается с уменьшением Н/С керогена в процессе «созревания», благодаря увеличению размера ароматических кластеров внутри структур, а в работе (Helgeson et al., 2009) было показано, что рассмотрение вместо кристаллических компонентов твердых растворов керогена оказывает незначительное влияние на результаты термодинамических расчетов. Рассмотренные идеализированные структуры керогенов принадлежат к системе С–Н–О, в которой не рассматриваются азот и серосодержащие гетероциклы – пирролин, пирролидин и тиофен, обычно являющимися стабильными функциональными группами керогена.

Для вычисления химических потенциалов водорода при соответствующих им температурах использовались диаграммы фугитивности водорода (Helgeson et al., 2009, Fig. 21, 23), а из диаграммы (Helgeson et al., 2009, Fig. 5) в точке пересечения прямых были определены химические потенциалы газовых кислорода ( $\mu_{O_2} = -402.64$  кДж/моль) и водорода ( $\mu_{H_2} = -15.69$  кДж/моль) при температуре 150 °С и давлении 830 бар, связанные с фугитивностью ( $f$ ), согласно уравнениям  $\mu_{O_2} = \mu_{O_2}^0 + 2,303 RT \log f_{O_2}$  и  $\mu_{H_2} = \mu_{H_2}^0 + 2,303 RT \log f_{H_2}$ , где  $\mu_{H_2}^0$  и  $\mu_{O_2}^0$  относятся к химическим потенциалам газовых  $H_2$  и  $O_2$  в стандартном состоянии,  $R$  – газовая постоянная (8,3145 Дж/моль · К), а  $T$  – температура в кельвинах. В работе использованы  $P$ - $T$  параметры типичной геобаротермы побережья Мексиканского залива США из работы (Helgeson et al., 2009). Уравнения реакций, представленные на диаграмме (Fig. 5) можно записать как систему алгебраических уравнений:  $14,545P + 3,5O_2 = K + 88,909H_2$ ,  $P + 8,8O_2 = 8,8CO_2 + 8,45H_2$ ,  $K + 124,5O_2 = 128CO_2 + 34H_2$ , где  $P = C_{8,8}H_{16,9}$  (нефть),  $K = C_{128}H_{68}O_7$  («зрелый» кероген). Для каждой реакции можно записать выражение свободной энергии реакции через энергии образования этих веществ. Например:  $\Delta G_r = \Delta G_K + 88,909\Delta H_2 - 14,545\Delta G_P + 3,5\Delta_{O_2}$  в состоянии равновесия  $3,5\Delta_{O_2} = (\Delta G_K - 14,545\Delta G_P) + 88,909\Delta_{H_2}$ , где  $\Delta G_r$  – свободная энергия реакции, а  $\Delta G_P$  и  $\Delta G_K$  – свободные энергии образования нефти и керогена при 150 °С и давлении 830 бар, соответственно. Зная химические потенциалы  $O_2$  и  $H_2$ , можно вычислить свободную энергию реакции, в данном случае  $\Delta G_r = \Delta G_K - 14,545\Delta G_P$ , и так для каждой реакции. Полученная система алгебраических уравнений решается обычным способом подстановки. Таким образом, были определены свободные энергии образования кристаллического керогена ( $K_c$ ), жидких нефти и воды, углекислого газа и газообразных УВ: метана, этана этилена, ацетилен, пропана, бутана, гексана и декана при 150 °С и давлении 830 бар (таблица).

### Результаты и их обсуждение

На диаграмме составов С–О–Н (рис. 1) приведены средние элементные составы организмов в различных биологических таксонах (Vandenbroucke, Largeau, 2007; Ермаков, Ковальский, 2018), в том числе в континентальных растениях, планктоне и морских водорослях, считающихся главным источником ОБ «нефтематеринских» пород («oil-source» rocks). Кероген определяется как нерастворимое осадочное органическое вещество

| Соединение                         | ΔG (кДж/моль) | Соединение                          | ΔG (кДж/моль) | Соединение                         | ΔG (кДж/моль) |
|------------------------------------|---------------|-------------------------------------|---------------|------------------------------------|---------------|
| Кероген (к)                        | -964.78       | CO <sub>2</sub> (г)                 | -395.0        | C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> (г)  | -31.79        |
| Нефть (ж)                          | -65.35        | CH <sub>4</sub> (г)                 | -23.74        | C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> (г)  | -16.1         |
| C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> (г)  | -0.41         | C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> (г)   | -39.84        | C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> (г) | -47.89        |
| C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> (г) | -64.0         | C <sub>10</sub> H <sub>22</sub> (г) | -96.19        | H <sub>2</sub> O (ж)               | -215.6        |

Таблица. Свободные энергии образования Гиббса кристаллического керогена (C<sub>128</sub>H<sub>68</sub>O<sub>7</sub>), газообразных углеводородов и углекислого газа (CO<sub>2</sub>), жидких нефти (C<sub>8,8</sub>H<sub>16,9</sub>) и воды (H<sub>2</sub>O) при температуре 150 °C и давлении 830 бар

(геополимер), способное генерировать нефть, и исследование его элементного состава позволило выделить три их типа, обозначенные на диаграмме (рис. 1) как I, II и III (Тиссо, Вельте, 1981). Считается, что источником органического вещества керогена типа I с высоким отношением Н/С являются озерные водоросли, керогена типа II – морской планктон, водоросли, наземные растения, керогена типа III с самым низким соотношением Н/С – наземные растения и животные (Tissot, Welte, 2013; Sephton, Hazen, 2013; Huang et al., 2018). Общепринято, что с уменьшением соотношения Н/С происходит «созревание» нефти и керогенов – «незрелые» керогены превращаются в «зрелые». Схематическое изображение идеализированных структур керогенов типа II («незрелый» кероген) и типа III

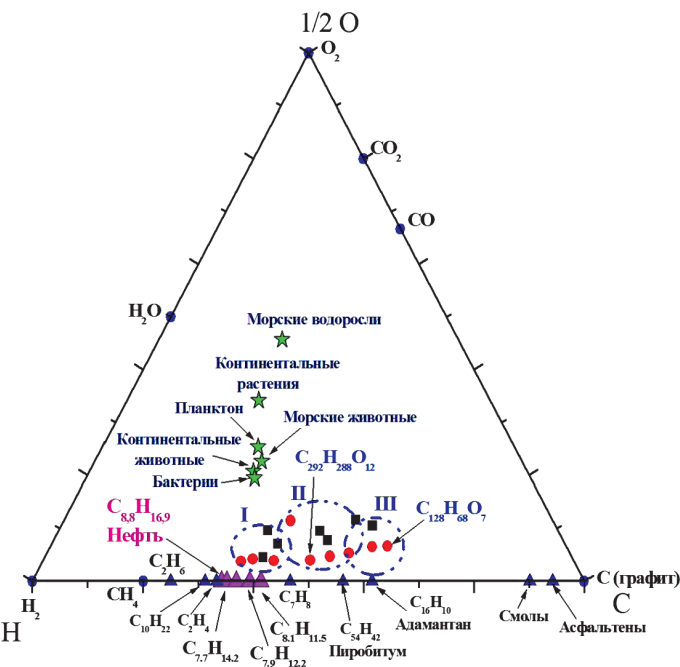


Рис. 1. Фазовая диаграмма C–O–H составов живых организмов (сухое вещество), нефтей и керогенов. Атомное количество кислорода в исследуемых веществах увеличено в два раза. Средние составы пяти типов сырых нефтей по данным (Helgeson et al., 2009) обозначены крупными розовыми треугольниками в последовательности уменьшения Н/С отношения: C<sub>8,8</sub>H<sub>16,9</sub> → C<sub>7,7</sub>H<sub>14,2</sub> → C<sub>7,6</sub>H<sub>13,0</sub> → C<sub>7,9</sub>H<sub>12,2</sub> → C<sub>8,1</sub>H<sub>11,5</sub>. Углеводороды – темно-синие треугольники. Звезды – элементный состав континентальных и морских растений и животных, планктона и бактерий по данным (Vandenbroucke, Largeau, 2007; Ермаков, Ковальский, 2018). Красные кружки – составы идеализированных природных керогенов из работы (Helgeson et al., 2009). Черные квадраты – составы экспериментальных высокотемпературных керогенов (Huang et al., 2018). Три группы керогенов в соответствии с классификацией Тиссо окружены пунктирными кругами и обозначены римскими цифрами (I, II, III). Состав пиробитума по (Helgeson et al., 2009), смолы и асфальтены по (Tissot, 2003).

(«зрелый»), рассматриваемых в настоящей работе, представлено на рис. 2. Состав пяти типов нефтей, согласно (Helgeson et al., 2009), расположен на диаграмме между составами алканов и конденсированных УВ, и их средний состав изменяется от высоко-парафинистых (с наиболее высоким отношением Н/С) до ароматико-нафтеновых (с низким Н/С) сырых нефтей в соответствии с классификацией Тиссо (Tissot, Welte, 2013).

Осадочно-миграционная концепция постулирует, что нефть, битум, шунгит, графит и т.п. образуются исключительно из углерода керогенов (продуктов распада биологического вещества), тогда как в неорганической концепции, наоборот: в результате деградации нефти, сконцентрированной в залежах в результате подъема флюидного неорганического углеводородного вещества, образуются битума и керогены черных сланцев. Другими словами или нефть образуется из керогена (органическая концепция), или кероген из нефти (неорганическая концепция). Согласно неорганической концепции УВ устойчивы в высоких термобарических условиях и находятся в метастабильном состоянии в земной коре и верхней мантии (Карпов и др., 1998; Зубков, 2005; Маракушев, Маракушев, 2006а; Kolesnikov et al., 2017). При их подъеме к поверхности формируются залежи нефти, регрессивный (ретроградный) метаморфизм которых приводит к постоянному уменьшению в них отношения Н/С. Таким образом, в первую очередь образуются легкие (парафиновые), затем тяжелые (ароматико-нафтеновые) нефти, «зрелые» и «незрелые» керогены, битума, диамантоидоиды, асфальтены и, наконец, графит (рис. 1). Соответственно состав «первичной» высокопарафинистой нефти должен быть наиболее близок к составу алканов (C<sub>n</sub>H<sub>2n+2</sub>).

На основе термодинамических характеристик веществ из работы (Helgeson et al., 2009), рассчитанных для физико-химических условий геобаротермы на шельфе Мексиканского залива построена диаграмма химический потенциал водорода–температура (рис. 3), где представлены термодинамические соотношения пяти фаз: «незрелого» (C<sub>292</sub>H<sub>288</sub>O<sub>12</sub>) и «зрелого» (C<sub>128</sub>H<sub>68</sub>O<sub>7</sub>) псевдокристаллических керогенов (K<sub>1</sub> и K<sub>2</sub>, соответственно), газообразного CO<sub>2</sub> (г), жидкой воды (H<sub>2</sub>O) и типичного представителя сырой нефти жидкого алкана 2-метилпентана (2-МП,

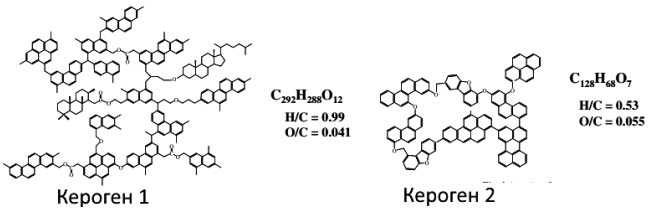


Рис. 2. Структуры идеализированных псевдокристаллических «незрелого» (K<sub>1</sub> – C<sub>292</sub>H<sub>288</sub>O<sub>12</sub>) и «зрелого» (K<sub>2</sub> – C<sub>128</sub>H<sub>68</sub>O<sub>7</sub>), керогенов согласно (Helgeson et al., 2009)

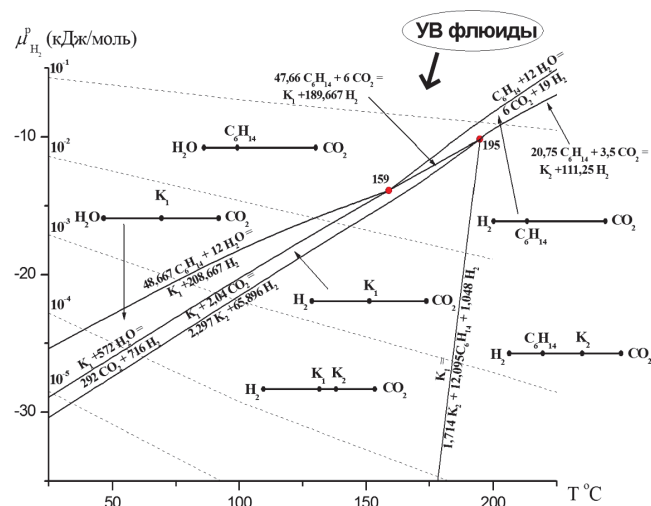


Рис. 3. Диаграмма температура ( $T$ ) – химический потенциал газообразного водорода ( $\mu_{H_2}$ ), демонстрирующая метастабильные фазовые отношения псевдокристаллических керогенов  $K_1$  и  $K_2$ , газообразного  $CO_2$ , жидкой  $H_2O$  и представителя жидких алканов 2-метилпентана (2-МП,  $C_6H_{14}$ ) в системе  $C-H-O$ . Линии – моновариантные трехфазные равновесия, разделяющие дивариантные поля устойчивости (фации) веществ. Точки, обозначенные значением температуры – невариантные четырехфазные равновесия. Термодинамические характеристики веществ в  $P-T$  условиях типичной геобаротермы на шельфе Мексиканского залива США из работы (Helgeson et al., 2009). Фугитивность  $CO_2$  определяет флюидное окружающее давление 830 бар. Логарифмы активности жидких воды ( $H_2O$ ) и 2-метилпентана (2-МП,  $C_6H_{14}$ ), а также твердых «зрелого» ( $K_2$ ,  $C_{128}H_{68}O_7$ ) и «незрелого» ( $K_1$ ,  $C_{292}H_{288}O_{12}$ ) керогенов равны единице для чистого жидкого и твердого вещества, соответственно. Парагенезисы в дивариантных фациях представлены на линейных диаграммах. Пунктирные линии ( $10^{-n}$ ) – изобары фугитивности молекулярного водорода.

$C_6H_{14}$ ). В этом фазовом пространстве химической системы  $C-O-H$  водород, являясь химическим потенциалом, переходит из экстенсивных параметров в интенсивные, а система становится двухкомпонентной ( $C-O$ ). Согласно правилу фаз число степеней свободы ( $S$ ) в равновесной термодинамической системе равно числу независимых компонентов ( $K$ ) минус число фаз ( $\Phi$ ) плюс два внешних фактора (давление и температура):  $S = K - \Phi + 2$ . Таким образом, в рассматриваемой системе невариантные равновесия являются четырехфазными, моновариантные – трехфазными, а дивариантные поля устойчивости (фации) – двухфазными (обозначены линейными парагенезисами). Нонвариантные парагенезисы четырех фаз (точки на диаграмме, при температурах 159 и 195 °C) соответствуют метастабильным равновесиям:  $C_{292}H_{288}O_{12} + 119,789H_2O = 37,684C_6H_{14} + 65,895CO_2$  и  $C_{292}H_{288}O_{12} = 1,705C_{128}H_{68}O_7 + 12,291C_6H_{14} + 0,033CO_2$ . Каждое невариантное равновесие координируется четырьмя трехфазными моновариантными равновесиями, разделяющими дивариантные двухфазные фации.

При восходящей миграции в трещиноватые пористые породы УВ флюиды, оказывающиеся в условиях ниже своих критических  $P-T$  параметров, становятся жидкостью. УВ фация, представленная парафиновым компонентом нефти жидким 2-метилпентаном (2-МП), занимает широкое пространство в условиях высокого химического

потенциала водорода ( $\mu_{H_2}$ ) (верхнее поле диаграммы, рис. 3). При его понижении в высокотемпературной области происходит гидратация 2-МП с образованием  $CO_2$  и его карбоксилирование с образованием «зрелого» (низкое отношение  $H/C$ ) керогена ( $K_2$ ). В целом этот химический процесс является суммой ряда реакций, приводящих к фазовому переходу с появлением высокотемпературного метастабильного парагенезиса двух фаз – жидкого 2-МП и кристаллического «зрелого» керогена  $K_2$ . При дальнейшем понижении температуры фаза жидкого УВ исчезает с появлением фации с парагенезисом керогенов  $K_1$  и  $K_2$ . В области температур ниже невариантного парагенезиса при 159 °C трансформация 2-МП в «незрелый» (высокое отношение  $H/C$ ) кероген ( $K_1$ ) определяется, главным образом равновесием гидратации алканов:  $48,667C_6H_{14} + 12H_2O = K_1 + 208,667H_2$ . В целом диаграмма (рис. 3) представляет собой термодинамическую модель трансформации жидких УВ в органическое вещество черных сланцев в области температур, значительно превышающих температуры традиционного «нефтяного окна», и этот температурный диапазон, видимо, может быть существенно расширен (напр., Serovaiskii et al., 2020). Таким образом, при восходящей миграции УВ нефтяных флюидов, отчетливо фиксируемой, например, в процессах восполнения запасов нефти в нефтяных залежах (напр., Муслимов и др., 2019), в результате процесса высокотемпературной фиксации  $CO_2$  и низкотемпературной гидратации УВ нефти образуются «зрелые» и «незрелые» керогены, соответственно.

Однако в большинстве нафтидо-проявлений трансформация нефти и керогена происходит главным образом при более низких температурах «нефтяного окна» от 60 до 180 °C (Тиссо, Вельте, 1981; Вассоевич, 1986; Конторович, Меленевский, 1988; Hunt, 1996; Конторович, 2004). Такое снижение температурного режима связано с различием термодинамических свойств жидких нефтей и алканов. Дело в том, что фация жидкой углеводородной фазы, представленная на диаграмме (рис. 3) чистым 2-МП, смещается в область более низкой температуры и фугитивности водорода по мере того, как активность 2-МП снижается до его активности в гипотетической нефти ( $C_{8,8}H_{16,9}$ ), соответствующей минимальному значению свободной энергии Гиббса в стехиометрическом фазовом равновесии нефть  $\leftrightarrow$  кероген (Helgeson et al., 2009). Т.е. замена углеводородной фазы фазой сырой нефти (алифатически обогащенная нефть со средним составом  $C_{8,8}H_{16,9}$ , что соответствует  $H/C = 1,92$  и  $O/C = 0$ ) оказывает существенное влияние на положение невариантных точек и исходящих из них моновариантных равновесий, которые перемещаются, как показано на диаграмме (рис. 4) в область более низких значений температур (100 и 128 °C) и химических потенциалов водорода. В этом температурном режиме при понижении химического потенциала водорода происходят метастабильные фазовые переходы жидкой нефти в твердые «зрелый» ( $K_2$ ) и «незрелый» ( $K_1$ ) керогены в результате процессов фиксации  $CO_2$  и гидратации нефти, соответственно. Например, высокотемпературное равновесие карбоксилирования жидкого 2-метилпентана ( $20,75C_6H_{14} + 3,5CO_2 = K_2 + 111,25H_2$ ) (рис. 3) заменяется равновесием фиксации  $CO_2$  нефтью ( $14,148C_{8,8}H_{16,9}$  (нефть)  $+ 3,5CO_2 = K_2 + 85,548H_2$ ), которое наблюдается уже в области температур «нефтяного окна» (рис. 4).



Равновесие  $C_{292}H_{288}O_{12}$  ( $K_1$ ) =  $1,71C_{128}H_{68}O_7$  ( $K_2$ ) +  $8,31C_{8,8}H_{16,9} + 15,65H_2$  разделяет низкотемпературную фацию с парагенезисом «незрелый» кероген ( $K_1$ ) – «зрелый» кероген ( $K_2$ ) и высокотемпературную фацию с парагенезисом «зрелый» кероген – нефть (рис. 4). В работе (Helgeson et al., 2009) эти взаимоотношения фаз на основе биогенной концепции трактуются, как процесс прогрессивного неконгруэнтного плавления «незрелого» кристаллического керогена с образованием жидкой нефти и «зрелого» кристаллического керогена с увеличением глубины и температуры. В предлагаемой нами неорганической интерпретации этот фазовый переход с понижением температуры ниже  $128^\circ\text{C}$  на глубинах около 3 км можно назвать регрессивным фазовым «замерзанием» жидкой нефтяной фазы с образованием парагенезиса кристаллических фаз «зрелого» и «незрелого» керогенов. В целом падение температуры и химического потенциала водорода приводит к фазовому «замерзанию» жидкой нефти и ее дегидрогенизации (реакции карбоксилирования и гидратации) с образованием твердых фаз керогенов различной степени «зрелости» (рис. 4).

Рассмотрим взаимоотношения трех фаз – жидкой нефти, газообразного  $CO_2$  и твердого керогена при температуре  $150^\circ\text{C}$  на диаграмме химический потенциал водорода ( $\mu_{H_2}$ ) – химический потенциал кислорода ( $\mu_{O_2}$ ) (рис. 5). Кислород и водород в этой системе являются интенсивными параметрами, и, следовательно, рассматриваемая трехкомпонентная система C–H–O становится однокомпонентной. В фазовом пространстве этих химических потенциалов метастабильный парагенезис трех фаз – жидкой нефти, кристаллического «зрелого»  $K_2$  и газообразного  $CO_2$  – представляет собой неинвариантную точку, тогда как моновариантные равновесия разделяют области их

термодинамической устойчивости. Кристаллический кероген в отличие от жидкой нефти и газового  $CO_2$  не может находиться в парагенезисе с жидкой водой, и, поэтому, согласно (Helgeson et al., 2009), при внезапном контакте «зрелого» керогена с водой в этих  $P$ - $T$  условиях он должен необратимо с ней взаимодействовать с образованием  $CO_2$  и/или нефти. Однако более вероятен обратный сценарий, когда происходит гидратация нефти. Например, образование рассматриваемого «зрелого» керогена при температуре  $150^\circ\text{C}$  и давлении 830 бар, сопровождаемое водородной дегазацией термодинамически благоприятно:  $14,545C_{8,8}H_{16,9} + 7H_2O = C_{128}H_{68}O_7 + 95,905H_2$ ,  $\Delta G_T^\circ = -9,81\text{ kJ}$ .

При понижении флюидного давления водорода (формирование окислительной среды) фаза жидкой нефти будет трансформироваться в фазу твердого керогена. Кроме того, восходящие УВ флюиды, обуславливающие подток нефти в залежи (Касьянова, 2010; Бочкарев, Бочкарев, 2017; Муслимов и др., 2019), будут постоянно сдвигать равновесие нефть  $\leftrightarrow$  «зрелый» кероген в сторону образования керогенов и далее – битумов, асфальтенов и самородного углерода (рис. 1). Такой процесс наблюдается в настоящее время, например, при восполнении запасов разрабатываемых нефтяных месторождений Южно-Татарского свода (Муслимов, Плотникова, 2019).

Согласно представлениям А.А. Маракушева эволюцию Земли определяет импульсная дегазация ее жидкого ядра вдоль структур дислокации твердых силикатных оболочек, которая проявлялась различно в зависимости от геодинамических обстановок, господствовавших в коре и мантии (Маракушев, 1999; Marakushev, Marakushev, 2010; Маракушев, Маракушев, 2010; Marakushev, Belonogova, 2019). Генерации водно-углекислых флюидов способствует обстановка растяжения земной коры, снижающая флюидное давление благодаря селективной миграции из флюидов в атмосферу водорода, как наиболее мобильного компонента. В результате кислородные компоненты в них становятся доминирующими над водородом, так что диспропорционирование компонентов приводит к генерации углекислых водных флюидов согласно реакции между компонентами  $H_2 + 2CO = H_2O + 0,5CO_2 + 1,5C$ .

Существенный перелом в магматизме связан с переходом к циклам сжатия подвижных мантийных структур, что препятствует миграции водорода, возрастающее давление которого приводит к ликвационной несмесимости в магмах, создающей антидромное развитие магматизма, принципиально отличного от гомодромного, где состав вулканических продуктов меняется от щелочных к кислым. Водород, создающий возможность антидромного магматического развития с последовательным понижением в магмах содержания кремния и алюминия и увеличением роли рудных и других металлов, является в то же время фактором нарастания щелочности магм. Под высоким флюидным давлением водорода происходит синтез УВ ( $2CO + 5H_2 = 2H_2O + C_2H_6$ ,  $8CO + 17H_2 = 8H_2O + C_8H_{18}$  и др.) и разложение кислородных кислотных компонентов флюидов ( $H_2CO_3 + 4H_2 = 3H_2O + CH_4$  и др.), что создает щелочной уклон в магматизме. Таким образом, зарождение и формирование залежей нефти, очевидно, происходило в условиях геодинамического режима сжатия оболочек Земли при высоком флюидном давлении УВ, зарождающихся в очагах магматической дифференциации.

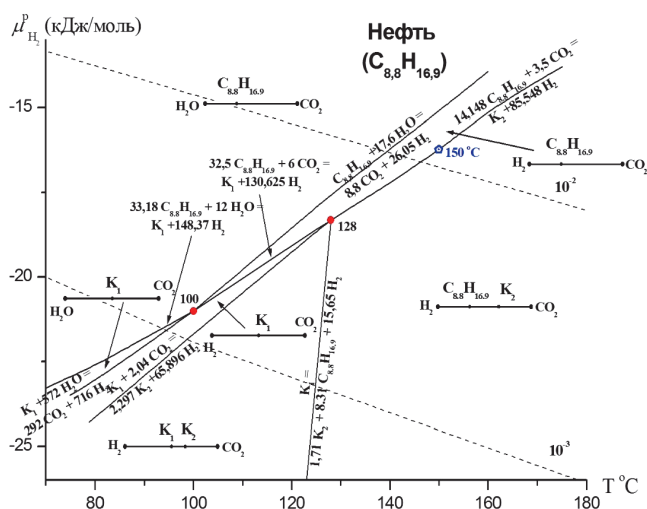


Рис. 4. Диаграмма температура ( $T$ ) – химический потенциал газообразного водорода ( $\mu_{H_2}$ ), демонстрирующая метастабильные фазовые отношения твердых керогенов и сырой нефти ( $C_{8,8}H_{16,9}$ ) в системе C–H–O в температурном режиме «нефтяного окна». Рассчитанный логарифм активности нефти соответствует логарифму активности жидкого метилпентана – 0,76 и 0,86 при 150 и  $200^\circ\text{C}$ , соответственно (Helgeson et al., 2009). Логарифмы активности жидкой воды ( $H_2O$ ) и нефти ( $C_{8,8}H_{16,9}$ ), а также псевдокристаллических «зрелого» ( $C_{128}H_{68}O_7$ ) ( $K_2$ ) и «незрелого» ( $C_{292}H_{288}O_{12}$ ) ( $K_1$ ) керогенов равны единице для чистого жидкого и твердого вещества, соответственно. Остальные обозначения приведены на рис. 3.

В истории Земли этот режим отражен в виде периодичности нефтеобразования (коррелирующийся с частотой инверсий геомагнитного поля) (Конторович, Вышемирский, 1997; Маракушев, Маракушев, 2008), когда совместно с нефтяными и битуминозными фазами отлагались рудоносные металлы в результате эволюционного преобразования общей для них флюидной системы. Метастабильные равновесные взаимоотношения фаз, рассмотренные на диаграммах (рис. 3, 4, 5), устанавливаются при высоком флюидном давлении  $\text{CO}_2$  в условиях моделирующих современные нафтидо-проявления шельфа Мексиканского залива. В подобных условиях происходили и происходят фиксация  $\text{CO}_2$ , окисление и гидратация компонентов нефтей с образованием черносланцевых концентраций углерода, однако само формирование нефтяных залежей видимо происходило в условиях высокого флюидного давления УВ.

Теперь рассмотрим фазовые соотношения УВ флюидов, жидкой нефти и твердого керогена при гипотетическом флюидном давлении УВ (сумме парциальных давлений) 830 бар и температуре 150 °C на диаграмме химических потенциалов водорода ( $\mu_{\text{H}_2}$ ) и кислорода ( $\mu_{\text{O}_2}$ ) (рис. 6). В фазовом пространстве этих химических потенциалов метастабильный парагенезис трех фаз – жидкой нефти, кристаллического «зрелого» керогена ( $\text{K}_2$ ) и газообразных УВ – представляет собой неинвариантную точку, тогда как моновариантные равновесия разделяют области их термодинамической устойчивости. Моновариантное равновесие между УВ и нефтью при  $\mu_{\text{H}_2} = -15.69$  кДж представляет собой сумму метастабильных стехиометрических равновесий отдельных алканов с нефтью с общей формулой  $8.8\text{C}_{\text{n}}\text{H}_{2\text{n}+2} = \text{nC}_{8.8}\text{H}_{16.9} + (8.8+0.35\text{n})\text{H}_2$ . Таким образом, первичная нефть имеет состав близкий к алканам. Экспериментально показано, что в подобных гидротермальных условиях (выше равновесия образования воды, рис. 6) н-алканы также находятся в метастабильных фазовых равновесиях друг с другом (Seewald, 1994).

С приближением к поверхности парциальное давление водорода, как правило, уменьшается, что наблюдается, например, в нефтяных скважинах Восточной Сибири (Levshounova, 1991), а из диаграммы (рис. 6) следует, что падение давления водорода в восходящих УВ флюидах будет приводить к трансформации флюидных УВ в жидкую нефть ( $\text{C}_{8.8}\text{H}_{16.9}$ ). Более того при подъеме УВ флюидов к поверхности равновесие  $\text{УВ} \leftrightarrow \text{нефть}$  будет сдвигаться в сторону образования нефти. При повышении химического потенциала кислорода до значения  $-402, 69$  кДж (метастабильное неинвариантное равновесие всех трех фаз) происходит последовательное окисление УВ до керогена, причем первыми окисляются тяжелые алканы (с более низким отношением Н/С). В этом случае окисление алканов видимо протекает через последовательность реакций с участием алкеновых, спиртовых, кетоновых и карбокси-интермедиатов, как это показано в экспериментах (Seewald, 2001). Таким образом, высокое флюидное давление эндогенных УВ обуславливает их трансформацию в жидкую нефть и твердый кероген в физико-химических условиях «нефтяного окна». В этих условиях парагенезис нефти с водой отсутствует (рис. 6), и поэтому любая вода, которая присутствует во вмещающей породе и контактирует с нефтью, будет реагировать

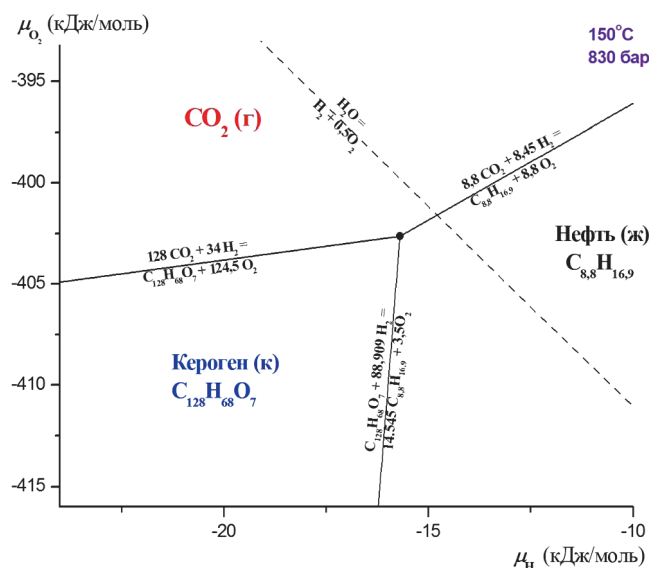


Рис. 5. Фазии жидкой нефти, псевдокристаллического керогена и газообразного  $\text{CO}_2$  на фазовой диаграмме химических потенциалов газообразных  $\text{H}_2$  и  $\text{O}_2$  при температуре 150 °C согласно вычисленным константам по данным (Helgeson et al., 2009). Флюидное давление в системе, определяется давлением  $\text{CO}_2$  равным 830 бар, логарифма жидкой нефти и кристаллического керогена = 1. Линии – моновариантные равновесия, разделяющие дивариантные поля устойчивости рассматриваемых фаз: газовая  $\text{CO}_2$ , твердая ( $\text{K}_2$ ,  $\text{C}_{128}\text{H}_{68}\text{O}_7$ ) и жидкая (нефть  $\text{C}_{8.8}\text{H}_{16.9}$ ). Точка – метастабильное неинвариантное равновесие всех трех фаз. Фазия жидкой воды расположена выше штриховой линии – изоплеты насыщения.

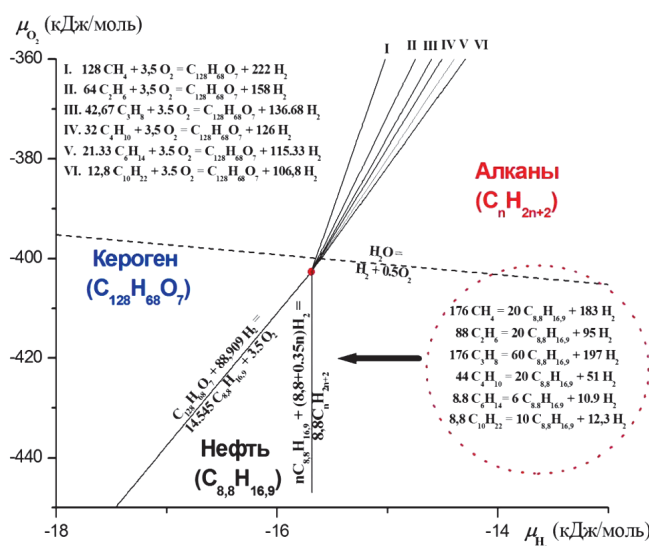


Рис. 6. Фазии жидкой нефти, псевдокристаллического керогена и УВ флюидов на фазовой диаграмме химических потенциалов газообразных  $\text{H}_2$  и  $\text{O}_2$  при температуре 150 °C. Флюидное давление в системе соответствует суммарному парциальному давлению УВ фаз равному 830 бар, Логарифмы активности ( $\log a$ ) жидкой нефти и кристаллического керогена равны 1. Моновариантные равновесия разделяют дивариантные поля устойчивости рассматриваемых фаз: газовая (алканы,  $\text{C}_{\text{n}}\text{H}_{2\text{n}+2}$ ), твердая («зрелый» кероген –  $\text{K}_2$ ,  $\text{C}_{128}\text{H}_{68}\text{O}_7$ ) и жидкая (нефть,  $\text{C}_{8.8}\text{H}_{16.9}$ ). Точка – их неинвариантное равновесие.

с ней необратимо с образованием «зрелого» керогена. Т.е. именно гидратация компонентов нефти является фактором необратимости формирования черносланцевых отложений. Поскольку термодинамика определяет возможность

или невозможность проведения реакций в геологическом масштабе времени, влияние катализаторов на процесс должно быть невелико. Равновесия, приведенные в работе, являются стехиометрической суммой разнообразных реакций, механизмы и катализаторы которых необходимо рассматривать в отдельном исследовании.

Карбоксилирования и декарбоксилирования – это два основных класса реакций, которые влияют на круговорот углерода в земной коре (Sheik et al., 2020). Ядром осадочно-миграционной концепции происхождения нефти является трансформация керогена черных сланцев в нефть, при которой происходит декарбоксилирование керогена с образованием низкомолекулярных компонентов нефти (напр. Kissin, 1987). Однако температурные диаграммы на рис. 3 и 4 интерпретируются в обратном направлении, как процесс образования керогена при уменьшении химического потенциала водорода, в результате высокотемпературной фиксации  $\text{CO}_2$  нефтью (равновесие  $14,148\text{C}_{8,8}\text{H}_{16,9} + 3,5\text{CO}_2 = \text{K}_2 + 85,548\text{H}_2$ , рис. 3) или ее компонентами ( $20,75\text{C}_6\text{H}_{14} + 3,5\text{CO}_2 = \text{K}_2 + 111,25\text{H}_2$ , рис. 2). Поэтому влияние химического потенциала  $\text{CO}_2$  на фазовую трансформацию нефти в кероген в условиях высокого флюидного давления УВ также должно быть очень существенно.

Фациальные взаимоотношения трех фаз – газовых УВ, жидкой нефти и псевдокристаллического «зрелого» керогена – показаны на диаграмме химический потенциал водорода ( $\mu_{\text{H}_2}$ ) – химический потенциал  $\text{CO}_2$  ( $\mu_{\text{CO}_2}$ ) (рис. 7), при гипотетическом суммарном давлении УВ 830 бар. Результатом падения давления водорода в этой системе является трансформация флюидных УВ в жидкую нефть ( $\text{C}_{8,8}\text{H}_{16,9}$ ), которая фиксируя  $\text{CO}_2$  осуществляет фазовый переход жидкая нефть → твердый кероген. Карбоксилирование флюидных УВ с образованием

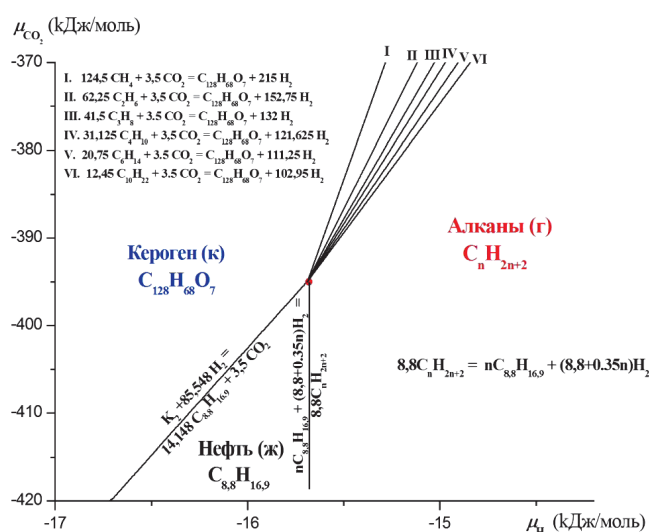


Рис. 7. Фации жидкой нефти, псевдокристаллического керогена и УВ флюидов на фазовой диаграмме химических потенциалов газообразных  $\text{H}_2$  ( $\mu_{\text{H}_2}$ ) и  $\text{CO}_2$  ( $\mu_{\text{CO}_2}$ ) при температуре 150 °C. Флюидное давление в системе соответствует суммарному парциальному давлению алканов равному 830 бар,  $\log a$  жидкой нефти и кристаллических керогенов = 1. Моновариантные равновесия разделяют дивариантные поля устойчивости рассматриваемых фаз: флюидная ( $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$ ), твердая ( $\text{K}_2$ ,  $\text{C}_{128}\text{H}_{68}\text{O}_7$ ) и жидкая нефть ( $\text{C}_{8,8}\text{H}_{16,9}$ ). Точка – невариантное равновесие УВ, керогена и нефти.

керогена происходит при более высоком химическом потенциале двуокиси углерода, и в целом фиксация  $\text{CO}_2$  термодинамически более благоприятна для тяжелых УВ и сопровождается выделением водорода. Таким образом, в температурном режиме «нефтяного окна» фиксация  $\text{CO}_2$  видимо является основным геохимическим путем трансформации УВ нефти в кероген и, следовательно, мощнейшим геологическим механизмом образования черносланцевых формаций.

## Заключение

Генетическая связь углеродного вещества пород и нефтей очевидна, однако геологическая пространственная направленность процесса его трансформации остается дискуссионной, хотя не существует ни одного веского аргумента в пользу образования нефти из захороненного органического (биогенного) вещества. С другой стороны, концепция глубинного неорганического происхождения УВ нефтей и черносланцевых отложений опирается на многочисленные факты:

а) Присутствие очевидно абиогенных УВ в метеоритах, планетах и спутниках Солнечной системы (Kissin, 2003; Lunine, Lorenz, 2009; Маракушев и др., 2010, 2013; Glein, Shock, 2013; Малышева, 2019; Bowling et al., 2020; Mastrogiuseppe et al., 2020);

б) Тенденция расположения нефтяных и газовых залежей над рифтогенными зонами и разломами, связанными с мантийными структурами (Сывороткин, Павленкова, 2013; Тимурзиев, 2013; Муслимов и др., 2019; Павленкова, 2018; Астафьев и др., 2019);

в) Восполнение запасов нефти в залежах и восходящая миграция УВ через фундамент в осадочный чехол (Муслимов и др., 2004; Гаврилов, 2008; Касьянова, 2011; Zou et al., 2013; Горюнов, 2015; Gottikh et al., 2014; Бочкарев, Бочкарев, 2017; Муслимов и др., 2019; Муслимов, Плотникова, 2019);

г) Ассоциация нефтяных залежей с гелием и другими следовыми газами, предположительно мантийного происхождения (Levshounova, 1991; Jenden et al., 1993; Pinti, Marty, 2000; Дмитриевский и др., 2018, 2019);

д) Газово-жидкие включения УВ в архейском кварце (Touret, 2003; Schreiber et al., 2017), метаморфизированных офикарбонатах (Huang et al., 2017), минералах щелочных пород (Potter, Konnerup-Madsen, 2003), минералах гранитоидов фундамента нефтегазоносных областей (Шнип, 1997);

е) Металлогенетическая специфика нефтей и черных сланцев (Маракушев, Маракушев, 2006 б,в; Готтих и др., 2012; Маракушев и др., 2012; Henderson et al., 2019; Sanz-Robinson et al., 2020);

ж) Связь нефте- и рудообразования (Зубков, 2010; Кусов, 2011; Летников, 2013; Лурье, 2013; Маракушев и др., 2012, 2014);

з) Существование гигантских сверхглубоких залежей нефти на глубинах более 10 км в различных нефтяных мировых бассейнах (Sephton, Hazen, 2013; Иванов, 2018).

и) Локализация ряда нефтяных залежей в кристаллических породах фундамента (Арешев, 2004; Маракушев, Маракушев, 2008; Kutcherov, Krayushkin, 2010; Старостенко и др., 2011; Пуланова, 2019; Skvortsov, 2020).



УВ, сопровождающие импульсную водородную дегазацию Земли, синтезируются в глубинных щелочных магматических очагах в условиях высоких давлений и температур, что фундаментально обосновано как в теоретических (Кудрявцев, 1973, 2013; Porfir'ev, 1974; Кропоткин, 1986; Карпов и др., 1998; Gold, 1992; Летников, 2005; Маракушев, Маракушев, 2006, 2008; Зубков, 2009; Marakushev, Marakushev, 2010; Kutcherov, Krayushkin, 2010; Маракушев и др., 2014), так и в экспериментальных (Kenney et al., 2002; Mukhina et al., 2017; Kolesnikov et al., 2017; Кучеров, Серовайский, 2018; Tao et al., 2018; Sokol et al., 2019, 2020; Serovaiskii, Kutcherov, 2020) исследованиях. Водные флюиды существуют совместно с УВ флюидами, зародившимися в глубинных магматических очагах, которые достигая коры на глубинах около 50 км, трансформируются в нефтяной флюид (Serovaiskii et al., 2020), который просачивается к поверхности по разломам и трещинам (миграционным каналам) и образует нефтегазовые залежи в горных породах самого разнообразного литологического состава, генезиса и возраста.

В осадочно-миграционной и глубинно-неорганической концепциях происхождения нефти принципиально различно направление процесса – нефть из керогена черных сланцев («нефтематеринских пород») или наоборот. Проведенный термодинамический анализ согласуется с концепцией глубинного неорганического происхождения нефтей, битумов и керогенов черных сланцев. УВ при падении температуры ниже их критических значений из флюидной фазы переходят в жидкую фазу («эмбриональная» нефть), трансформирующуюся в сырую нефть. Дальнейшее уменьшение температуры и химического потенциала водорода приводит к стехиометрическому равновесному фазовому «замерзанию» жидкой нефти с образованием твердых керогенов и битумов (рис. 4). Т.е. УВ, замкнутые в коллекторе–ловушке, формируют нефтяную залежь, затем нефть мигрирует в трещиноватые пористые сланцевые породы, где с понижением давления температуры и химического потенциала водорода превращается в «зрелый» кероген, а затем в «незрелый». Это происходит в результате высокотемпературного процесса фиксации  $\text{CO}_2$  и низкотемпературной гидратации УВ нефти, являющимися основными геохимическими путями ее трансформации в кероген. Таким образом, генерация керогена в породах черных сланцев – это необратимый процесс трансформации нефти, в котором происходит последовательный переход через метастабильные равновесия между нефтью, битумами и керогенами в геологическом временном интервале подъема глубинных флюидов. Мы предполагаем, что нерастворимое углеродное вещество, обнаруженное в углистых хондритах («зрелый» кероген) (Kissin, 2003; Matthewman et al., 2013), таким же образом образовывалось из УВ в недрах их материнских планет. Тем не менее, результаты и достижения цитированных во введении отечественных и зарубежных ученых, опирающиеся на осадочно-миграционную концепцию нафтидогенеза, безусловно, имеют огромное научное значение. Например, многочисленные данные по экспериментальному пиролизу черносланцевого и битуминозного органического вещества демонстрируют Р-Т условия трансформации кероген → нефть с анализом промежуточных стадий, и предлагают возможные

катализаторы, влияющие на скорость всего процесса и отдельных реакций. На основе подобных исследований и геологических наблюдений создана концепция главной фазы нефтеобразования (модель «нефтяного окна») (напр., Конторович, Меленевский, 1988; Тиссо, Вельте, 1981), использованная в настоящей статье для анализа процесса формирования нефтяных и черносланцевых формаций.

Признавая неорганическое происхождение нефти, необходимо подчеркнуть важность биологических факторов в процессе ее эволюции (напр., Gold, 1999). Во-первых, формирование залежей обусловлено широкомасштабным замещением нефтью осадочных пород платформенных и шельфовых депрессий (и отчасти кристаллических пород фундамента) с частичным захватом их бактериальной и растительной составляющей. Кроме того, большинство тяжелых нефтей являются результатом подземной микробной анаэробной биodeградации парафиновой нефти (напр. Cheng et al., 2019; Seitz et al., 2019) протекающей в течение длительных геологических периодов времени. Нефть, по существу, представляет собой бионеорганический бульон из смеси эндогенных углеводородов, микроорганизмов и их метаболитов, образующих комплексы с металлами, вступающих в многочисленные реакции или являющихся их катализаторами. Слабая, средняя и высокая степени биodeградации приводят к различным химическим типам нефтей (Пуланова, Виноградова, 2016). Бактерии изначально удаляют низкомолекулярные n-алканы, за которыми следуют тяжелые n-алканы, разветвленные алканы, циклические алканы и ароматические углеводороды, хотя в ряде случаев эта последовательность нарушается (Liu et al., 2020). Начиная с алканотрофных микроорганизмов, многочисленные трофические сети формируют структуру нефти, в том числе образование специфических биомаркеров (напр., Лурье, 2019), тогда как ее состав практически полностью определяется восходящей миграцией УВ, синтезированных в высоких термобарических условиях земных недр.

## Финансирование

Работа выполнена по теме государственного задания, номер государственной регистрации АААА-А19-119071190045-0.

## Литература

- Арешев Е.Г. (2004). Нефтегазоносные бассейны тихоокеанского подвижного пояса. М.: АВАНТИ, 287 с.
- Астафьев Д.А., Толстиков А.В., Наумова Л.А. (2019). Возможности уточнения ресурсов углеводородов и направлений нефтегазопроисхождения работ с учетом глубинных структур и геодинамических процессов в недрах Земли. *Вести газовой науки*, 2(39), с. 17–28.
- Бочкарев В.А., Бочкарев А.В. (2017). Восполняемые запасы залежей углеводородов. М.: Всероссийский НИИ организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности, 275 с.
- Вассоевич Е.Б. (1986) Избранные труды. Геохимия органического вещества и происхождение нефти. М.: Наука, 367 с.
- Гаврилов В.П. (2008). Возможные механизмы естественного восполнения запасов на нефтяных и газовых месторождениях. *Геология нефти и газа*, 1, с. 56–64.
- Гиббс Д.В. (1950). О равновесии гетерогенных веществ. Термодинамические работы. М.-Л.: Гостехиздат, 492 с.
- Горюнов Е.Ю., Игнатов П.А., Климентьева Д.Н., Халиков А.Н., Кравченко М.Н. (2015). Проявление современных подтоков углеводородов в нефтегазовые комплексы на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. *Геология нефти и газа*, 5, с. 62–69.

- Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Плотникова И.Н. (2012). Информативность малых элементов в нефтяной геологии. *Георесурсы*, 5(47), с. 24–31.
- Губкин И. М. (1975). Учение о нефти. М.: Наука, 385 с.
- Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М., Дрёмин И.С. (2018). Изотопно-гелиевые и углерод-гелиевые показатели глубинности процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции. *Актуальные проблемы нефти и газа*, 4(23), с. 2. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art2>
- Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М., Родкин М.В. (2019). Изотопно-геохимические показатели глубинности процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции. *Актуальные проблемы нефти и газа*, 4(27), с. 21. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art21>
- Ермаков В.В., Ковальский Ю.В. (2018). Живое вещество биосферы: масса и химический элементный состав. *Геохимия*, 10, с. 931–944. <https://doi.org/10.1134/S0016752518100060>
- Зубков В.С. (2005). Термодинамическое моделирование системы C-H-N-O-S в РТ-условиях верхней мантии. Иркутск: Иркутский ун-т, 180 с.
- Зубков В.С. (2009). Гипотезы происхождения тяжелых углеводородов и битумов в разновозрастных офиолитах. *Литосфера*, 1, с. 70–80.
- Зубков В.С. (2010). Рудная минерализация в нафтидах. Отечественная геология. 3, с. 60–66.
- Иванов К.С. (2018). О возможной максимальной глубине нахождения месторождений нефти. *Известия Уральского государственного горного университета*, 4(52), с. 41–49. <https://doi.org/10.21440/2307-2091-2018-4-41-49>
- Карпов И.К., Зубков В.С., Степанов А.Н., Бычинский В.А., Артменко М.В. (1998). Термодинамический критерий метастабильного состояния углеводородов в земной коре и верхней мантии. *Геология и геофизика*, 39(11), с. 1518–1528.
- Касьянова Н.А. (2010). Геофлюидодинамические доказательства современного восполнения запасов нефтегазовых залежей. *Геология, география и глобальная энергия*, 3(38), с. 14–17.
- Касьянова Н.А. (2011). Влияние новейших тектонических движений земной коры и разрывных нарушений на формирование залежей углеводородов и аномальные изменения термобарических условий в залежах. *Геология, география и глобальная энергия*, 3(42), с. 7–15.
- Конторович А.Э., Меленевский В.Н. (1988). Учение о главной фазе нефтеобразования и его место в осадочно-миграционной теории нафтидогенеза. *Изв. АН СССР. Сер. геологич.*, 1, с. 3–13.
- Конторович А.Э., Вышемирский В.С. (1997). Неравномерность нефтеобразования в истории Земли, как результат циклического развития земной коры. *Докл. РАН*, 356(6), с. 794–797.
- Конторович А.Э. (2004). Очерки теории нафтидогенеза. Избранные статьи. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 545 с.
- Кропоткин П.Н. (1986). Дегазация Земли и генезис углеводородов. *Ж. Всесоюзного химического общества им. Д.И. Менделеева*, 31(5), с. 540–547.
- Кудрявцев Н.А. (1951). Против органической гипотезы происхождения нефти. *Нефтяное хозяйство*, 9, с. 17–29.
- Кудрявцев Н.А. (1973). Генезис нефти и газа. *Тр. ВНИГРИ*, 319. Л.: Недра, 216 с.
- Кудрявцев Н.А. (2013). Генезис нефти и газа. Глава 2. *Глубинная нефть*, 1(10), с. 1586–1593.
- Кусов Б.Р. (2011). Генезис некоторых углеродсодержащих полезных ископаемых (От метана до алмаза). Владикавказ: ИПО СОИГСИ, 195 с.
- Кучеров В.Г., Сероватский А.Ю. (2018). Стабильность углеводородных систем при сверхвысоких термобарических параметрах. *Актуальные проблемы нефти и газа*, 4(23), с. 37. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art37>
- Летников Ф.А. (2005). Флюидный механизм деструкции континентальной земной коры и формирования осадочных нефтегазовых бассейнов. *Докл. РАН*, 401(2), с. 205–207.
- Летников Ф.А. (2013). Синергетические аспекты проблемы образования глубинной нефти. *Глубинная нефть*, 1(6), с. 790–810.
- Лурье М.А. (2013). Существует ли генетическая связь между нефтяными и угольными системами. *Глубинная нефть*, 1(5), с. 648–651.
- Лурье М.А. (2019). Преобразование глубинных абиогенных флюидов в нефтяное вещество. *Геология нефти и газа*, 5, с. 73–82. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-5-73-82>
- Малышева Л.К. (2019). Абиогенные углеводороды Титана. *Тр. ИГТ УрО РАН*, 166, с. 108–113.
- Маракушев А.А. (1999). Происхождение Земли и природа ее эндогенной активности. М.: Наука, 255 с.
- Маракушев А.А., Маракушев С.А. (2006а). РТ – фации простых, углеводородных и органических веществ системы C-H-O. *Докл. РАН*, 406(4), с. 521–527. <https://doi.org/10.1134/S1028334X0601034X>
- Маракушев А.А., Маракушев С.А. (2006б). Природа геохимической специфики нефти. *Докл. РАН*, 411(1), с. 111–117. <https://doi.org/10.1134/S1028334X06080319>
- Маракушев А.А., Маракушев С.А. (2006в). Факторы образования изотопных аномалий углерода в осадочных породах. *Вестн. Коми НЦ УрО РАН*, 7, с. 2–4.
- Маракушев А.А., Маракушев С.А. (2008). Образование нефтяных и газовых месторождений. *Литология и полезные ископаемые*, 5, с. 505–521. <https://doi.org/10.1134/S0024490208050039>
- Маракушев А.А., Маракушев С.А. (2010). Происхождение и флюидная эволюция Земли. *Пространство и Время*, 1, с. 98–118.
- Маракушев А.А., Глазовская Л.И., Панях Н.А., Маракушев С.А. (2012). Проблема происхождения ураново-золоторудного месторождения Витватерсранд. *Вестник МГУ (сер. геол.)*, 3, с. 3–16. <https://doi.org/10.3103/S0145875212030052>
- Маракушев А.А., Глазовская Л.И., Маракушев С.А. (2013). Эволюция железо-силикатного и углеродного вещества углистых хондритов. *Вестник МГУ (сер. геол.)*, 5, с. 3–17. <https://doi.org/10.3103/S0145875213050074>
- Маракушев А.А., Панях Н.А., Маракушев С.А. (2014). Сульфидное рудообразование и его углеводородная специализация. М.: ГЕОС, 184 с.
- Менделеев Д.И. (1949). Нефть. Л.-М.: Изд-во АН СССР, 25(10), 830 с.
- Муслимов Р.Х., Глумов Н.Ф., Плотникова И.Н., Трофимов В.А., Нургалеев Д.К. (2004). Нефтегазовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты. *Геология нефти и газа*, Спец. вып., с. 43–49.
- Муслимов Р.Х., Трофимов В.А., Плотникова И.Н. (2019). Роль глубинной дегазации Земли и кристаллического фундамента в формировании и естественном восполнении запасов нефтяных и газовых месторождений. Казань: ФЭН, 264 с.
- Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. (2019). Восполнение нефтяных залежей в свете новой концепции нефтегазообразования. *Георесурсы*, 21(4), с. 40–48. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.40-48>
- Павленкова Н.И. (2018). Особенности миграции глубинных флюидов в консолидированной земной коре. *Актуальные проблемы нефти и газа*, 4(23), с. 42. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art42>
- Петров А.А. (1984). Углеводороды нефти. М.: Наука, 264 с.
- Пуланова С.А., Виноградова Т. Л. (2016). Сравнительная характеристика природных углеводородных систем различного генезиса. *Нефтехимия*, 56(4), с. 326–336. <https://doi.org/10.7868/S0028242116040146>
- Пуланова С.А. (2019). Нефтегазоносность кристаллического фундамента с учетом развития в нем неструктурных ловушек комбинированного типа. *Георесурсы*, 21(4), с. 19–26. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.19-26>
- Симонян Г.С. (2016). Эндогенное образование нафтидов в свете абиогенной теории образования нефти. *Технические науки*, 4, с. 77–100.
- Старостенко В.И., Лукин А.Е., Цветкова Т.А., Заец Л.Н., Донцов В.В., Савиных Ю.В. (2011). Об участии суперглубинных флюидов в нафтидогенезе (по данным изучения уникального нефтяного месторождения Белый Тигр). *Геофизический журнал*, 33(4), с. 3–32.
- Сывороткин В.Л., Павленкова Н.И. (2013). Мировая рифтовая система и нефтегазоносные пояса планеты. *Глубинная нефть*, 1(10), с. 1576–1585.
- Тимурзиев А.И. (2007). К созданию новой парадигмы нефтегазовой геологии на основе глубиннофильтрационной модели нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции. *Геофизика*, 4, с. 49–60.
- Тимурзиев А.И. (2013). Мантийные очаги генерации углеводородов: геолого-физические признаки и прогнозно-поисковые критерии картирования; закономерности нефтегазоносности недр как отражение разгрузки в земной коре мантийных УВ-систем. *Глубинная нефть*, 1(10), с. 1498–1544.
- Тиссо Б., Вельте Д. (1981). Образование и распространение нефти. М.: Мир, 502 с.
- Шнип О.А. (1997). Углеводороды газовой-жидких включений в минералах гранитоидов фундамента нефтегазоносных областей. *Геология нефти и газа*, 2, с. 41–44.
- Alleen J., Flannery D.T., Ferralis N., Williford K.H., Zhang Y., Schuessler J.A., Summons R.E. (2019). Organo-mineral associations in chert of the 3.5 Ga Mount Ada Basalt raise questions about the origin of organic matter in Paleoproterozoic hydrothermally influenced sediments. *Sci. Rep.* 9, 16712. <https://doi.org/10.1038/s41598-019-53272-5>
- Bjørlykke K. (2015). Petroleum Geoscience. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 666 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-34132-8>
- Bowling T.J., Johnson B.C., Marchi S., De Sanctis M.C., Castillo-Rogez J.C., Raymond C.A. (2020). An endogenic origin of cerean organics. *Earth Planet. Sci. Lett.*, 534, 116069. <https://doi.org/10.1016/j.epsl.2020.116069>
- Cheng L., Shi S.-b., Yang L., Zhang Y., Dolfing J., Sun Y.-g., Liu L.-y., Li Q., Tu B., Dai L.-r., Shi Q., Zhang H. (2019). Preferential degradation of long-chain alkyl substituted hydrocarbons in heavy oil under methanogenic conditions. *Org. Geochem.*, 138, 103927. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2019.103927>



- Curiale J.A., Curtis J.B. (2016). Organic geochemical applications to the exploration for source-rock reservoirs – A review. *J. Unconv. Oil & Gas Resour.*, 13, pp. 1–31. <http://dx.doi.org/10.1016/j.juogr.2015.10.001>
- Glein C.R., Shock E.L. (2013). A geochemical model of non-ideal solutions in the methane–ethane–propane–nitrogen–acetylene system on Titan. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 115, pp. 217–240. <http://dx.doi.org/10.1016/j.gca.2013.03.030>
- Gold T. (1992). The deep, hot biosphere. *Proc Natl Acad Sci USA*, 89, pp. 6045–6049. <https://doi.org/10.1073/pnas.89.13.6045>
- Gold T. (1999). The deep hot biosphere. New York: Copernicus, 235 p. <https://doi.org/10.1007/978-1-4612-1400-7>
- Gottikh R.P., Pisotskiy B.I., Plotnikova I.N. (2014). Reduced fluids in the crystalline basement and the sedimentary basin (on an example of Romashkino and Verkhne-Chonskoye oil fields). *ARPJ Journal of Earth Sciences*, 3(1), pp. 25–41. <https://doi.org/10.1016/j.gexplo.2008.11.041>
- Helgeson H.C., Richard L., McKenzie W.F., Norton D.L., Schmitt A. (2009). A chemical and thermodynamic model of oil generation in hydrocarbon source rocks. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 73, pp. 594–695. <https://doi.org/10.1016/j.gca.2008.03.004>
- Henderson K.M., Williams-Jones A.E., Clark J.R. (2019). Metal transport by liquid hydrocarbons: evidence from metalliferous shale and pyrobitumen, Yukon. In: Rogers N. (ed.) Targeted Geoscience Initiative: 2018 Report of Activities. *Geological Survey of Canada*. pp. 179–187. Open File 8549. <https://doi.org/10.4095/313650>
- Huang F., Isabelle D., Cardon H., Montagnac G., Sverjensky D.A. (2017). Immiscible hydrocarbon fluids in the deep carbon cycle. *Nature Commun.*, 8, pp. 15798. <https://doi.org/10.1038/ncomms15798>
- Huang Z., Liang T., Zhan Z.-W., Zou Y.-R., Li M., Peng P. (2018). Chemical structure evolution of kerogen during oil generation. *Marine and Petroleum Geology*, 98, pp. 422–436. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2018.08.039>
- Hunt J. M. (1996). *Petroleum Geochemistry and Geology*. New York: W.H. Freeman, 743 p.
- Jenden P.D., Hilton D.R., Kaplan J.R., Craig H. (1993). Abiogenic hydrocarbons and mantle helium in oil and gas fields. The Future of Energy Gases. *U.S. Geological Survey Professional Paper*. 1570, pp. 31–56.
- Kenney J.F., Kutcherov V.A., Bendeliani N.A., Alexeev V.A. (2002). The evolution of multicomponent system at high pressure: VI. The thermodynamic stability of the hydrogen-carbon system: The genesis of hydrocarbon and the origin of petroleum. *Proc. Natl. Acad. Sci. USA*, 99(17), pp. 10976–10981. <https://doi.org/10.1073/pnas.172376899>
- Kissin Y.V. (1987). Catagenesis and composition of petroleum: Origin of n-alkanes and isoalkanes in petroleum crudes. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 51(9), pp. 2445–2457. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(87\)90296-1](https://doi.org/10.1016/0016-7037(87)90296-1)
- Kissin Y.V. (2003). Hydrocarbon components in carbonaceous meteorites. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 67(9), pp. 1723–1735. [https://doi.org/10.1016/S0016-7037\(02\)00982-1](https://doi.org/10.1016/S0016-7037(02)00982-1)
- Kolesnikov A.Yu., Saul J.M., Kutcherov V.G. (2017). Chemistry of hydrocarbons under extreme thermobaric conditions. *Chemistry Select*, 2, pp. 1336–1352. <https://doi.org/10.1002/slct.201601123>
- Korzhinskii D.S. (1959). Physicochemical basis of the analysis of the paragenesis of minerals. New York: Consultants Bureau, Inc., 142 p.
- Korzhinskii D.S. (1966). On thermodynamics of open systems and phase rule. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 30, pp. 829–836. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(66\)90135-9](https://doi.org/10.1016/0016-7037(66)90135-9)
- Kutcherov V.G., Krayushkin V.A. (2010). Deep-seated abiogenic origin of petroleum: From geological assessment to physical theory. *Rev. Geophys.*, 48, RG1001. <https://doi.org/10.1029/2008RG000270>
- Levshounova S.P. (1991). Hydrogen in petroleum geochemistry. *Terra Nova*, 3, pp. 579–585. <https://doi.org/10.1111/j.1365-3121.1991.tb00199.x>
- Liu Y., Huang H., Liu Q., Xu X., Cheng H., Cheng W. (2020). A reversed compositional pseudo-gradient in biodegraded oil column from Liaohe Basin, NE China. *Marine and Petroleum Geology*, 117, 104378. <http://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104378>
- Lunine J.I., Lorenz R.D. (2009). Rivers, lakes, dunes, and rain: crustal processes in Titan's methane cycle. *Annu. Rev. Earth Planet. Sci.* 37, pp. 299–320. <http://doi.org/10.1146/annurev.earth.031208.100142>
- Marakushev A.A., Perchuk L.L. (1966). Physico-chemical analysis of paragenesis of minerals: A review. *Geological J.*, 5(1), pp. 67–94. <https://doi.org/10.1002/gj.3350050107>
- Marakushev A.A., Marakushev S.A. (2010). Fluid evolution of the Earth and origin of the biosphere. In: Man and the Geosphere, edited by I.V. Florinsky. New York: Nova Science Publishers Inc., pp. 3–31
- Marakushev S.A., Belonogova O.V. (2009). The parageneses thermodynamic analysis of chemoautotrophic CO<sub>2</sub> fixation archaic cycle components, their stability and self-organization in hydrothermal systems. *J. Theor. Biol.*, 257, pp. 588–597. <https://doi.org/10.1016/j.jtbi.2008.11.032>
- Marakushev S.A., Belonogova O.V. (2019). Ideas and perspectives: Development of nascent autotrophic carbon fixation systems in various redox conditions of the fluid degassing on early Earth. *Biogeosciences*, 16, pp. 1817–1828. <https://doi.org/10.5194/bg-16-1817-2019>
- Mastrogioseppe M., Poggiali V., Hayes A.G., Lunine J. I., Seu R., Mitri G., Lorenz R. D. (2019). Deep and methane-rich lakes on Titan. *Nat Astron.* 3, pp. 535–542. <https://doi.org/10.1038/s41550-019-0714-2>
- Matthewman R., Martins Z., Sephton M.A. (2013). Type IV kerogens as analogues for organic macromolecular materials in aqueously altered carbonaceous chondrites. *Astrobiology*, 13(4), pp. 324–333. <http://doi.org/10.1089/ast.2012.0820>
- Mukhina E., Kolesnikov A., Kutcherov V. (2017). The lower pT limit of deep hydrocarbon synthesis by CaCO<sub>3</sub> aqueous reduction. *Scientific Reports*, 7, 5749. <https://doi.org/10.1038/s41598-017-06155-6>
- Pinti D.L., Marty B. (2000). Noble gases in oil and gas fields: origins and processes. Fluids and Basin Evolution. K. Kyser (ed.). Miner. Ass. Canada Short Course, pp. 160–196.
- Porfir'ev, V.B. (1974) Inorganic origin of petroleum. *AAPG Bull.*, 58(1), pp. 3–33. <https://doi.org/10.1306/83D9136C-16C7-11D7-8645000102C1865D>
- Potter J., Konnerup-Madsen J. (2003). A review of the occurrence and origin of abiogenic hydrocarbons in igneous rocks. In: Hydrocarbons in Crystalline Rocks (Petford N., McCaffrey K. J. W., eds) Special Publications, 214, *Geological Society*, London, pp. 151–173. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2003.214.01.10>
- Sanz-Robinson J., Sugiyama I., Williams-Jones A.E. (2020). The solubility of palladium (Pd) in crude oil at 150, 200 and 250 °C and its application to ore genesis. *Chemical Geology*, 531, 119320. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2019.119320>
- Schreiber U., Mayer C., Schmitz O.J., Rosendahl P., Bronja A., Greule M., Keppler F., Mulder L., Sattler T., Schöler H.F. (2017). Organic compounds in fluid inclusions of Archean quartz – Analogues of prebiotic chemistry on early Earth. *PLoS ONE*, 12, e0177570. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0177570>
- Seewald J.S. (1994). Evidence for metastable equilibrium between hydrocarbons under hydrothermal conditions. *Nature*, 370, pp. 285–287. <https://doi.org/10.1038/370285a0>
- Seewald J.S. (2001). Aqueous geochemistry of low molecular weight hydrocarbons at elevated temperature and pressure: Constrains from mineral buffered laboratory experiments. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 65, pp. 1641–1664. [https://doi.org/10.1016/S0016-7037\(01\)00544-0](https://doi.org/10.1016/S0016-7037(01)00544-0)
- Seitz K.W., Dombrowski N., Eme L., Spang A., Lombard J., Sieber J.R., Teske A.P., Ettema T.J.G., Baker B.J. (2019). Asgard archaea capable of anaerobic hydrocarbon cycling. *Nature Commun.*, 10, 1822. <https://doi.org/10.1038/s41467-019-09364-x>
- Sephton M.A., Hazen R.M. (2013). On the origins of deep hydrocarbons. *Reviews in Mineralogy & Geochemistry*, 75, pp. 449–465. <https://doi.org/10.2138/rmg.2013.75.14>
- Serovaiskii A., Dubrovinsky L., Kutcherov V. (2020). Stability of a petroleum-like hydrocarbon mixture at thermobaric conditions that correspond to depths of 50 km. *Minerals*, 10, pp. 355–362. <https://doi.org/10.3390/min10040355>
- Serovaiskii A., Kutcherov V. (2020). Formation of complex hydrocarbon systems from methane at the upper mantle thermobaric conditions. *Sci. Rep.* 10, 4559. <https://doi.org/10.1038/s41598-020-61644-5>
- Sheik C.S., Cleaves H. J., Johnson-Finn K., Giovannelli D., Kieft T.L., Papineau D., Schrenk M.O., Tumiati S. (2020). Abiotic and biotic processes that drive carboxylation and decarboxylation reactions. *American Mineralogist.*, 105(5), pp. 609–615. <https://doi.org/10.2138/am-2020-7166CCBYNCND>
- Skvortsov V.A. (2020). Assessment of the oil and gas potential of the basement of the southern part of the siberian platform and deep-seated oil exploration. *Dokl. Earth Sci.*, 492, pp. 302–305. <https://doi.org/10.1134/S1028334X20050220>
- Sokol A.G., Tomilenko A. A., Bul'bak T.A., Sokol I. A., Zaikin P.A., Palyanova G.A., Palyanov Y.N. (2019). Hydrogenation of carbon at 5.5–7.8 GPa and 1100–1400 °C: Implications to formation of hydrocarbons in reduced mantles of terrestrial planets. *Phys. Earth Planet. Inter.*, 291, pp. 12–23. <https://doi.org/10.1016/j.pepi.2019.04.002>
- Sokol A.G., Tomilenko A.A., Sokol I.A., Zaikin P.A., Bul'bak T.A. (2020). Formation of hydrocarbons in the presence of native iron under upper mantle conditions: experimental constraints. *Minerals*, 10(2), 88. <https://doi.org/10.3390/min10020088>
- Tao R., Zhang L., Tian M., Zhu J., Liu X., Liu J., Höfer H.E., Stagno V., Fei Y. (2018). Formation of abiogenic hydrocarbon from reduction of carbonate in subduction zones: Constraints from petrological observation and experimental simulation. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 239, pp. 390–408. <https://doi.org/10.1016/j.gca.2018.08.008>
- Tissot B. (2003). Preliminary data on the mechanisms and kinetics of the formation of petroleum in sediments. Computer simulation of a reaction flowsheet. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, 58(2), pp. 183–202. <https://doi.org/10.2516/ogst.2003013>



Tissot B.P., Welte D.H. (2013). Petroleum formation and occurrence. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 700 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-87813-8>

Touret J.L.R. (2003) Remnants of early Archaean hydrothermal methane and brines in pillow-breccia from the Isua-Greenstone Belt, West Greenland. *Precambrian Res.*, 126, pp. 219–233. [https://doi.org/10.1016/S0301-9268\(03\)00096-2](https://doi.org/10.1016/S0301-9268(03)00096-2)

Vandenbroucke M., Largeau C. (2007). Kerogen origin, evolution and structure. *Organic Geochemistry*, 38, pp. 719–833. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2007.01.001>

Zou C.N., Yang Z., Tao S.Z., Yuan X.J., Zhu R.K., Hou L.H., Wu S.T., Sun L., Zhang G.S., Bai B., Wang, L., Gao X.H., Pang, Z.L. (2013). Continuous hydrocarbon accumulation over a large area as a distinguishing characteristic of unconventional petroleum: The Ordos Basin, North-Central China. *Earth-Science Reviews*, 126, pp. 358–369. <http://dx.doi.org/10.1016/j.earscienv.2013.08.006>

## Сведения об авторах

Сергей Алексеевич Маракушев – доктор биол. наук, научный сотрудник, Институт проблем химической физики РАН

Россия, 142432, Московская обл., Черноголовка, пр-т ак. Семенова, д. 1. e-mail: marak@cat.icp.ac.ru

Ольга Васильевна Белоногова – кандидат хим. наук, младший научный сотрудник, Институт проблем химической физики РАН

Россия, 142432, Московская обл., Черноголовка, пр-т ак. Семенова, д. 1. e-mail: ovbel@icp.ac.ru

Статья поступила в редакцию 19.09.2020;

Принята к публикации 18.06.2021; Опубликована 30.09.2021

IN ENGLISH

DISCUSSION ARTICLE

## An inorganic origin of the “oil-source” rocks carbon substance

S.A. Marakushev\*, O.V. Belonogova

Institute of Problems of Chemical Physics of the Russian Academy of Sciences, Chernogolovka, Moscow Region, Russian Federation

\*Corresponding author: Sergey A. Marakushev, e-mail: shukaram@yandex.ru

**Abstract.** On the basis of an inorganic concept of the petroleum origin, the phase relationships of crystalline kerogens of black shales and liquid oil at the physicochemical conditions of a typical geobarotherm on the Texas Gulf Coast are considered. At the conditions of the carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) high fluid pressure, the process of oil transformation into kerogens of varying degrees of “maturity” (retrograde metamorphism) takes place with decreasing temperature and hydrogen pressure. Kerogen generation in black shale rocks occurs by the sequential transition through metastable equilibria of liquid oil and crystalline kerogens (phase “freezing” of oil). The upward migration of hydrocarbons (HC) of oil fluids, clearly recorded in the processes of oil deposit replenishment in oil fields, shifts the oil ↔ kerogen equilibrium towards the formation of kerogen. In addition, with decreasing of the hydrogen chemical potential as a result of the process of high-temperature carboxylation and low-temperature hydration of oil hydrocarbons, the “mature” and “immature” kerogens are formed, respectively.

The phase relationships of crystalline black shale kerogens and liquid oil under hypothetical conditions of high fluid pressure of the HC generated in the regime of geodynamic compression of silicate shells of the Earth in the result of the deep alkaline magmatism development. It is substantiated that a falling of hydrogen pressure in rising HC fluids will lead to the transformation of fluid hydrocarbons into liquid oil, and as the HC fluids rise to the surface, the HC ↔ oil ↔ kerogen equilibrium will shift towards the formation of oil and kerogen.

It is round that both in the geodynamic regime of compression and in the regime of expansion of the mantle and crust, carboxylation and hydration are the main geochemical pathways for the transformation of oil hydrocarbons into kerogen and, therefore, the most powerful geological mechanism for the black shale formations.

**Keywords:** chemical potentials, phase diagrams, metastable equilibria, hydrocarbons, fluids, oil, kerogen, black shales, oil deposit replenishment, retrograde metamorphism, carboxylation, hydration

### Acknowledgements

The work was carried out according to the state assignment, state registration number AAAA-A19-119071190045-0.

**Recommended citation:** Marakushev S.A., Belonogova O.V. (2021). An inorganic origin of the “oil-source” rocks carbon substance. *Georesursy = Georesources*, 23(3), pp. 164–176. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.19>

## References

- Alleen J., Flannery D.T., Ferralis N., Williford K.H., Zhang Y., Schuessler J.A., Summons R.E. (2019). Organo-mineral associations in chert of the 3.5 Ga Mount Ada Basalt raise questions about the origin of organic matter in Paleoproterozoic hydrothermally influenced sediments. *Sci. Rep.* 9, 16712. <https://doi.org/10.1038/s41598-019-53272-5>
- Areshev E.G. (2004). Oil and gas bearing basins of the Pacific active belt. Moscow: AVANTI, 287 p. (In Russ.)
- Astaf'ev D.A., Tolstikov A.V., Naumova L.A. (2019). Possibilities of refinement hydrocarbon resources and directions of oil and gas prospecting, taking into account deep structures and geodynamic processes in the Earth's interior. *Vesti gazovoy nauki*, 2(39), pp. 17–28. (In Russ.)
- Bjørlykke K. (2015). Petroleum Geoscience. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 666 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-34132-8>
- Bochkarev V.A., Bochkarev A.V. (2017). Replaceable reserves of hydrocarbon deposits. Moscow: All-Russian Research Institute of Organization, Management and Economics of the Oil and Gas Industry, 275 p. (In Russ.)
- Bowling T.J., Johnson B.C., Marchi S., De Sanctis M.C., Castillo-Rogez J.C., Raymond C.A. (2020). An endogenic origin of cerian organics. *Earth Planet. Sci. Lett.*, 534, 116069. <https://doi.org/10.1016/j.epsl.2020.116069>
- Cheng L., Shi S.-b., Yang L., Zhang Y., Dolfing J., Sun Y.-g., Liu L.-y., Li Q., Tu B., Dai L.-r., Shi Q., Zhang H. (2019). Preferential degradation of long-chain alkyl substituted hydrocarbons in heavy oil under methanogenic conditions. *Org. Geochem.*, 138, 103927. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2019.103927>
- Curiale J.A., Curtis J.B. (2016). Organic geochemical applications to the exploration for source-rock reservoirs – A review. *J. Unconvent. Oil & Gas Resour.*, 13, pp. 1–31. <http://dx.doi.org/10.1016/j.juogr.2015.10.001>
- Dmitrievsky A.N., Valyaev B.M., Drenin I.S. (2018). Isotopic-helium and carbon-helium indicators of the deepness of the processes of oil-gas generation and oil-gas accumulation. *Aktual'nye problemy nefiti i gaza*, 4(23), p. 2. (In Russ.) <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art2>
- Dmitrievsky A.N., Valyaev B.M., Rodkin M.V. (2019). Isotope-geochemical indicators of the depth of oil and gas genesis and accumulation. *Aktual'nye problemy nefiti i gaza*, 4(27), p. 21. (In Russ.) <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art21>
- Ermakov V.V., Kovalsky Yu.V. (2018). Living matter of the biosphere: mass and chemical elemental composition. *Geochemistry International*, 56(10), pp. 969–981. <https://doi.org/10.1134/S0016752518100060>
- Gavrilov V.P. (2008). Possible mechanisms of natural replenishment of reserves in oil and gas fields. *Geologiya nefiti i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 1, pp. 56–64. (In Russ.)
- Gibbs D.V. (1950). On the equilibrium of heterogeneous substances. Thermodynamic work. Moscow-Leningrad: Gostekhizdat, 492 p. (In Russ.)
- Glein C.R., Shock E.L. (2013). A geochemical model of non-ideal solutions in the methane–ethane–propane–nitrogen–acetylene system on Titan. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 115, pp. 217–240. <http://dx.doi.org/10.1016/j.gca.2013.03.030>
- Gold T. (1992). The deep, hot biosphere. *Proc Natl Acad Sci USA*, 89, pp. 6045–6049. <https://doi.org/10.1073/pnas.89.13.6045>

- Gold T. (1999). The deep hot biosphere. New York: Copernicus, 235 p. <https://doi.org/10.1007/978-1-4612-1400-7>
- Goryunov E.Yu., Ignatov P.A., Kliment'eva D.N., Khalikov A.N., Kravchenko M.N. (2015). Manifestation of modern inflows of hydrocarbons into oil and gas complexes on the territory of the Volga-Ural oil and gas province. *Geologiya nefi i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 5, pp. 62–69. (In Russ.)
- Gottikh R.P., Pisotskiy B.I., Plotnikova I.N. (2014). Reduced fluids in the crystalline basement and the sedimentary basin (on an example of Romashkino and Verkhne-Chonskoye oil fields). *ARPJ Journal of Earth Sciences*, 3(1), pp. 25–41. <https://doi.org/10.1016/j.gexplo.2008.11.041>
- Gottikh R.P., Pisotskiy B.I., Plotnikova I.N. (2012). Informative value of small elements in petroleum geology. *Georesursy*, 5(47), pp. 24–31. (In Russ.)
- Gubkin I. M. (1975). The study of oil. Moscow: Nauka, 385 p. (In Russ.)
- Helgeson H.C., Richard L., McKenzie W.F., Norton D.L., Schmitt A. (2009). A chemical and thermodynamic model of oil generation in hydrocarbon source rocks. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 73, pp. 594–695. <https://doi.org/10.1016/j.gca.2008.03.004>
- Henderson K.M., Williams-Jones A.E., Clark J.R. (2019). Metal transport by liquid hydrocarbons: evidence from metalliferous shale and pyrobitumen, Yukon. In: Rogers N. (ed.) Targeted Geoscience Initiative: 2018 Report of Activities. *Geological Survey of Canada*. pp. 179–187. Open File 8549. <https://doi.org/10.4095/313650>
- Huang F., Isabelle D., Cardon H., Montagnac G., Sverjensky D.A. (2017). Immiscible hydrocarbon fluids in the deep carbon cycle. *Nature Commun.*, 8, pp. 15798. <https://doi.org/10.1038/ncomms15798>
- Huang Z., Liang T., Zhan Z.-W., Zou Y.-R., Li M., Peng P. (2018). Chemical structure evolution of kerogen during oil generation. *Marine and Petroleum Geology*, 98, pp. 422–436. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2018.08.039>
- Hunt J. M. (1996). Petroleum Geochemistry and Geology. New York: W.H. Freeman, 743 p.
- Ivanov K.S. (2018). Possible maximum depth of oil deposits. *Izvestiya Ural'skogo gosudarstvennogo gornogo universiteta = News of the Ural State Mining University*, 4(52), pp. 41–49. (In Russ.) <https://doi.org/10.21440/2307-2091-2018-4-41-49>
- Jenden P.D., Hilton D.R., Kaplan J.R., Craig H. (1993). Abiogenic hydrocarbons and mantle helium in oil and gas fields. The Future of Energy Gases. *U.S. Geological Survey Professional Paper*. 1570, pp. 31–56.
- Karpov I.K., Zubkov V.S., Stepanov A.N., Bychinskiy V.A., Artimenko M.V. (1998). Thermodynamic criterion for the metastable state of hydrocarbons in the Earth's crust and upper mantle. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 39(11), pp. 1518–1528. (In Russ.)
- Kas'yanova N.A. (2010). Geofluidodynamic evidence of modern oil and gas reserves replenishment. *Geologiya, geografiya i global'naya energiya*, 3(38), pp. 14–17. (In Russ.)
- Kas'yanova N.A. (2011). Influence of the latest tectonic movements of the Earth's crust and faults on the formation of hydrocarbon deposits and anomalous changes in temperature and pressure conditions in the deposits. *Geologiya, geografiya i global'naya energiya*, 3(42), pp. 7–15. (In Russ.)
- Kenney J.F., Kutcherov V.A., Bendeliani N.A., Alexeev V.A. (2002). The evaluation of multicomponent system at high pressure: VI. The thermodynamic stability of the hydrogen-carbon system: The genesis of hydrocarbon and the origin of petroleum. *Proc. Natl. Acad. Sci. USA*, 99(17), pp. 10976–10981. <https://doi.org/10.1073/pnas.172376899>
- Kissin Y.V. (1987). Catagenesis and composition of petroleum: Origin of n-alkanes and isoalkanes in petroleum crudes. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 51(9), pp. 2445–2457. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(87\)90296-1](https://doi.org/10.1016/0016-7037(87)90296-1)
- Kissin Y.V. (2003). Hydrocarbon components in carbonaceous meteorites. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 67(9), pp. 1723–1735. [https://doi.org/10.1016/S0016-7037\(02\)00982-1](https://doi.org/10.1016/S0016-7037(02)00982-1)
- Kolesnikov A.Yu., Saul J.M., Kutcherov V.G. (2017). Chemistry of hydrocarbons under extreme thermobaric conditions. *Chemistry Select*, 2, pp. 1336–1352. <https://doi.org/10.1002/slct.201601123>
- Kontorovich A.E., Melenevsky V.N. (1988). The study of the main phase of oil formation and its place in the sedimentary-migration theory of naphthodogenesis. *Izv. AN SSSR, Ser. geologich.*, 1, pp. 3–13. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Vyshemirsky V.S. (1997). Uneven formation of oil in the history of the Earth, as a result of the cyclical development of the Earth's crust. *Doklady Akademii nauk*, 356(6), pp. 794–797. (In Russ.)
- Kontorovich A.E. (2004). Essays on the theory of naphthodogenesis. Selected papers. Novosibirsk: SO RAS Publ., 545 p. (In Russ.)
- Korzhinskii D.S. (1959). Physicochemical basis of the analysis of the paragenesis of minerals. New York: Consultants Bureau, Inc., 142 p.
- Korzhinskii D.S. (1966). On thermodynamics of open systems and phase rule. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 30, pp. 829–836. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(66\)90135-9](https://doi.org/10.1016/0016-7037(66)90135-9)
- Kropotkin P.N. (1986). Degasification of the Earth and the genesis of hydrocarbons. *Zh. Vsesoyuznogo khimicheskogo obshchestva im. D.I. Mendeleeva*, 31(5), pp. 540–547. (In Russ.)
- Kucherov V.G., Serovayskii A.Yu. (2018). Stability of hydrocarbon systems at ultra-high temperature and pressure parameters. *Aktual'nye problemy nefi i gaza*, 4(23), p. 37. (In Russ.) <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art37>
- Kutcherov V.G., Krayushkin V.A. (2010). Deep-seated abiogenic origin of petroleum: From geological assessment to physical theory. *Rev. Geophys.*, 48, RG1001. <https://doi.org/10.1029/2008RG000270>
- Kudryavtsev N.A. (1951). Against the organic hypothesis of the origin of oil. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 9, pp. 17–29. (In Russ.)
- Kudryavtsev N.A. (1973). Genesis of oil and gas. *Tr. VNIIGRI*, 319. Leningrad: Nedra, 216 p. (In Russ.)
- Kudryavtsev N.A. (2013). Genesis of oil and gas. Chapter 2. *Glubinnaya nefi'*, 1(10), pp. 1586–1593. (In Russ.)
- Kusov B.R. (2011). Genesis of some carbonaceous minerals (From methane to diamond). Vladikavkaz: IPO SOIGSI, 195 p. (In Russ.)
- Letnikov F.A. (2005). Fluid mechanism of destruction of the continental crust and the formation of sedimentary oil and gas basins. *Doklady Akademii nauk*, 401(2), pp. 205–207. (In Russ.)
- Letnikov F.A. (2013). Synergetic aspects of the problem of deep oil formation. *Glubinnaya nefi'*, 1(6), pp. 790–810. (In Russ.)
- Levshounova S.P. (1991). Hydrogen in petroleum geochemistry. *Terra Nova*, 3, pp. 579–585. <https://doi.org/10.1111/j.1365-3121.1991.tb00199.x>
- Liu Y., Huang H., Liu Q., Xu X., Cheng H., Cheng W. (2020). A reversed compositional pseudo-gradient in biodegraded oil column from Liaohu Basin, NE China. *Marine and Petroleum Geology*, 117, 104378. <http://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104378>
- Lunine J.I., Lorenz R.D. (2009). Rivers, lakes, dunes, and rain: crustal processes in Titan's methane cycle. *Annu. Rev. Earth Planet. Sci.* 37, pp. 299–320. <http://doi.org/10.1146/annurev.earth.031208.100142>
- Lurye M.A. (2013). Is there a genetic connection between oil and coal systems. *Glubinnaya nefi'*, 1(5), pp. 648–651. (In Russ.)
- Lurye M.A. (2019). Conversion of deep abiogenic fluids into oil matter. *Geologiya nefi i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 5, pp. 73–82. (In Russ.) <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-5-73-82>
- Malysheva L.K. (2019). Abiogenic hydrocarbons of Titanium. *Tr. IGG UrO RAN*, 166, pp. 108–113. (In Russ.)
- Marakushev A.A. (1999). The origin of the Earth and the nature of its endogenous activity. Moscow: Nauka, 255 p. (In Russ.)
- Marakushev A.A., Marakushev S.A. (2006a). P, T - facies of simple, hydrocarbon and organic substances of the C-H-O system. *Doklady Akademii nauk*, 406(4), pp. 521–527. (In Russ.) <https://doi.org/10.1134/S1028334X0601034X>
- Marakushev A.A., Marakushev S.A. (2006b). The nature of the geochemical specificity of oil. *Doklady Akademii nauk*, 411(1), pp. 111–117. (In Russ.) <https://doi.org/10.1134/S1028334X06080319>
- Marakushev A.A., Marakushev S.A. (2006c). Factors of formation of carbon isotope anomalies in sedimentary rocks. *Vestn. Komi NTs UrO RAN*, 7, pp. 2–4. (In Russ.)
- Marakushev A.A., Marakushev S.A. (2008). Formation of oil and gas fields. *Litologiya i poleznye iskopaemye = Lithology and Mineral Resources*, 5, pp. 505–521. (In Russ.) <https://doi.org/10.1134/S0024490208050039>
- Marakushev A.A., Marakushev S.A. (2010). Origin and fluid evolution of the Earth. *Prostranstvo i Vremya*, 1, pp. 98–118. (In Russ.)
- Marakushev A.A., Glazovskaya L.I., Paneyakh N.A., Marakushev S.A. (2012). Problem of the origin of the Witwatersrand uranium-gold deposit. *Moscow Univ. Geol. Bull.*, 67, pp. 143–156. <https://doi.org/10.3103/S0145875212030052>
- Marakushev A.A., Glazovskaya L.I., Marakushev S.A. (2013). Evolution of the iron-silicate and carbon material of carbonaceous chondrites. *Moscow Univ. Geol. Bull.*, 68, pp. 265–281. <https://doi.org/10.3103/S0145875213050074>
- Marakushev A.A., Paneyakh N.A., Marakushev S.A. (2014). Sulfide ore formation and its hydrocarbon specialization. Moscow: GEOS, 184 p. (In Russ.)
- Marakushev A.A., Perchuk L.L. (1966). Physico-chemical analysis of paragenesis of minerals: A review. *Geological J.*, 5(1), pp. 67–94. <https://doi.org/10.1002/gj.3350050107>
- Marakushev A.A., Marakushev S.A. (2010). Fluid evolution of the Earth and origin of the biosphere. In: Man and the Geosphere, edited by I.V. Florinsky. New York: Nova Science Publishers Inc., pp. 3–31
- Marakushev S.A., Belonogova O.V. (2009) The parageneses thermodynamic analysis of chemoautotrophic CO<sub>2</sub> fixation archaic cycle components, their stability and self-organization in hydrothermal systems. *J. Theor. Biol.*, 257, pp. 588–597. <https://doi.org/10.1016/j.jtbi.2008.11.032>
- Marakushev S.A., Belonogova O.V. (2019). Ideas and perspectives: Development of nascent autotrophic carbon fixation systems in various redox conditions of the fluid degassing on early Earth. *Biogeosciences*, 16, pp. 1817–1828. <https://doi.org/10.5194/bg-16-1817-2019>
- Mastrogioseppe M., Poggiali V., Hayes A.G., Lunine J. I., Seu R., Mitri G., Lorenz R. D. (2019). Deep and methane-rich lakes on Titan. *Nat. Astron.* 3, pp. 535–542. <https://doi.org/10.1038/s41550-019-0714-2>
- Matthewman R., Martins Z., Sephton M.A. (2013). Type IV kerogens



as analogues for organic macromolecular materials in aqueously altered carbonaceous chondrites. *Astrobiology*, 13(4), pp. 324–333. <http://doi.org/10.1089/ast.2012.0820>

Mendelev D.I. (1949). Oil. Leningrad-Moscow: AN SSSR, 25(10), 830 s. (In Russ.)

Mukhina E., Kolesnikov A., Kutcherov V. (2017). The lower pT limit of deep hydrocarbon synthesis by CaCO<sub>3</sub> aqueous reduction. *Scientific Reports*, 7, 5749. <https://doi.org/10.1038/s41598-017-06155-6>

Muslimov R.Kh., Glumov N.F., Plotnikova I.N., Trofimov V.A., Nurgaliev D.K. (2004). Oil and gas fields are self-developing and constantly renewable facilities. *Geologiya nefi i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, Spec. Is., pp. 43–49. (In Russ.)

Muslimov R.Kh., Trofimov V.A., Plotnikova I.N. (2019). The role of deep degassing of the Earth and the crystalline basement in the formation and natural replenishment of oil and gas reserves. *Kazan: FEN*, 264 p. (In Russ.)

Muslimov R.Kh., Plotnikova I.N. (2019). Replenishment of oil deposits from the position of a new concept of oil and gas formation. *Georesursy = Georesources*, 21(4), pp. 40–48. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.40-48>

Pavlenkova N.I. (2018). Features of migration of deep fluids in the consolidated crust. *Aktual'nye problemy nefi i gaza*, 4(23), p. 42. (In Russ.) <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art42>

Petrov A.A. (1984). Petroleum hydrocarbons. Moscow: Nauka, 264 p. (In Russ.)

Pinti D.L., Marty B. (2000). Noble gases in oil and gas fields: origins and processes. *Fluids and Basin Evolution*. K. Kyser (ed.). Miner. Ass. Canada Short Course, pp. 160–196.

Porfir'ev, V.B. (1974) Inorganic origin of petroleum. *AAPG Bull.*, 58 (1), pp. 3–33. <https://doi.org/10.1306/83D9136C-16C7-11D7-8645000102C1865D>

Potter J., Konnerup-Madsen J. (2003). A review of the occurrence and origin of abiogenic hydrocarbons in igneous rocks. In: *Hydrocarbons in Crystalline Rocks* (Petford N., McCaffrey K. J. W., eds) Special Publications, 214, *Geological Society*, London, pp. 151–173. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2003.214.01.10>

Punanova S.A., Vinogradova T. L. (2016). Comparative characteristics of natural hydrocarbon systems of various genesis. *Neftekhimiya*, 56(4), pp. 326–336. (In Russ.) <https://doi.org/10.7868/S0028242116040146>

Punanova S.A. (2019). Oil and gas possibility of crystalline basement taking into account development in it of non-structural traps of combined type. *Georesursy = Georesources*, 21(4), pp. 19–26. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.19-26>

Sanz-Robinson J., Sugiyama I., Williams-Jones A.E. (2020). The solubility of palladium (Pd) in crude oil at 150, 200 and 250 °C and its application to ore genesis. *Chemical Geology*, 531, 119320. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2019.119320>

Schreiber U., Mayer C., Schmitz O.J., Rosendahl P., Bronja A., Greule M., Keppler F., Mulder I., Sattler T., Schöler H.F. (2017). Organic compounds in fluid inclusions of Archean quartz – Analogues of prebiotic chemistry on early Earth. *PLoS ONE*, 12, e0177570. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0177570>

Seewald J.S. (1994). Evidence for metastable equilibrium between hydrocarbons under hydrothermal conditions. *Nature*, 370, pp. 285–287. <https://doi.org/10.1038/370285a0>

Seewald J.S. (2001). Aqueous geochemistry of low molecular weight hydrocarbons at elevated temperature and pressure: Constrains from mineral buffered laboratory experiments. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 65, pp. 1641–1664. [https://doi.org/10.1016/S0016-7037\(01\)00544-0](https://doi.org/10.1016/S0016-7037(01)00544-0)

Seitz K.W., Dombrowski N., Eme L., Spang A., Lombard J., Sieber J.R., Teske A.P., Ettema T.J.G., Baker B.J. (2019). Asgard archaea capable of anaerobic hydrocarbon cycling. *Nature Commun.*, 10, 1822. <https://doi.org/10.1038/s41467-019-09364-x>

Sephton M.A., Hazen R.M. (2013). On the origins of deep hydrocarbons. *Reviews in Mineralogy & Geochemistry*, 75, pp. 449–465. <https://doi.org/10.2138/rmg.2013.75.14>

Serovaiskii A., Dubrovinsky L., Kutcherov V. (2020). Stability of a petroleum-like hydrocarbon mixture at thermobaric conditions that correspond to depths of 50 km. *Minerals*, 10, pp. 355–362. <https://doi.org/10.3390/min10040355>

Serovaiskii A., Kutcherov V. (2020). Formation of complex hydrocarbon systems from methane at the upper mantle thermobaric conditions. *Sci. Rep.*, 10, 4559. <https://doi.org/10.1038/s41598-020-61644-5>

Sheik C.S., Cleaves H. J., Johnson-Finn K., Giovannelli D., Kieft T.L., Papineau D., Schrenk M.O., Tumati S. (2020). Abiotic and biotic processes that drive carboxylation and decarboxylation reactions. *American Mineralogist.*, 105(5), pp. 609–615. <https://doi.org/10.2138/am-2020-7166CCBYNCND>

Shnip O.A. (1997). Hydrocarbons of gas-liquid inclusions in minerals of granulites of the basement of oil and gas bearing regions. *Geologiya nefi i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 2, pp. 41–44. (In Russ.)

Simonyan G.S. (2016). Endogenous formation of naphthides in the light of the abiogenic theory of oil formation. *Tekhnicheskie nauki*, 4, pp. 77–100. (In Russ.)

Skvortsov V.A. (2020). Assessment of the oil and gas potential of the basement of the southern part of the siberian platform and deep-seated oil exploration. *Dokl. Earth Sci.*, 492, pp. 302–305. <https://doi.org/10.1134/S1028334X20050220>

Sokol A.G., Tomilenko A. A., Bul'bak T.A., Sokol I. A., Zaikin P.A., Palyanova G.A., Palyanov Y.N. (2019). Hydrogenation of carbon at 5.5–7.8 GPa and 1100–1400 °C: Implications to formation of hydrocarbons in reduced mantles of terrestrial planets. *Phys. Earth Planet. Inter.*, 291, pp. 12–23. <https://doi.org/10.1016/j.pepi.2019.04.002>

Sokol A.G., Tomilenko A.A., Sokol I.A., Zaikin P.A., Bul'bak T.A. (2020). Formation of hydrocarbons in the presence of native iron under upper mantle conditions: experimental constraints. *Minerals*, 10(2), 88. <https://doi.org/10.3390/min10020088>

Starostenko V.I., Lukin A.E., Tsvetkova T.A., Zaets L.N., Dontsov V.V., Savinykh Yu.V. (2011). On the participation of superdeep fluids in naphthydogenesis (according to the study of the unique oil field White Tiger). *Geofizicheskii zhurnal*, 33(4), pp. 3–32. (In Russ.)

Syvorotkin V.L., Pavlenkova N.I. (2013). World rift system and oil and gas belts of the planet. *Glubinnaya nefi*, 1(10), pp. 1576–1585. (In Russ.)

Tao R., Zhang L., Tian M., Zhu J., Liu X., Liu J., Höfer H.E., Stagno V., Fei Y. (2018). Formation of abiogenic hydrocarbon from reduction of carbonate in subduction zones: Constraints from petrological observation and experimental simulation. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 239, pp. 390–408. <https://doi.org/10.1016/j.gca.2018.08.008>, 2018

Timurziev A.I. (2007). Towards the creation of a new paradigm of oil and gas geology based on the depth filtration model of oil and gas formation and oil and gas accumulation. *Geofizika*, 4, pp. 49–60. (In Russ.)

Timurziev A.I. (2013). Mantle sources of hydrocarbon generation: geological and physical features and predictive and prospecting criteria for mapping; regularities of oil and gas content of the subsoil as a reflection of the unloading in the Earth's crust of mantle hydrocarbon systems. *Glubinnaya nefi*, 1(10), pp. 1498–1544. (In Russ.)

Tissot B. (2003). Preliminary data on the mechanisms and kinetics of the formation of petroleum in sediments. Computer simulation of a reaction flowsheet. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, 58(2), pp. 183–202. <https://doi.org/10.2516/ogst.2003013>

Tissot B.P., Welte D.H. (2013). Petroleum formation and occurrence. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 700 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-87813-8>

Touret J.L.R. (2003) Remnants of early Archean hydrothermal methane and brines in pillow-breccia from the Isua-Greenstone Belt, West Greenland. *Precambrian Res.*, 126, pp. 219–233. [https://doi.org/10.1016/S0301-9268\(03\)00096-2](https://doi.org/10.1016/S0301-9268(03)00096-2)

Vandenbroucke M., Largeau C. (2007). Kerogen origin, evolution and structure. *Organic Geochemistry*, 38, pp. 719–833. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2007.01.001>

Vassoevich E.B. (1986). Selected Works. Geochemistry of organic matter and the origin of oil. Moscow: Nauka, 367 p. (In Russ.)

Zou C.N., Yang Z., Tao S.Z., Yuan X.J., Zhu R.K., Hou L.H., Wu S.T., Sun L., Zhang G.S., Bai B., Wang, L., Gao X.H., Pang, Z.L. (2013). Continuous hydrocarbon accumulation over a large area as a distinguishing characteristic of unconventional petroleum: The Ordos Basin, North-Central China. *Earth-Science Reviews*, 126, pp. 358–369. <http://dx.doi.org/10.1016/j.earscirev.2013.08.006>

Zubkov V.S. (2005). Thermodynamic modeling of the C-H-N-O-S system in the PT-conditions of the upper mantle. Irkutsk: Irkutsk University, 180 p. (In Russ.)

Zubkov V.S. (2009). Hypotheses of the origin of heavy hydrocarbons and bitumen in ophiolites of different ages. *Litosfera = Lithosphere (Russia)*, 1, pp. 70–80. (In Russ.)

Zubkov B.C. (2010). Ore mineralization in naphthides. *Otechestvennaya geologiya*, 3, pp. 60–66. (In Russ.)

## About the Authors

**Sergey A. Marakushev** – DSc (Biology), Researcher, Institute of Problems of Chemical Physics of the Russian Academy of Sciences  
1, Ac. Semenov Av., Chernogolovka, Moscow Region, 142432, Russian Federation. e-mail: marak@cat.icp.ac.ru

**Olga V. Belonogova** – PhD (Chemistry), Junior Researcher, Institute of Problems of Chemical Physics of the Russian Academy of Sciences

1, Ac. Semenov Av., Chernogolovka, Moscow Region, 142432, Russian Federation. e-mail: ovbel@icp.ac.ru

Manuscript received 19 September 2020;

Accepted 18 June 2021;

Published 30 September 2021