

**ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ**

ISSN (print) – 2500-1019
ISSN (on-line) – 2413-1830

**ИЗВЕСТИЯ
ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА
ИНЖИНИРИНГ ГЕОРЕСУРСОВ**

Том 334, № 2, 2023

Издательство
Томского политехнического университета
2023

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Семилетов И.П., гл. редактор, д-р геогр. наук (Россия)
Оствальд Р.В., канд. хим. наук (Россия)
Савичев О.Г., д-р геогр. наук (Россия)
Покровский О.С., канд. геол.-минерал. наук (Франция)
Старостенко В.И., д-р физ.-мат. наук (Украина)
Конторович А.Э., д-р геол.-минерал. наук (Россия)
Белозеров В.Б., д-р геол.-минерал. наук (Россия)
Никитенков Н.Н., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Силкин В.М., д-р физ.-мат. наук (Испания)
Коротеев Ю.М., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Уленекс О.Н., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Борисов А.М., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Коршунов А.В., д-р хим. наук (Россия)
Пестряков А.Н., д-р хим. наук (Россия)
Тойпель У., Dsc (Германия)
Джин-Чун Ким, Dsc (Южная Корея)
Заворин А.С., д-р техн. наук (Россия)
Ханьялич К., Dsc (Нидерланды)
Маркович Д.М., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Алексеев С.В., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Воропай Н.И., д-р техн. наук (Россия)
Чогегуров А.И., канд. техн. наук (Россия)
Руи Д., PhD (Португалия)
Зиатдинов Р.А., канд. физ.-мат. наук (Южная Корея)
Спицын В.Г., д-р техн. наук (Россия)
Муравьев С.В., д-р техн. наук (Россия)
Пойлов В.З., д-р техн. наук (Россия)
Лотов В.А., д-р техн. наук (Россия)
Софронов В.Л., д-р хим. наук (Россия)
Бузник В.М., д-р хим. наук (Россия)
Захаров Ю.А., д-р хим. наук (Россия)
Антипенко В.Р., д-р хим. наук (Россия)
Голик В.И., д-р техн. наук (Россия)
Абуталипова Е.М., д-р техн. наук (Россия)
Полищук В.И., д-р техн. наук (Россия)
Хамитов Р.Н., д-р техн. наук (Россия)
Зюев А.М., д-р техн. наук (Россия)
Третьяк А.Я., д-р техн. наук (Россия)
Арбузов С.И., д-р геол.-минерал. наук (Россия)
Ковалев В.З., д-р техн. наук (Россия)
Романенко С.В., д-р хим. наук (Россия)
Кириянова Л.Г., канд. филос. наук (Россия)
Строкова Л.А., д-р геол.-минерал. наук (Россия)
Мазуров А.К., д-р геол.-минерал. наук (Россия)
Боярко Г.Ю., д-р экон. наук, канд. геол.-минерал. наук (Россия)
Стрижак П.А., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Глазырин А.С., выпуск. редактор, д-р техн. наук (Россия)

Входит в Перечень ВАК РФ – ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук.

Подписной индекс в объединённом каталоге «Пресса России» – 18054

© ФГАОУ ВО НИ ТПУ, 2023

УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

Журнал «Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов» – рецензируемый научный журнал, издающийся с 1903 года.

Учредителем является Томский политехнический университет.

Журнал зарегистрирован Министерством Российской Федерации по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций – Свидетельство ПИ № ФС 77-65008 от 04.03.2016 г.

ISSN (print) – 2500-1019
ISSN (on_line) – 2413-1830

«Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов» публикует оригинальные работы, обзорные статьи, очерки и обсуждения, охватывающие последние достижения в области геологии, разведки и добычи полезных ископаемых, технологии транспортировки и глубокой переработки природных ресурсов, энергоэффективного производства и преобразования энергии на основе полезных ископаемых, а также безопасной утилизации геологических объектов.

Журнал представляет интерес для геологов, химиков, технологов, физиков, экологов, энергетиков, специалистов по хранению и транспортировке энергоресурсов, ИТ-специалистов, а также ученых других смежных областей.

Тематические направления журнала «Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов»:

- Прогнозирование и разведка георесурсов
- Добыча георесурсов
- Транспортировка георесурсов
- Глубокая переработка георесурсов
- Энергоэффективное производство и преобразование энергии на основе георесурсов
- Безопасная утилизация георесурсов и вопросы геоэкологии
- Инженерная геология Евразии и окраинных морей

К публикации принимаются статьи, ранее нигде не опубликованные и не представленные к печати в других изданиях.

Статьи, отбираемые для публикации в журнале, проходят закрытое (слепое) рецензирование.

Автор статьи имеет право предложить двух рецензентов по научному направлению своего исследования.

Окончательное решение по публикации статьи принимает главный редактор журнала.

Все материалы размещаются в журнале на бесплатной основе.

Журнал издается ежемесячно.

Полнотекстовый доступ к электронной версии журнала возможен на сайтах www.elibrary.ru, scholar.google.com



**TOMSK
POLYTECHNIC
UNIVERSITY**

ISSN (print) – 2500_1019
ISSN (on_line) – 2413_1830

**BULLETIN
OF THE TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY
GEO ASSETS ENGINEERING**

Volume 334, № 2, 2023

Tomsk Polytechnic University Publishing House
2023

EDITORIAL BOARD

Semiletov I.P., editor in chief, Dr. Sc. (Russia)
Ostvald R.V., Cand. Sc. (Russia)
Savichev O.G., Dr. Sc. (Russia)
Pokrovsky O.S., Cand. Sc. (France)
Starostenko V.I., Dr. Sc. (Ukraine)
Kontorovich A.E., Dr. Sc. (Russia)
Belozеров V.B., Dr. Sc. (Russia)
Nikitenkov N.N., Dr. Sc. (Russia)
Silkin V.M., PhD (Spain)
Koroteev Yu.M., Dr. Sc. (Russia)
Ulenekov O.N., Dr. Sc. (Russia)
Borisov A.M., Dr. Sc. (Russia)
Korshunov A.V., Dr. Sc. (Russia)
Pestryakov A.N., Dr. Sc. (Russia)
Teipel U., Dsc (Germany)
Jin-Chun Kim, Dsc (South Korea)
Zavorin A.S., Dr. Sc. (Russia)
Hanjalic K., Dsc (Netherlands)
Markovich D.M., Dr. Sc. (Russia)
Aleksenko S.V., Dr. Sc. (Russia)
Voropai N.I., Dr. Sc. (Russia)
Kochegurov A.I., Cand. Sc. (Russia)
Rui D., PhD (Portugal)
Ziatdinov R.A., Cand. Sc. (South Korea)
Muravyov S.V., Dr. Sc. (Russia)
Spitsyn V.G., Dr. Sc. (Russia)
Poilov V.Z., Dr. Sc. (Russia)
Lotov V.A., Dr. Sc. (Russia)
Sofronov V.L., Dr. Sc. (Russia)
Bouznik V.M., Dr. Sc. (Russia)
Zakharov Yu.A., Dr. Sc. (Russia)
Antipenko V.R., Dr. Sc. (Russia)
Golik V.I., Dr. Sc. (Russia)
Abutalipova E.M., Dr. Sc. (Russia)
Polishchuk V.I., Dr. Sc. (Russia)
Khamitov R.N., Dr. Sc. (Russia)
Zyuzev A.M., Dr. Sc. (Russia)
Tretiak A.Ya., Dr. Sc. (Russia)
Arbuzov S.I., Dr. Sc. (Russia)
Kovalev V.Z., Dr. Sc. (Russia)
Romanenko S.V., Dr. Sc. (Russia)
Kiryanova L.G., Cand. Sc. (Russia)
Strokova L.A., Dr. Sc. (Russia)
Mazurov A.K., Dr. Sc. (Russia)
Boyarko G.Yu., Dr. Sc., Cand. Sc. (Russia)
Strizhak P.A., Dr. Sc. (Russia)
Glazyrin A.S., managing editor, Dr. Sc. (Russia)

AIMS AND SCOPES

Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering is peer-reviewed journal owned by Tomsk Polytechnic University.

The journal was founded in 1903.

The journal is registered internationally (ISSN 2413-1830) and nationally (Certificate PE no. FM 77-65008, March 04, 2016 from the RF Ministry of Press, Broadcasting and Mass Communications).

ISSN (print) – 2500-1019

ISSN (on-line) – 2413-1830

The journal publishes research papers in the field defined as "life cycle of georesources". It presents original papers, reviews articles, rapid communications and discussions covering recent advances in geology, exploration and extraction of mineral resources, transportation technologies and deep processing of natural resources, energy-efficient production and energy conversion based on mineral resources as well as on safe disposal of geo assets.

The journal will be of interest to geologists, chemists, engineers, physicists, ecologists, power engineers, specialists in storage and transportation of energy resources, IT specialists as well as to other specialists in the related fields.

Scope of the journal issue "Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering" in accordance with Geo Assets (GA) strategy includes:

- Geo Assets exploration and refining;
- Geo Assets mining and transportation;
- Geo Assets deep processing;
- Energy-efficient production and conversion of energy based on Geo Assets;
- Safe disposal of Geo Assets and Geoecology issues;
- Geo-engineering of Eurasia and marginal sea;
- Economic and social aspects of using Geo Assets.

Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering publishes only original research articles. All articles are peer reviewed by international experts. Both general and technical aspects of the submitted paper are reviewed before publication. Authors are advised to suggest two potential reviewers who are familiar with the research focus of the article. Final decision on any paper is made by the Editor in Chief.

Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering is published monthly.

The publication of manuscripts is free of charge.

СОДЕРЖАНИЕ

CONTENTS

- Изотопный состав Sr и Nd гидрогенных железомарганцевых корок Северной Пацифики**
Михайлик П.Е., Вишневецкая И.А., Михайлик Е.В., Рашидов В.А., Савельев Д.П., Солошенко Н.Г. 7
- Изотопно-концентрационная характеристика природных вод Новосибирской области как инструмент контроля их взаимодействия с окружением**
Пыряев А.Н., Новиков Д.А., Максимова А.А., Дульцев Ф.Ф., Деркачев А.С., Черных А.В., Хвощевская А.А. 22
- Первые данные о микроминеральных формах нахождения элементов в волосах млекопитающих Приморского Края**
Ильенок С.С., Барановская Н.В., Паничев А.М., Серёдкин И.В., Беляновская А.И., Чекрыжов И.Ю., Макаревич Р.А., Соктоев Б.Р. 34
- Численные исследования двигателя внутреннего сгорания дизеля при сжигании в качестве основного топлива парогазовых продуктов пиролиза древесины**
Цибульский С.А., Ларионов К.Б. 46
- Использование перекрестной схемы резания для снижения пылевидных и небогатых фракции при механизированной добыче калийной руды**
Суханов А.Е., Шишлянников Д.И., Исаевич А.Г. 60
- Анализ диапазонов повышения энергоэффективности газового инфракрасного излучателя**
Борисов Б.В., Вяткин А.В., Максимов В.И., Нагорнова Т.А., Салагаев С.О. 70
- Обоснование прогнозной величины прироста дебита нефти после применения ГТМ с помощью статистического метода**
Галкин В.И., Колтырин А.Н. 81
- Тепловое поле в скважине при индукционном нагреве обсадной колонны в условиях низкой скорости потока**
Акчурин Р.З., Давлетшин Ф.Ф., Рамазанов А.Ш., Шарафутдинов Р.Ф. 87
- Применение численного моделирования для анализа эффективности греющего кабеля при добыче высоковязкой нефти**
Костарев Н.А., Труфанова Н.М. 99
- Минералого-геохимическая специфика ооидовых железняков гидротермального происхождения**
Калинина Н.А., Рудмин М.А. 111
- Особенности состава органического вещества донных осадков Чаунской Губы (Восточно-Сибирское Море)**
Полтавская Н.А., Гершелис Е.В., Оберемок И.А., Гринько А.А., Чаркин А.Н., Ярошук Е.И., Дударев О.В., Смирнова Н.А., Гусева Н.В., Семилетов И.П. 130
- Анализ структуры техногенных россыпей и оценка опыта их разработки**
Мурзин Н.В., Тальгамер Б.Л. 147
- Скважинная интерференция как метод анализа эффективности системы заводнения на карбонатном типе коллектора**
Архипов А.С., Кузьмин М.И. 154
- Совершенствование математической модели тепломассопереноса в замораживаемом породном массиве, реализованной в программе FrozenWall**
Богомягков А.В., Пугин А.В. 164
- Sr and Nd isotopes in hydrogenetic ferromanganese crusts from the North Pacific**
Mikhailik P.E., Vishnevskaya I.A., Mikhailik E.V., Rashidov V.A., Savelyev D.P., Soloshenko N.G.
- Isotope-concentration characteristics of natural waters in the Novosibirsk region as a tool for control of their interaction with the environment**
Pyryaev A.N., Novikov D.A., Maksimova A.A., Dultsev F.F., Derkachev A.S., Chernykh A.V., Khvachevskaya A.A.
- The first data on micromineral modes of elements in the hair of mammals in Primorsky Krai**
Ilenok S.S., Baranovskaya N.V., Panichev A.M., Seryodkin I.V., Belyanovskaya A.I., Chekryzhov I.Yu., Makarevich R.A., Soktoev B.R.
- Numerical investigations of a diesel internal combustion engine when burning steam-gas products of wood pyrolysis as the basic fuel**
Tsilbul'skiy S.A., Larionov K.B.
- Application of a cross-cutting pattern for cutting rock mass to reduce dust emission during mechanized mining of potash ore**
Sukhanov A.E., Shishlyannikov D.I., Isaevich A.G.
- Analysis of energy efficiency increasing ranges for gas infrared heater**
Borisov B.V., Vyatkin A.V., Maksimov V.I., Nagornova T.A., Salagaev S.O.
- Justification of the predicted value of oil flow rate increase after applying WST with the help of the statistical method**
Galkin V.I., Koltyrin A.N.
- Thermal field in the well during induction heating of the casing under conditions of low flow velocity**
Akchurin R.Z., Davletshin F.F., Ramazanov A.Sh., Sharafutdinov R.F.
- Numerical simulation application to analyzing heating cable efficiency during mining high viscous oil**
Kostarev N.A., Trufanova N.M.
- Mineralogical and geochemical features of ooidal ironstones of hydrothermal origin**
Kalinina N.A., Rudmin M.A.
- Composition of organic matter in bottom sediments of the Chaunskaya Bay (East Siberian Sea)**
Poltavskaya N.A., Gershelis E.V., Oberemok I.A., Grinko A.A., Charkin A.N., Yaroshchuk E.I., Smirnova N.A., Guseva N.V., Dudarev O.V., Semiletov I.P.
- Analysis of the structure of technogenic placers and evaluation of their development experience**
Murzin N.V., Talgamer B.L.
- Interaction of wells as a method for analyzing the effectiveness of a flooding system on a carbonate type of reservoir**
Arkhipov A.S., Kuzmin M.I.
- Improvement of the mathematical model of heat and mass transfer in frozen soils implemented in the FrozenWall program**
Bogomyagkov A.V., Pugin A.V.

- | | | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Анализ методов построения геологической модели доюрского комплекса на примере Северо-Калинового месторождения
Липихина Е.Ю., Яковенко О.В. | 175 | Analysis of methods for constructing a geological model of the pre-Jurassic complex on the example of the Severo-Kalinovoe deposit
Lipikhina E.Yu., Yakovenko O.V. |
| Элементы-примеси в кварце гидротермально-метаморфогенного и гидротермально-метаморфогенно-метасоматического генезиса (Южный Урал)
Корекина М.А., Савичев А.Н. | 185 | Elements-impurities in quartz of hydrothermal-metamorphic and hydrothermal-metamorphogenic-metasomatic genesis (South Urals)
Korekina M.A., Savichev A.N. |
| Использование компенсаторов в подводном участке морского газопровода для предотвращения его всплытия
Зарипов Р.М., Масалимов Р.Б. | 196 | Use of compensators in the underwater section of the offshore gas pipeline to prevent its surfacing
Zaripov R.M., Masalimov R.B. |
| Обзор и анализ технологий, повышающих эффективность нефтеизвлечения из пластов Баженовской свиты
Магадова Л.А., Давлетов З.Р., Вагапова Ю.Ж. | 206 | Review and analysis of technologies increasing the efficiency of oil recovery from Bazhenov formation reservoirs
Magadova L.A., Davletov Z.R., Vagapova Yu.Zh. |
| Технологические параметры процесса для эффективной абсорбционной осушки природного газа от влаги с помощью диэтиленгликоля
Китов Е.С., Ерофеев В.И. | 217 | Technological parameters of the process for natural gas effective absorption drying from moisture using diethylene glykol
Kitov E.S., Erofeev V.I. |
| Адаптивное краткосрочное прогнозирование потребления электроэнергии автономными энергосистемами малых северных поселений на основе методов корреляционного анализа
Исаев Ю.Н., Архипова О.В., Ковалев В.З., Хамитов Р.Н. | 224 | Adaptive short-term forecasting of electricity consumption by autonomous power systems of small northern settlements based on correlation analysis methods
Isaev Yu.N., Arkhipova O.V., Kovalev V.Z., Khamitov R.N. |

УДК 553.078:553.065(265.3)

ИЗОТОПНЫЙ СОСТАВ Sr И Nd ГИДРОГЕННЫХ ЖЕЛЕЗОМАРГАНЦЕВЫХ КОРОК СЕВЕРНОЙ ПАЦИФИКИ

Михайлик Павел Евгеньевич¹,
mikhailik@fegi.ru

Вишневская Ирина Андреевна²,
vishnevskaja@geokhi.ru

Михайлик Евгений Васильевич¹,
mikhailik@list.ru

Рашидов Владимир Александрович³,
rashidva@kscnet.ru

Савельев Дмитрий Павлович³,
savelyev@kscnet.ru

Солошенко Наталья Геннадьевна⁴,
nats_igg@mail.ru

¹ Дальневосточный геологический институт ДВО РАН,
Россия, 690022, г. Владивосток, пр. 100-летия Владивостока, 159.

² Институт геохимии и аналитической химии им. В.И. Вернадского РАН,
Россия, 119334, г. Москва, ул. Косыгина, 19.

³ Институт вулканологии и сейсмологии ДВО РАН,
Россия, 683006, г. Петропавловск-Камчатский, бульвар Пийпа, 9.

⁴ Институт геологии и геохимии им. А.Н. Заварицкого УО РАН,
Россия, 620016, г. Екатеринбург, ул. Академика Вонсовского, 15.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью познания фундаментальной научной проблемы – железомарганцевый рудогенез Мирового океана. Помимо перспективного минерального сырья, морские железомарганцевые образования являются регистраторами условий седиментации в прошлом. Их формирование осуществляется при различных процессах, которые отражены в вещественном и изотопном составе. В настоящее время наименее изученным регионом Тихого океана является его северный сегмент.

Цель: изучить изотопный состав Sr и Nd железомарганцевых корок северной Пацифики, формирующихся в условиях низкого терригенного потока.

Методы: литолого-морфогенетический; рентгеноструктурный – определение минерального состава; масс-спектрометрический – определение химического и изотопного состава.

Результаты. Исследованы железомарганцевые образования гайотов северной части Императорского хребта (Детройт, Сьюзей, Ханзей) и разломных зон Амлия, Рат и Стейлмейт, а также гайота Вулканолог (Магеллановы горы) в качестве сравнительного материала. На основании текстурно-структурных и минерало-геохимических особенностей изученные железомарганцевые образования отнесены к гидрогенным железомарганцевым коркам. Изотопный состав стронция изученных образцов находится в интервале от 0,70797 до 0,70919 (среднее 0,70885). При этом содержание стронция изменяется почти в три раза – от 660 до 1700 г/т. Зависимости изотопного состава от концентрации Sr не отмечается. Смещение величины отношения $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ происходит к его значениям, характерным для вулканических пород, что является отражением высокого количества кварц-плагиоклазовой примеси в образце. Изотопный состав неодима в пересчете на ϵ_{Nd} варьирует в интервале от –3,5 до –3,0, что соответствует современному значению глубинной воды северной Пацифики. Повышение значения ϵ_{Nd} до –2,3 соответствует пробе с максимальной аллотигенной примесью. Минимальное значение величины ϵ_{Nd} (–4,4) установлено в подошвенном слое железомарганцевой корки гайота Ханзей. Такое значение соответствует миоценовой глубинной воде северной Пацифики. Это является основанием полагать, что в миоцене на формирование вещественного состава железомарганцевых корок северной Пацифики оказывали влияние глубинные атлантические воды, поступающие через Панамский пролив. Прекращение их поставки в Тихий океан произошло, вероятно, пять млн лет назад.

Ключевые слова:

северная Пацифика, Императорский хребет, разломные зоны, железомарганцевые корки, изотопы, стронций, неодим.

Введение

Формирование морских железомарганцевых образований (ЖМО) осуществляется под влиянием различных процессов, протекающих в океане. Наиболее распространенным генетическим типом являются

гидрогенные ЖМО, источником вещества для которых служит морская вода [1]. Вторым видом по значимости являются диагенетические ЖМО. Их формирование осуществляется вследствие миграции к поверхности дна поровых вод осадка [2]. Образование

третьего типа связано с подводной гидротермальной активностью. В этом случае источником для ЖМО является гидротермальный флюид [3]. Формирование этих рудных отложений может осуществляться и за счет нескольких источников [4–8].

Каждый тип ЖМО имеет свои вещественные особенности, которые выражены в минеральном составе и накоплении химических элементов, а также в изотопных характеристиках. Гидрогенные образования сложены вернадитом (δMnO_2), концентрируют кобальт, теллур, церий и другие редкоземельные элементы (РЗЭ), отношение содержаний $\text{Mn}/\text{Fe} \leq 2$ [1]. Минеральный состав диагенетических отложений представлен в основном марганцевыми минералами, имеющими характерный 10\AA пик на рентгеновских дифрактограммах (бузерит, асболан и др.). Химический состав отличается накоплением меди и никеля, а также лития, отношение Mn/Fe варьирует от 2 до 10 [9]. Гидротермальные накопления могут быть представлены как мономинеральными агрегатами, сложенными тодорокитом, бернесситом и/или пиролюзитом, так и их смесью. Эти образования выделяются селективным накоплением марганца по отношению к железу ($\text{Mn}/\text{Fe} > 10$), а также накоплением одного, реже двух либо трех микроэлементов в зависимости от геологических условий их формирования (задуговой бассейн, островная дуга, срединно-океанический хребет, внутриплитный вулканизм) [10].

Различаются генетические типы и по скоростям роста. Минимальными (1–10 мм/млн лет) характеризуются гидрогенные ЖМО, а максимальными – гидротермальные (10–100 мм/тыс. лет) [1, 11]. Диагенетические образования зачастую характеризуются промежуточным значением. Благодаря своим низким скоростям роста гидрогенные ЖМО фиксируют в своем составе условия осадконакопления, в том числе и изотопные характеристики морской воды. Это нашло свое отражение в изучении эволюции и миграции водных масс Мирового океана [12, 13], а также степени поставки магматогенного материала в акватории [14]. Информативными изотопными характеристиками, отражающими источник вещества при изучении гидрогенных ЖМО, являются изотопные отношения неодима ($^{143}\text{Nd}/^{144}\text{Nd}$) и стронция ($^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$), вследствие их высоких концентраций (в среднем для Nd – 255 г/т, Sr – до 1513 г/т [15]) в данном генотипе.

Для интерпретации данных по изотопному составу неодима используют показатель ϵ_{Nd} . Он определяется уравнением:

$$\epsilon_{\text{Nd}}(0) = \left(\frac{\left(\frac{^{143}\text{Nd}}{^{144}\text{Nd}} \right)}{\left(\frac{^{143}\text{Nd}}{^{144}\text{Nd}} \right)_{\text{CHUR}}} - 1 \right) \cdot 10000,$$

где $(^{143}\text{Nd}/^{144}\text{Nd})$ – отношение изотопов Nd в исследуемой породе; $(^{143}\text{Nd}/^{144}\text{Nd})_{\text{CHUR}}$ – в стандарте («однородный хондритовый резервуар»), которое равно 0,512638 [16]. Величина ϵ_{Nd} на Земле неоднородна и варьирует в рамках от –56 (древние гранитные породы) до +12 (молодые вулканы срединно-океанических хребтов) [17]. В морской воде Nd в по-

давляющем большинстве присутствует в растворенной форме (90–95 % [17]). Значение ϵ_{Nd} океанской воды также различно в разных его частях и контролируется источниками поступления материала. Например, наименьшее значение ϵ_{Nd} морской воды, равное –26,6, зафиксировано в Баффиновой бухте [18], окруженной древним кратоном, тогда как самое высокое значение – +2,7, наблюдается в восточной экваториальной части Тихого океана, где в изобилии присутствует молодой вулканогенный материал [19]. Изотопный состав неодима глубинных вод (≥ 1500 м), кроме того, определяется еще и подводными течениями [20].

Отношение $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ морской воды одинаково во всем объеме океана и формируется из нескольких источников: континентальный сток ($^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr} \sim 0,7116$), разрушение базальтов срединно-океанических хребтов ($^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr} \sim 0,7037$), перекристаллизация морских карбонатов ($^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr} \sim 0,7084$). В последний миллион лет отношение $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ в Мировом океане составляет 0,70917 [21].

Изучение изотопных характеристик ЖМО океана может помочь в понимании распределения источников вещества. Эта работа направлена на изучение изотопных (Sr, Nd) характеристик ЖМО, формирующихся в открытой части северной Пацифики на удалении от континента, где поставка терригенного вещества в значительной мере меньше по сравнению с режимом седиментации в окраинных морях. Изотопные данные, полученные для таких образцов, могут послужить репером (или отправной точкой) для изучения ЖМО смешанного генезиса, формирующихся в пределах северного сегмента Тихого океана.

Материал и методы

В работе изучены образцы ЖМО, драгированные (рис. 1, табл. 1) во время 249-го рейса НИС «Зонне» с гайотов (Детройт – DR65-6/1, DR65-6/2; Ханзей – DR70-9/1; DR70-9/2; Сьюзей – DR74-3) северного звена Императорского хребта и разломных зон (P3) северной Пацифики (P3 Амлия – DR2-2; P3 Рат – DR23-5; P3 Стейлмейт – DR59-11/1; DR 59-11/2). В качестве сравнительного материала был изучен образец (B23-9-9/5), поднятый в 23-м рейсе НИС «Вулканолог» на гайоте Вулканолог, входящем в состав Магеллановых гор.

Разломные зоны Амлия и Рат параллельны друг другу и простираются с юга на север, входя в Алеутский желоб почти под прямым углом. Разломная зона Стейлмейт, в отличие от разломных зон восточной части желоба, имеет северо-западное простираение. На $\sim 169^\circ 45'$ в.д. хребет Стейлмейт изгибается к северо-северо-западу, а затем переходит в желоб [22].

Гайоты Сьюзей, Ханзей и Детройт входят в состав северного звена Императорского хребта, который протягивается в меридиональном направлении на 2300 км от места пересечения с Гавайским хребтом на юге до пересечения Курильского и Алеутского желобов [23]. Эти плосковершинные подводные горы образуют более раннюю стадию гавайской горячей точки (от ~ 60 до ~ 80 млн лет назад). Возраст гайота Сьюзей составляет 73 млн лет [24]; Детройта – 82–76 млн лет

[25–27]. Достоверные данные о возрасте гайота Ханзей отсутствуют. Исходя из времени формирования двух соседних структур можно предположить, что он был образован в промежутке 76–73 млн лет. Гайот Вулканолог входит в состав западного звена Магеллановых гор. Возраст гайота, определенный по результатам магнитного моделирования, составляет 123–127 млн лет [28].

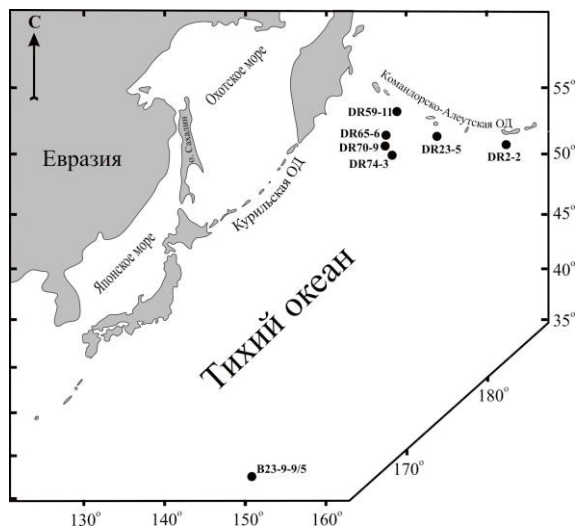


Рис. 1. Схема местоположения станций драгирования ЖМО

Fig. 1. Scheme of the location of ferromanganese deposits sampling

Все поднятые образцы ЖМО по своей морфологии относятся к железомарганцевым коркам. Образец

DR2-2 (рис. 2, а) без субстрата имеет толщину ~46 мм. Текстура вещества столбчатая. Образец DR23-5 (рис. 2, б) поднят с субстратом, который представлен алевроаргиллитом, включающим прослой черного цвета. Контакт с субстратом четкий. Толщина корки составляет ~34 мм. В основании, в 5 мм от границы субстрат/корка, прослеживается прослой глинистого вещества. Отмечается присутствие материала ледового разноса, а в верхней части увеличивается количество аллотигенной примеси. Нижний слой образца DR59-11 (рис. 2, в) характеризуется тонкослоистой текстурой, а верхний – массивной. Субстрат отсутствует. Контакт между слоями четкий. Верхний слой содержит большое количество аллотигенного вещества, в том числе продукты ледового разноса. Толщина нижнего слоя составляет ~20 мм, а верхнего ~37 мм.

Железомарганцевые корки DR65-6 (рис. 2, з) и DR74-3 (рис. 2, д) подняты без субстрата. Это однослойные корки рыжевато-коричневого цвета толщиной 68 и 71 мм, соответственно. Образец DR70-9 (рис. 2, е) представлен двухслойной коркой. В основании расположен слой толщиной 53 мм черного цвета со светловато-бежевыми включениями. Данный слой отличается от вышележащего цветом, тонкослоистой текстурой и меньшим количеством аллотигенного материала. Верхний слой образца гайота Ханзей толщиной ~55 мм имеет общую морфологию с корками двух соседних гайотов. Образец ЖМО гайота Вулканолог (B23-9-9-5) по строению отличается от ЖМО Императорского хребта. Он представлен коркой без субстрата и сложен однородным высокопористым веществом черного цвета. Текстура массивная (рис. 3).

Таблица 1. Местоположение, интервал опробования, а также минеральный состав железомарганцевых корок северной Пацифики

Table 1. Location, sampling interval, and mineral composition of the ferromanganese crusts from the North Pacific

Образец Sample	Интервал опробования, мм Sampling interval, mm	Широта, с.ш. Latitude, N	Долгота, в.д. Longitude, w	Глубина, м Depth, m	Название подводной структуры Structure name	Минеральный состав Mineral composition
<i>Разломные зоны/Fracture Zones</i>						
DR2-2	0–2	50°18'25"	173°5'42" з.д.	5360–4900	Амлия Amlia	Вернадит Vernadite
DR23-5	0–2	48°44'17"	177°30'14"	5088–4510	Рат Rat	Вернадит + 10Å мanganat Vernadite + 10Å manganate
DR59-11/1	0–2	51°1'26"	172°1'19"	4274–3814	Стейлмейт Stalemate	Вернадит Vernadite
DR59-11/2	31–36					Кварц, плагиоклаз, вернадит (следы) Quartz, plagioclase, vernadite (track)
<i>Гайоты Императорского хребта/Emperor Ridge Guyots</i>						
DR65-6/1	0–2	50°31'59"	167°28'59"	2917–2897	Детройт Detroit	Вернадит Vernadite
DR65-6/2	20–25					
DR70-9/1	0–2					
DR70-9/2	60–65					
DR74-3	0–2	49°37'30"	168°33'25"	3871–2881	Сьюзей Suizei	
<i>Магеллановы горы/Magellan Seamounts</i>						
B23-9-9/5	0–2	17°59'30"	151°57'40"	1800–1600	Вулканолог Vulkanolog	Вернадит Vernadite

Методы

Минеральный состав. Минеральный состав изучен методом порошковой дифрактометрии на рентгеновском дифрактометре MiniFlex II (Rigaku Corporation, Япония).

Рентгенофазовый анализ проведен с использованием Cu-Kα излучения. Напряжение на рентгеновской трубке – 30 кВ, ток трубки – 15 мА. Непрерывная скорость сканирования составляла 1°/мин. Диапазон сканирования по

углу 2θ от 2,5 до 60°. На приборе также установлен Ni селективно поглощающий фильтр для подавления линий K_{β} . Оценка качественного рентгенофазового состава была проведена с использованием базы данных ICDD 2010.

Химический состав. Химический состав изучался рядом методов. С помощью метода ИСП-АЭС опре-

делялись концентрации Ti, Al, Fe, Mn, Mg, Ca, Na, K, P, методом ИСП-МС определялись концентрации Li, Be, Sc, V, Cr, Co, Ni, Cu, Zn, Ga, As, Rb, Sr, Y, Zr, Nb, Mo, Cd, Cs, Ba, REE, Hf, Ta, W, Tl, Pb, Th, U; определение содержания Si выполнено гравиметрическим методом.

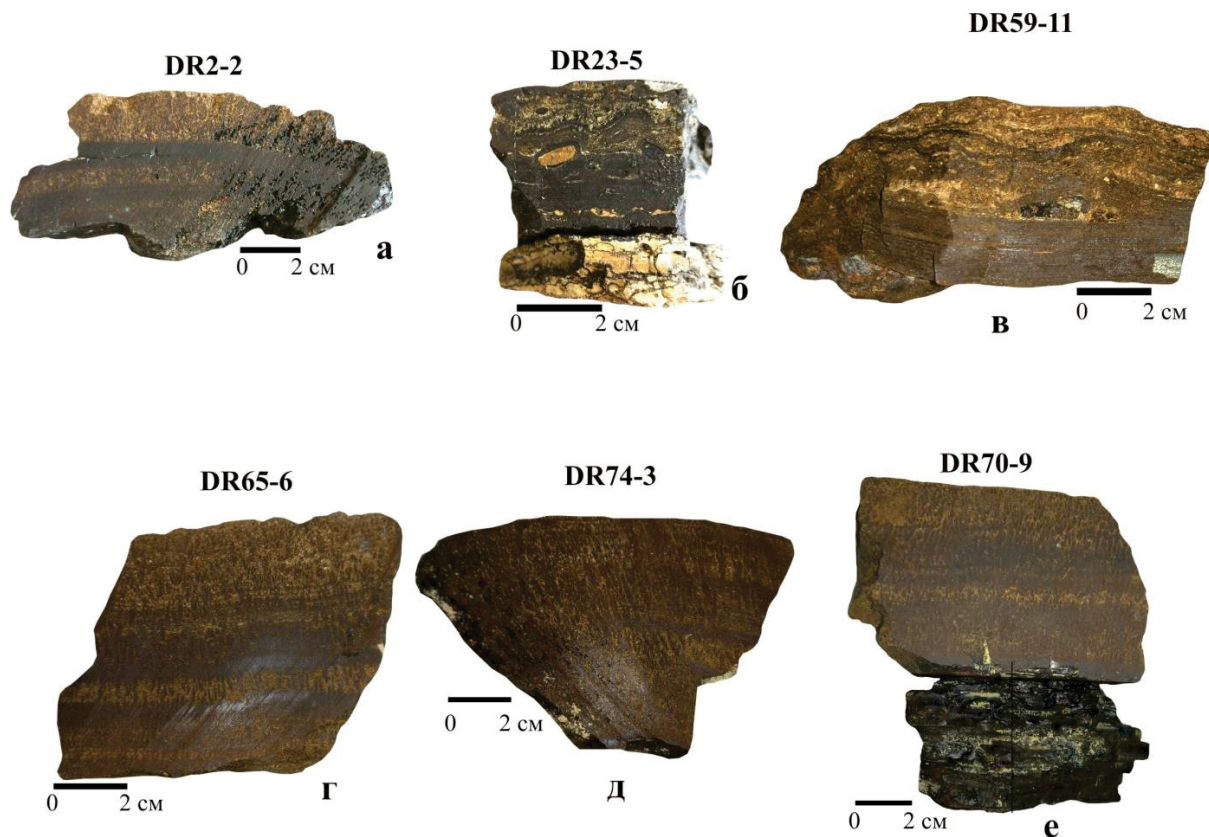


Рис. 2. Образцы железомарганцевых корок открытой части северной Пацифики: а) РЗ Амлия; б) РЗ Рат; в) РЗ Стейлмейт; г) гайот Детройт; д) гайот Сьюзей; з) гайот Ханзей

Fig. 2. Samples of ferromanganese crusts of the open part of the North Pacific: а) Amlia fault zone; б) Rat Fracture Zone; в) Stalemate Fracture Zone; г) Detroit Guyot; д) Suizei Guyot; з) Hanzei Guyot

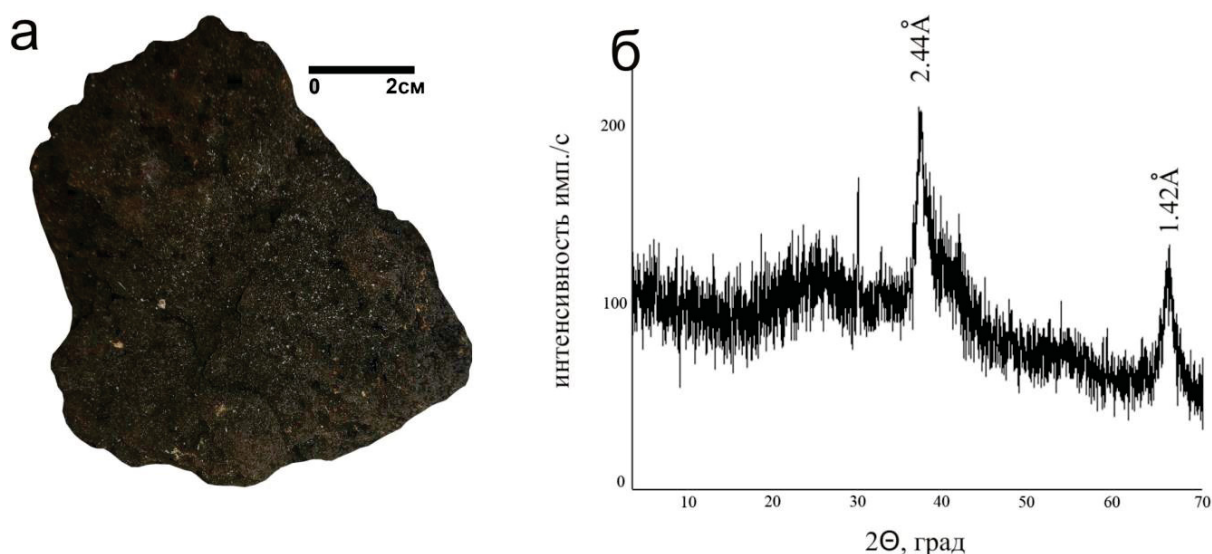


Рис. 3. Внешний вид (скол) образца с гайота Вулканолаг (а) и его дифрактограмма (б). Пики 2,44Å и 1,42Å соответствуют вернадиту (δMnO_2)

Fig. 3. Morphology (cleavage) of a sample from the Vulkanolog Guyot (а) and its X-Ray diffraction pattern (б). Peaks at 2,44Å and 1,42Å correspond to vernadite (δMnO_2)

Методом ИСП-АЭС измерения выполнены на спектрометре iCAP6500 Duo (Thermo Scientific, USA). Для градуировки прибора использовали многоэлементный сертифицированный раствор ICP Multi Element Standard IV (Merck, Германия), ИСП-МС – на квадрупольном масс-спектрометре Agilent 7700x (Agilent Technologies, Япония). Оценка и контроль качества результатов анализа проб осуществлялись по стандартным образцам состава железомарганцевой конкреции: ООПЕ 601 (ГСО 5 373 90) и ООПЕ 602 (ГСО 5374-90).

Для определения содержания элементов в валовых пробах ЖМО применяли способ открытого кислотного разложения смеси высококислотных концентрированных кислот HF:HNO₃:HClO₄.

Все аналитические работы по изучению валового состава ЖМО были выполнены в Центре коллективного пользования Дальневосточного геологического института ДВО РАН (Владивосток).

Изучение изотопных составов Nd и Sr в ЖМО выполнено на базе чистых комнат в ЦКП «Геоаналитик» ИГТ УрО РАН (Екатеринбург). Пробы предварительно разлагались в смеси высококислотных концентрированных кислот HF:HNO₃:HClO₄, затем переводились в хлоридную форму. На этой стадии всё делалось из одной навески для обеих изотопных систем. Масса навески пробы из каждого образца рассчитывалась из необходимого количества элемента в источнике ионов масс-спектрометра (по 300 нг Sr и Nd). Таким образом, вес каждой пробы составил от 20 до 100 мг. Сухой остаток растворяли в 0,6 мл 2N HCl. Выделение проводилось методом ступенчатого элюирования: в 2N HCl выделялись породобразующие элементы, далее раствор менялся на 3,7 N HCl для выделения суммы редкоземельных элементов на катионите Dowex AG W50x8 (200–400 меш). Извлечение Nd из порции элюата суммы редкоземельных элементов проводилось на колонках, заполненных Eichrom Ln.spec со ступенчатым элюированием 0,15 N, 0,30 N HCl (выход Nd). Причем предварительные исследования показали, что при стандартной схеме элюирования в порцию Nd попадает большое количество Ba (концентрация этого элемента в ЖМО достигает 0,5 % и более), который препятствует ионизации и ухудшает сигнал Nd при масс-спектрометрии. Поэтому был увеличен промывной объем первой стадии элюирования 0,15 N HCl с 5 до 10 мл. Такой подход позволил практически полностью избавиться от Ba. Незначительные количества, которые попадали в пробу, выгорали при выходе на режим измерения Nd. Полученные порции элюата выпаривались и в соответствующих пропорциях наносились на предварительно очищенные рениевые ленты. Масс-спектрометрическое измерение изотопного состава Nd проводилось на многоколлекторном приборе Triton Plus. Для оценки инструментальной стабильности применяли международные стандарты LaJolla для Nd. Отношение ¹⁴³Nd/¹⁴⁴Nd в стандарте во время работы составило 0,512758±0,000009 (2σ, n=6). Изотопные отношения нормализовались по отношению ¹⁴⁶Nd/¹⁴⁴Nd=0,7219. Погрешность измерения изотопного состава Nd в индивидуальном анализе не превышала 0,005 %.

Изучение изотопного состава Sr выполнялось в следующей последовательности. Материал высушивался и растворялся в 7N HNO₃ и после центрифугирования в виде прозрачного раствора вносился в хроматографическую колонку. Выделение Sr проводилось на колонке со смолой Sr (фирма Triskem) ступенчатым элюированием 7 N и 0,05 N HNO₃. Определение изотопных отношений проводилось на многоколлекторном масс-спектрометре Triton Plus в статическом режиме. Правильность методики измерения оценивалась с помощью международного стандарта Sr SRM-987: значение изотопного отношения ⁸⁷Sr/⁸⁶Sr 0,710250±0,000008 (2σ, n=12). Фракционирование масс корректировали путем нормализации по экспоненциальному закону по отношению ⁸⁸Sr/⁸⁶Sr, равному 8,3752. Ошибка измерения изотопного состава Sr составила 0,002 %.

Результаты

Минеральный состав. По данным рентгеновской дифрактометрии корки гайотов сложены вернадитом (δMnO₂) (табл. 1). Присутствие 10Å марганцевой фазы установлено в корках разломной зоны Pat в образце DR23-5. Среди нерудных минералов присутствуют кварц и плагиоклаз. В верхних слоях их количество возрастает. Максимальное содержание этих аксессуаров установлено в верхних слоях корки разломной зоны Стейлмейт (DR59-11/1), в которых марганцевые минералы не диагностируются рентгенофазовым методом (рис. 4).

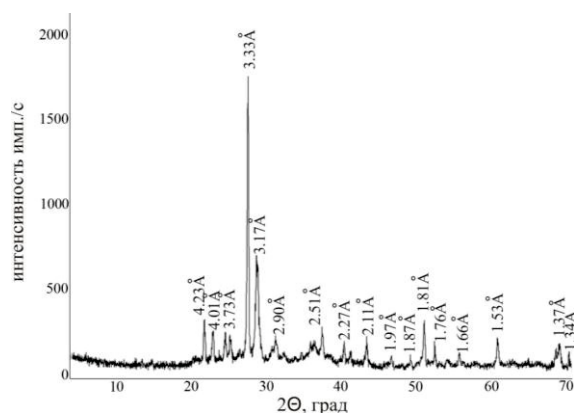


Рис. 4. Дифрактограммы образца DR59-11/1. Плагиоклаз – 4,01Å, 3,73Å, 3,17Å, 2,90Å, 2,51Å, 2,27Å, 1,97Å, 1,87Å, 1,76Å, 1,34Å; кварц – 4,23Å, 3,33Å, 2,11Å, 1,97Å, 1,81Å, 1,66Å, 1,53Å, 1,37Å

Fig. 4. X-ray diffractions of DR59-11/1 sample. Plagioclase – 4,01Å, 3,73Å, 3,17Å, 2,90Å, 2,51Å, 2,27Å, 1,97Å, 1,87Å, 1,76Å, 1,34Å; Quartz – 4,23Å, 3,33Å, 2,11Å, 1,97Å, 1,81Å, 1,66Å, 1,53Å, 1,37Å

Химический состав. Результаты анализа химического состава представлены в табл. 2. Содержание марганца и железа изменяется в пределах от 4,06 до 27,3 % и от 11,8 до 22,5 %, соответственно. При этом величина отношения Mn/Fe изменяется от 0,25 до 1,34. Максимальное количество марганца соответствует железомарганцевой корке гайота Вулканолог (B23-9-9/5), где определены минимальные концентрации Si (2,53 %) и Al (0,66 %), а максимум этих двух элементов состав-

ляет 21,5 и 4,63 %, соответственно, для образца DR59-11/1, где установлено наибольшее количество аллотигенной примеси и отсутствие окристаллизованных марганцевых минералов.

Таблица 2. Химический состав, а также значения ϵ_{Nd} и $^{87}Sr/^{86}Sr$ железомарганцевых корок

Table 2. Chemical composition, ϵ_{Nd} and $^{87}Sr/^{86}Sr$ of ferromanganese crusts

Номер образца Sample number	DR2-2	DR23-5	DR59-11/1	DR59-11/2	DR65-6/1	DR65-6/2	DR70-9/1	DR70-9/2	DR74-3	B23-9-9/5
<i>Макроэлементы/Macro elements (%)</i>										
Si	7,09	15,5	21,5	10,8	14,3	9,81	13,6	5,32	10,7	2,53
Al	1,49	3,82	4,63	2,02	2,95	1,87	2,82	0,87	2,39	0,66
Ca	2,09	2,23	2,07	1,84	1,70	1,85	1,77	2,15	1,91	2,81
Fe	18,4	11,8	16,2	20,0	20,2	22,5	21,2	21,5	21,2	16,2
K	0,61	0,96	0,75	0,56	0,76	0,50	0,71	0,43	0,67	0,56
Mg	1,01	1,33	1,10	0,93	0,99	0,95	1,00	0,96	1,07	1,22
Mn	21,2	15,8	4,06	16,2	10,2	15,0	10,3	21,8	13,9	27,3
Na	1,90	2,08	2,31	2,14	1,97	1,91	1,98	1,66	1,97	2,19
P	0,26	0,16	0,19	0,31	0,31	0,36	0,33	0,33	0,35	0,31
Ti	1,14	0,58	0,47	0,64	0,64	0,76	0,65	0,82	0,64	1,52
ППП	15,2	10,5	6,48	12,7	11,3	12,8	11,1	15,8	12,7	19,4
Mn/Fe	1,15	1,34	0,25	0,81	0,51	0,67	0,48	1,01	0,66	1,69
(Fe+Mn)/Ti	34,9	47,7	43,2	56,6	47,4	49,5	48,4	52,7	54,8	28,5
<i>Рудные элементы (г/т)/Ore elements (ppm)</i>										
Co	2829	1172	500	1176	1198	1291	1278	2490	1538	9458
Ni	2774	3607	226	1297	744	1582	799	3254	1371	6378
Cu	1052	2596	284	637	351	472	498	1109	395	935
Zn	436	500	301	487	451	616	485	712	471	677
Pb	1322	585	472	811	988	1304	1078	1903	1138	1852
Mo	437	357	25,9	445	206	509	195	986	281	458
V	525	344	348	621	477	658	500	815	554	490
<i>Микроэлементы (г/т)/Micro elements (ppm)</i>										
Li	4,64	22,6	9,69	5,62	7,83	4,34	6,84	2,27	7,91	1,55
Be	4,98	2,76	2,35	4,47	3,42	5,06	3,67	7,59	3,89	3,74
Sc	16,6	20,0	20,4	14,6	17,9	15,7	19,1	16,3	16,1	8,50
As	191	83,1	105	206	180	237	198	281	206	190
Rb	11,7	20,5	20,4	9,06	18,6	8,46	17,9	5,09	15,5	3,86
Sr	1316	833	659	1200	1075	1334	1084	1707	1212	1449
Hf	14,6	8,86	7,42	10,1	11,8	11,9	12,3	12,5	9,68	9,39
Ta	0,91	0,37	0,30	0,42	0,47	0,59	0,48	0,73	0,48	1,24
W	72,1	27,4	6,11	72,3	33,1	70,0	32,1	122	39,3	91,3
Tl	121	75,8	1,41	28,9	7,24	28,1	9,01	173	24,3	242
Th	118	36,5	27,7	41,2	50,5	32,3	58,4	29,8	62,3	25,6
U	10,7	5,36	3,16	9,48	7,41	9,90	7,44	13,0	8,97	11,2
Zr	890	545	496	756	735	850	796	1000	666	541
Nb	61,2	21,4	20,2	38,1	35,5	44,3	39,9	54,8	34,5	77
Te	17,3	5,97	4,84	10,3	9,55	12,7	11,1	15,3	11,1	158
Ba	1676	1738	812	1716	1338	1752	1320	2097	1259	1779
<i>Редкоземельные элементы (г/т)/Rare earth elements (ppm)</i>										
Y	191	90,1	67,2	196	152	213	154	225	179	176
La	382	132	125	317	237	347	249	408	283	282
Ce	2655	958	397	930	780	1131	890	1841	922	1791
Pr	116	38,0	31,9	78,4	55,0	77,0	59,9	111	67,8	49,4
Nd	406	149	129	315	224	315	240	400	273	197
Sm	99,5	39,1	29,9	74,7	52,3	71,0	55,0	93,9	62,5	41,4
Eu	22,5	9,58	7,34	18,5	13,2	18,0	12,6	20,9	15,9	10,4
Gd	89,8	38,1	30,1	79,3	58,2	78,0	54,3	88,7	68,2	47,5
Tb	14,1	5,83	4,34	11,6	8,12	11,5	8,33	14,0	9,73	7,44
Dy	68,6	30,8	22,6	62,3	44,3	62,8	44,8	73,1	52,1	42,5
Ho	12,1	5,35	3,95	11,5	8,14	11,8	8,25	13,5	9,70	8,89
Er	32,6	14,7	10,5	31,0	22,3	32,5	22,2	36,9	26,2	26,3
Tm	4,41	2,11	1,42	4,28	3,07	4,47	3,06	5,27	3,63	3,85
Yb	27,8	13,0	9,25	27,1	19,4	28,6	19,4	32,7	22,0	25,4
Lu	3,97	1,87	1,32	3,90	2,82	4,09	2,81	4,79	3,22	3,88
$\Sigma P3\text{Э}$	3936	1439	804	1965	1529	2193	1670	3147	1819	2539
Ce/Ce*	2,87	3,10	1,44	1,36	1,57	1,59	1,68	1,98	1,53	2,45
Eu/Eu*	1,12	1,16	1,15	1,13	1,11	1,13	1,08	1,08	1,14	1,13
Y/Ho _{sn}	0,56	0,60	0,60	0,60	0,66	0,64	0,66	0,59	0,65	0,76
ЛРЗЭ/ТРЗЭ LREE/HREE	1,17	0,85	1,06	0,88	0,88	0,85	0,95	0,98	0,92	0,54
ϵ_{Nd}	-3,1±0,1	-3,2±0,2	-2,3±0,2	-3,3±0,1	-3,3±0,1	-3,2±0,1	-3,3±0,1	-4,4±0,1	-3,6±0,1	-3,3±0,1
$^{87}Sr/^{86}Sr$	0,708563 ±0,000010	0,708520 ±0,000005	0,707973 ±0,000005	0,709021 ±0,000010	0,708780 ±0,000006	0,709110 ±0,000004	0,709047 ±0,000007	0,709141 ±0,000008	0,709042 ±0,000006	0,709190 ±0,000009

Концентрация фосфора изменяется в узком диапазоне от 0,16 до 0,36 %. Количество титана варьирует от 0,47 до 1,52 %. Причем максимальное значение соответствует образцу B23-9-9/5, а минимальное – образцу DR59-11/1. Максимальные потери при прокаливании также выявлены в корке с гайота Вулканолог, как следствие её пористого строения.

Содержание рудных элементов изменяется для Co от 500 до 9458 г/т, Ni – 226 до 6378 г/т, Cu – 284 до 2596 г/т, Zn – 301 до 712 г/т, Pb – 472 до 1903 г/т, Mo – 25,9 до 986 г/т, V – 344 до 815 г/т (табл. 2). Следует отметить, что минимальными концентрациями рудных элементов характеризуется верхняя часть образца корки P3 Стейлмейт, в которой установлено максимальное количество Al и Si. Из микроэлементов следует отметить значительное накопление Te (158 г/т) в корке гайота Вулканолог по отношению к коркам северной Пацифики, где его количество изменяется от 4,84 до 17,3 г/т (табл. 2). Остальные микроэлементы характеризуются близкими концентрациями (табл. 2), за исключением некоторых из них. Скандий в большей степени накапливается в корках северных областей Тихого океана (табл. 2) по отношению к его экваториальным акваториям. Минимальным количеством Li харак-

теризуется корка гайота Вулканолог – 1,55 г/т. В нижнем слое корки гайота Ханзей также установлена невысокая концентрация Li – 2,22 г/т. В остальных корках его количество в 5–10 раз выше.

Максимальная сумма P3Э (3936 г/т) соответствует образцу DR2-2, в котором концентрация церия достигает 2655 г/т (табл. 2). Для остальных корок эта величина изменяется в пределах 804–3147 г/т (табл. 2). Все образцы характеризуются положительной цериевой аномалией ($Ce/Ce^* = Ce_{sn}/(La_{sn} * 0,5 + Pr_{sn} * 0,5)$, индекс «sn» – нормировано относительно постаршейского австралийского сланца (PAAS, по [29]), которая изменяется от 1,36 до 3,10 (рис. 5, табл. 2). Максимальная её величина соответствует образцу P3 Рат (DR23-5), где концентрация церия равна 958 г/т. Европиевая аномалия ($Eu/Eu^* = Eu_{sn}/(Sm_{sn} * 0,5 + Gd_{sn} * 0,5)$) имеет также положительные значения, но изменяется в более узком диапазоне – 1,08–1,16 (табл. 2). Отношение нормированных по сланцу (PAAS) значений Y и Ho (Y/Ho_{sn}) также не демонстрирует сильных вариаций – 0,56–0,76. Отношение легких P3Э к тяжелым ($LP3Э/TP3Э_{sn} = (La/La_{sn} + 2 * Pr/Pr_{sn} + Nd/Nd_{sn}) / (Er/Er_{sn} + Tm/Tm_{sn} + Yb/Yb_{sn} + Lu/Lu_{sn})$) имеет более широкие пределы – 0,54–1,17.

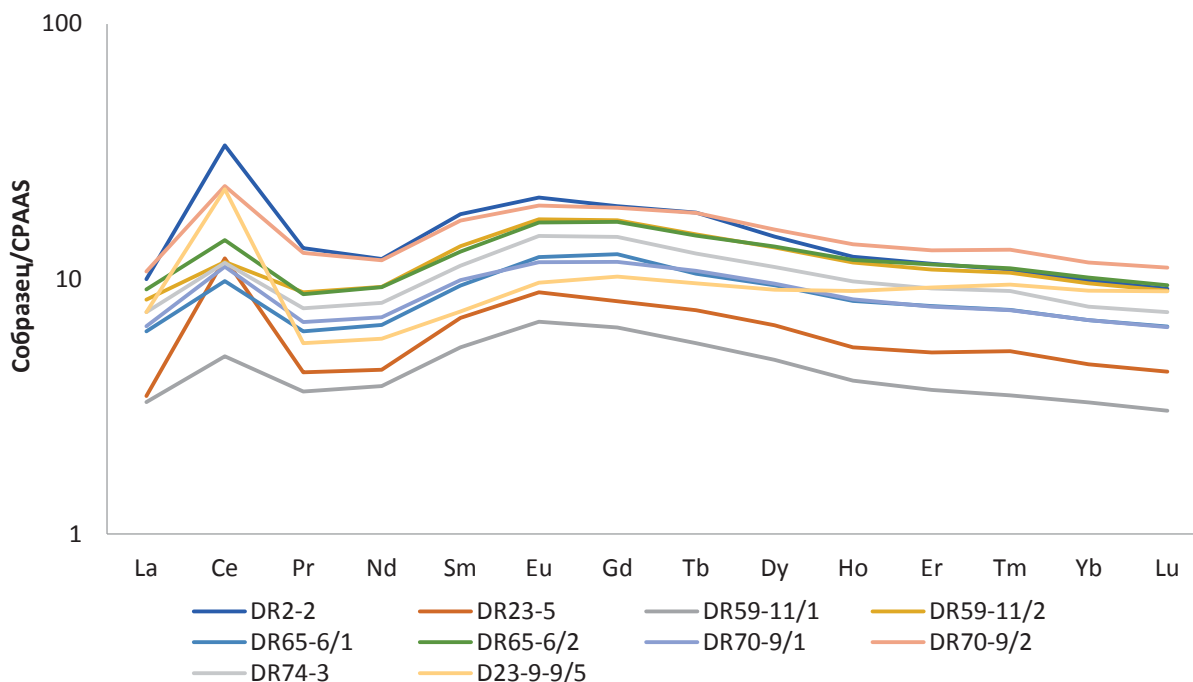


Рис. 5. Распределение нормализованных по сланцу P3Э (PAAS) в железомарганцевых корках гайотов Императорского хребта и гайота Вулканолог

Fig. 5. Shale-normalized REE patterns in the ferromanganese crusts from the Emperor Ridge and Vulkanolog Guyots

Содержание неодима в пробах изменяется в широких пределах: от 130 до 400 г/т. Изотопный состав неодима, в пересчете на ϵ_{Nd} , варьирует в интервале от –4,4 до –2,3 (табл. 2). Минимальным значением ϵ_{Nd} характеризуется нижняя тонкослоистая часть (DR70-9/2) образца с гайота Ханзей, в котором наименьшее количество аллотигенной примеси среди корок северной Пацифики, а максимальное значение этой величины установлено в верхнем слое

(DR59-11/1) P3 Стейлмейт, который выделяется повышенным содержанием аллотигенного материала. Изотопный состав стронция изученных образцов укладывается в интервал от 0,70797 до 0,70919 (среднее 0,70885), причем большинство проб сосредоточено у значения 0,709. При этом содержание стронция изменяется почти в три раза – от 659 до 1707 г/т. Зависимости изотопного состава от концентрации Sr не отмечается.

Обсуждение

Морфология слоев железомарганцевых корок северной Пацифики имеет общие черты с хорошо изученными гидрогенными корками экваториальной части Тихого океана [15, 30]. Верхний рыжевато-коричневый слой исследуемых нами корок близок к «буроугольному» слою гидрогенных кобальтбогатых железомарганцевых корок (КМК) Магеллановых гор, а нижний черный слой образца гайота Ханзей подобен «антрацитовому» слою КМК [31]. Промежуточный «пористый» слой, широко распространенный в КМК экваториальной Пацифики, в высокоширотных корках установлен не был. Строение образца гайота Вулканолог (B23-9-9/5) напоминает редкий тип слоя КМК – «сахаристый» [30]. Для минерального состава это слоя характерно присутствие 10Å марганцевого минерала [30]. Однако при рентгеноструктурном анализе этого образца 10Å фаза выявлена не была (рис. 3). Он сложен вернадитом, как и остальные образцы корок северной Пацифики, за исключением корки P3 Рат. В образце DR23-5 установлена 10Å марганцевая фаза. Наличие 10Å марганата в гидрогенных корках может объясняться локальными диагенетическими процессами [32, 33]. Присутствующее в корках вернадитового состава органическое вещество может восстанавливать Mn до его двухвалентного состояния. В результате будут формироваться асболан-бузерит и бузерит (диагенетические 10Å минералы). Отсутствие четко диагностируемых марганцевых минералов в верхнем слое корки P3 Стейлмейт при концентрации Mn – 4,06 % объясняется большим количеством аллотигенной примеси и высокой скоростью роста этого слоя. В таких условиях происходит формирование аморфной марганцевой фазы, которая диагностируется рентгеноструктурным методом исследования. Таким образом, морфология и минеральный состав всех образцов, за исключением DR59-11/1, отвечают гидрогенному накоплению.

Концентрации марганца и железа, а также железомарганцевый модуль и величина отношения $(Fe+Mn)/Ti$ изученных корок соответствуют гидрогенному накоплению [34]. В координатах Mn-Fe-(Co+Cu+Ni)x10 [35] часть образцов ложится в поле гидротермальных образований или находится на границе двух генетических типов (рис. 6). Эти образцы более железистые. Как известно, гидротермальные железомарганцевые образования имеют свой набор минералов [36], который резко отличается от гидрогенных образований. Расположение фигуративных точек химического состава железомарганцевых корок, сложенных вернадитом, в поле гидротермальных образований, скорее всего, указывает на высокую скорость роста этих образований и, как следствие, невысокие концентрации Co, Cu и Ni.

По содержанию Zn, Pb, V (табл. 2) исследуемые корки можно отнести к гидрогенным, так как гидротермальные образования характеризуются более низкими концентрациями этих элементов. Отличительной чертой гидрогенного накопления является деплецированность таких образований литием (≤ 10 г/т).

В диагенетических образованиях его количество в среднем варьирует от 100 до 300 г/т [15], а в гидротермальных образованиях его концентрация может повышаться до 1000 г/т [1].

Наличие положительной цериевой аномалии (табл. 2, рис. 5) указывает на окислительные условия формирования железомарганцевых корок. Такие условия характерны для гидрогенного накопления вещества [37]. Это же касается и величины европиевой аномалии (табл. 2), близкие значения которой наблюдаются в гидрогенных корках других регионов Мирового океана [37]. На генетических классификационных диаграммах зависимости величины Се аномалии от содержания Nd и от величины отношения Y к Ho [37] изученные образцы уверенно попадают в поле распространения гидрогенных образований (рис 7).

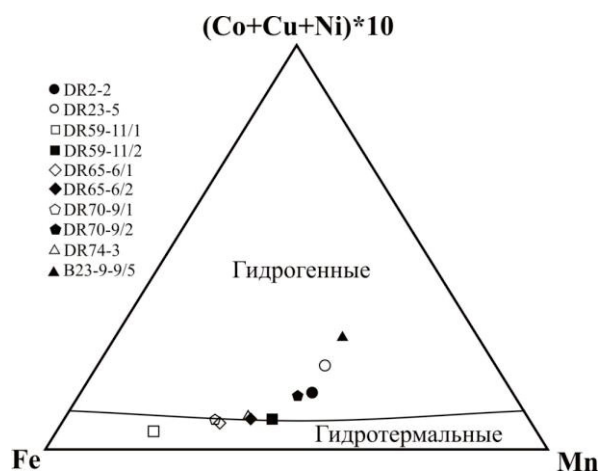


Рис. 6. Положение результатов химического анализа железомарганцевых корок Императорского хребта и гайота Вулканолог на треугольной диаграмме Mn-Fe-(Co+Cu+Ni)×10 [35]

Fig. 6. Fe–Mn deposits from the Emperor Ridge and Vulkanolog Guyots on the Mn-Fe-(Cu+Co+Ni)×10 ternary diagram [35]

Таким образом, исходя из морфологии образцов, их минерального и химического составов, а также распределения нормированных по PAAS редкоземельных элементов, можно заключить, что изучаемые образцы относятся к железомарганцевым коркам гидрогенного происхождения. Единственным отличием от КМК южных широт является более низкие концентрации Co, Ni, Te, но в некоторых образцах отмечается более высокая концентрация меди, молибдена, что может указывать на дополнительные источники, которые могут обезличиваться при валовой диагностике вещественного состава.

В северной Пацифике величина ϵ_{Nd} современной морской воды может изменяться от –7,7 на поверхности до –5,4 в глубоководной части (станция DE-4, глубина 5809 м [38]). Наиболее близко к этой станции располагаются образцы корок с P3 Амлия и Рат. Значение ϵ_{Nd} морской воды для интервала глубин драгирования этих P3 (табл. 1) составляет –6,4 [38], что в два раза ниже, чем в железомарганцевых корках P3 Амлия (ϵ_{Nd} –3,1) и Рат (ϵ_{Nd} –3,2). Для морской воды в

районе северных гайотов Императорского хребта ϵ_{Nd} составляет на поверхности $-0,1$, а на глубине 5408 м $-4,7$. На глубинах драгирования корок с гайотов

(табл. 1) величина ϵ_{Nd} изменяется от $-3,4$ до $-3,0$ [39]. Полученные нами значения ϵ_{Nd} в «буроугольных» слоях корок укладываются в этот интервал (табл. 2).

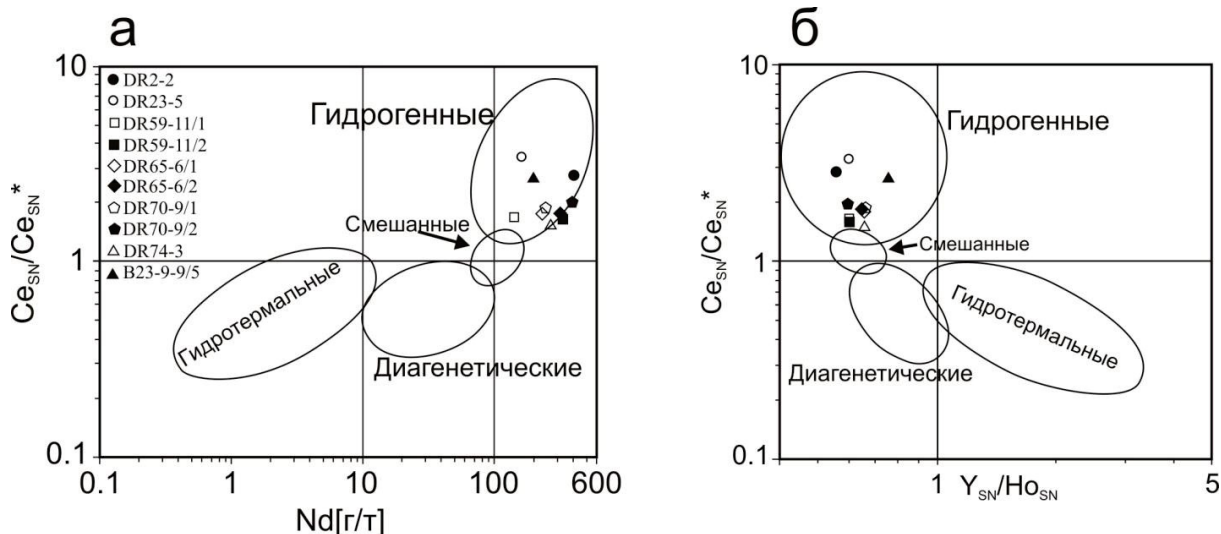


Рис. 7. Классификационные диаграммы зависимости величины Ce аномалии от содержания Nd (а) и от величины отношения Y к Ho (б) в железомарганцевых корках Императорского хребта и гайота Вулканолог

Fig. 7. Marine Fe-Mn (oxyhydrate) oxide deposits from the Emperor Ridge and Vulkanolog Guyot in graphs of (a) Ce_{SN}/Ce_{SN}^* ratio vs. Nd concentration and (б) Ce_{SN}/Ce_{SN}^* ratio vs. Y_{SN}/Ho_{SN} ratio

Скорость роста (R, мм/млн лет), рассчитанная как $R=0,68/(Co^n)^{1,67}$, где $Co^n=Co \times (50/Mn+Fe)$ [40], составляет для «буроугольного» слоя (DR70-9/1) корки гайота Ханзей 9,7 мм/млн лет. Исходя из толщины слоя в 55 мм формирование этого слоя началось $\approx 5,67$ млн лет назад, что близко возрастной границе миоцен/плиоцен. Для этого образца значение отношения $^{87}Sr/^{86}Sr$ в поверхностном (современном) слое равно 0,70905, а в интервале 60–65 мм оно составляет 0,70914. Изотопный состав стронция разновозрастных слоев, близкий к значению для современной морской воды, свидетельствует в пользу утверждения об обмене стронцием между ЖМО и водой [41], так как отношение $^{87}Sr/^{86}Sr$ в океане 5,7 млн лет назад составляло 0,709009 [21]. Изотопный состав неодаима в современном слое гайота Ханзей соответствует его значению в современной морской воде и составляет $-3,3$, а в «антрацитовом» слое эта величина равна $-4,4$ (табл. 2), что отражает изотопный состав морской воды в миоцене [42].

Обратная ситуация наблюдается при изучении корки с гайота Детройт (DR65-6/1 и DR65-6/2). Изотопный состав стронция поверхностного слоя ($^{87}Sr/^{86}Sr$ 0,708780) и в интервале 20–25 мм ($^{87}Sr/^{86}Sr$ 0,709110) имеет более широкие рамки. Последний характеризуется наиболее близким значением к современной морской воде (рис. 7). Величина ϵ_{Nd} этих двух проб крайне близка (табл. 2). Скорость роста этой корки по уравнению [40] в среднем равна 11,5 мм/млн лет, следовательно, формирование интервала 20–25 мм началось примерно 2,17 млн лет назад. В это время значение $^{87}Sr/^{86}Sr$ в морской воде составляло $\sim 0,709080$ [21]. Отношение $^{87}Sr/^{86}Sr$ в современном слое соответствует возрасту примерно 14–15 млн лет [21]. В дан-

ном случае такое различие в изотопном составе стронция объясняется наличием аллотигенных примесей в поверхностном слое образца с гайота Детройт. В то же время близкие значения ϵ_{Nd} указывают на неизменность изотопного состава неодаимных водных масс в этапы роста этих слоев. Влияние этой водной толщи прослеживается дальше на восток, где в пределах РЗ Рат и Амлия железомарганцевые корки характеризуются близким значением величины ϵ_{Nd} (табл. 2).

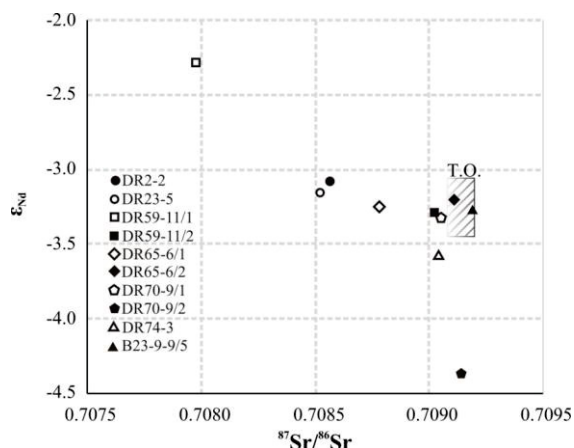


Рис. 8. Изотопный состав стронция и неодаима гидрогенных корок северной Пацифики. Заштрихованной областью с подписью T.O. обозначен изотопный состав современной морской воды

Fig. 8. Sr and Nd isotopes in hydrogenetic ferromanganese crusts from the North Pacific. The isotopic composition of modern sea water is indicated with the shaded area labeled T.O.

Поверхностный слой и интервал 31–36 мм железомарганцевой корки РЗ Стейлмейт имеют разные величины отношения $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ и ϵ_{Nd} (табл. 2). В современном слое этой корки отношение $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ меньше, чем в нижнем слое (табл. 2). По изотопному составу неодама ситуация обратная: в поверхностном слое $\epsilon_{\text{Nd}} = -2,5$, а в подошвенном слое $\epsilon_{\text{Nd}} = -3,3$ (табл. 2). Более высокая величина ϵ_{Nd} и низкое отношение $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ верхнего слоя этой корки является отражением высокого количества аллотигенной примеси. Подобное явление мы наблюдали при изучении изотопного состава неодама ЖМО Курильской островной дуги, где повышение ϵ_{Nd} в образце корки Вулкана 5.5 являлось следствием наличия в пробе обломков вулканитов [43]. Смещение $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ происходит в сторону вулканических пород, что является отражением высокого количества кварцплагиоклазовой примеси в образце (рис. 4). Источником вещества с более низким изотопным отношением $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ могут служить породы Камчатки, а также Курильской островной дуги, для которых эта величина составляет $\sim 0,703$ [44, 45]. В свою очередь, по изотопному составу нижний слой корки РЗ Стейлмейт очень близок «буроугольным» слоям корок гайотов Императорского хребта и Магеллановых гор.

Изотопный состав Sr и Nd корки гайота Вулканолог полностью соответствует этим показателям современной глубинной морской воды Тихого океана, что указывает на отсутствие влияния аллотигенного материала на формирование вещественного состава этой корки.

Условия роста нижнего слоя корки гайота Ханзей отличались от современных. Это, в первую очередь, выражено в его морфологии (рис. 2), а также химическом и изотопном составе (табл. 2). По нашему мнению, причиной этому могло послужить закрытие Панамского пролива, которое датируется периодом с 13 до 2,6 млн лет назад [46]. Именно примерно пять млн лет назад произошло прекращение поставки североатлантических глубинных вод с низким значением ϵ_{Nd} в Тихий океан. Наши результаты хорошо согласуются с данными работы Х.Ф. Линга (H.F. Ling) с соавторами [42], показавших, что в период до 3–5 млн лет назад глубинные воды Пацифики были менее радиогенными по сравнению с современными, что напрямую свидетельствует о закрытии Панамского канала. В результате этого произошла глобальная перестройка океанических течений, что привело к изменению условий формирования железомарганцевых корок северной Пацифики.

Выводы

По условиям залегания, морфологии, а также результатам изучения минерального и химического со-

ставов исследуемые образования относятся к гидрогенным железомарганцевым коркам, наиболее перспективному твердому полезному ископаемому Мирового океана.

Полученные результаты по изотопному составу Nd современных слоев железомарганцевых корок показывают, что они характеризуются близкими значениями величины ϵ_{Nd} , которые изменяются от $-3,1$ до $-3,3$. Этот интервал может являться эталонным значением изотопного состава неодама в плиоцен – четвертичных слоях железомарганцевых корок северной Пацифики. Эта величина соответствует современной глубинной морской воде Тихого океана. Смещение величины ϵ_{Nd} является (1) отражением наличия аллотигенного материала, либо (2) указывает на изменение условий формирования железомарганцевых корок, но никак не смены генетического типа.

Нижний слой железомарганцевой корки с гайота Ханзей характеризуется минимальным значением величины ϵ_{Nd} , которое близко его значению для миоценовой глубинной морской воды Тихого океана. Это является основанием считать, что в миоцене на формирование вещественного состава железомарганцевых корок северной Пацифики оказывали влияние глубинные атлантические воды, поступающие через Панамский пролив. Прекращение их поставки в Тихий океан произошло примерно пять млн лет назад.

Отношение $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ в корках полностью контролируется внешними факторами: такими как (1) наличие аллотигенного материала и (2) обменом с морской водой. Последнее утверждение указывает на то, что изотопный состав стронция отдельных слоёв корок с крайней осторожностью можно использовать для датирования методом изотопной стратиграфии, что упоминалось ранее [47].

В виду большого количества алюмосиликатной примеси в образце DR59-11/1 однозначно диагностировать источник железомарганцевого вещества при изучении валовых изотопно – геохимических характеристик не представляется возможным. Для этого необходимо проводить изучение титульных минеральных фаз.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 22-27-00079, <https://rscf.ru/project/22-27-00079>.

Авторы благодарны Максиму Владимировичу Портнягину за переданные для изучения железомарганцевые корки, которые были драгированы в ходе экспедиции НИС «Sonne» So249 по проекту «БЕРИНГ», проводимой при финансовой поддержке Министерств образования и науки ФРГ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Батурич Г.Н. Руды океана. – М.: Наука, 1993. – 303 с.
2. Железо-марганцевые конкреции центральной части Тихого океана. – М.: Наука, 1986. – 340 с.
3. Гидротермальный рудогенез океанского дна / Ю.А. Богданов, А.П. Лисицын, А.М. Сагалевич, Е.Г. Гурвич. – М.: Наука, 2006. – 527 с.
4. Hein J.R., Koschinsky A., McInture B.R. Mercury- and silver-rich ferromanganese oxides, Southern California borderland: deposit model and environmental implications // *Economic Geology*. – 2005. – V. 100. – P. 1151–1168.
5. Low-temperature, shallow-water hydrothermal vent mineralization following the recent submarine eruption of Tagoro volcano (El Hierro, Canary Islands) / F.J. Gonzalez, B. Rincon-Tomas, L. Somoza, E. Santofimia, T. Medialdea, P. Madureira, E. Lopez-Pamo, J.R. Hein, E. Marino, C. de Ignacio, J. Reyes, M. Hoppert, J. Reitner // *Marine Geology*. – 2020. – V. 430. – 10633.
6. Microbial diversity of deep-sea ferromanganese crust field in the Rio Grande rise, southwestern Atlantic Ocean / N.M. Bergo, A.G. Bendia, J. Ferreira, B.J. Murton, F.P. Brandini, V.H. Pellizari // *Microbial Ecology*. – 2021. – V. 82 (2). – P. 344–355.

7. Genesis and evolution of ferromanganese crusts from the summit of Rio Grande Rise, southwest Atlantic Ocean / M. Benites, J.R. Hein, K. Mizell, T. Blackburn, L. Jovane // *Minerals*. – 2020. – V. 10. – 349.
8. Evolution of a deep-water ferromanganese nodule in the South China Sea in response to Pacific deep-water circulation and continental weathering during the Plio-Pleistocene / Y. Zhong, Z. Chen, J.R. Hein, F.J. Gonzalez, Z. Jiang, X. Yang, J. Zhang, W. Wang, X. Shi, Z. Liu, Q. Liu // *Quaternary Science Review*. – 2020. – V. 229. – 106106.
9. Батурин Г.Н. Геохимия железо-марганцевых конкреций океана. – М.: Наука, 1986. – 328 с.
10. Formation of Fe–Mn crusts within a continental margin environment / T. Conrad, J.R. Hein, A. Paytan, D.A. Clague // *Ore Geol. Rev.* – 2017. – V. 87. – P. 25–40.
11. Nd–Sr isotopic and REE constraints on the genesis of hydrothermal manganese crusts in the Galapagos / N. Clauer, P. Stille, C. Bonnot-Courtois, W.S. Moore // *Nature*. – 1984. – V. 311. – P. 743–745.
12. Modeling the distribution of Nd isotopes in the oceans using an ocean general circulation model / K.M. Jones, S.P. Khatiwala, S.L. Goldstein, S.R. Hemming, T. van de Flierdt // *Earth and Planetary Science Letters*. – 2008. – V. 272. – P. 610–619.
13. Towards explaining the Nd paradox using reversible scavenging in an ocean general circulation model / M. Siddall, S. Khatiwala, T. van de Flierdt, K. Jones, S.L. Goldstein, S. Hemming, R.F. Anderson // *Earth and Planetary Science Letters*. – 2008. – V. 274. – P. 448–461.
14. Response of the Pacific inter-tropical convergence zone to global cooling and initiation of Antarctic glaciation across the Eocene Oligocene Transition / K. Hyeong, J. Kuroda, I. Seo, P.A. Wilson // *Sci. Rep.* – 2016. – 30647.
15. Deep-ocean mineral deposits as a source of critical metals for high- and green-technology applications: comparison with land-based resources / J.R. Hein, K. Mizell, A. Koschinsky, T.A. Conrad // *Ore Geology Reviews*. – 2013. – V. 51. – P. 1–14.
16. Jacobsen S.B., Wasserburg G.J. Sm–Nd isotopic evolution of chondrites // *Earth Planet. Sci. Lett.* – 1980. – V. 50. – P. 139–155.
17. Isotopic Nd compositions and concentrations of the lithogenic inputs into the ocean: a compilation, with an emphasis on the margins / C. Jeandel, T. Arsouze, F. Lacan, P. Téchiné, J.-C. Dutay // *Chem. Geol.* – 2007. – V. 239. – P. 156–164.
18. Stordal M.C., Wasserburg G.J. Neodymium isotopic study of Baffin Bay water: sources of REE from very old terranes // *Earth Planet. Sci. Lett.* – 1986. – V. 77. – P. 259–272.
19. The distribution of neodymium isotopes and concentrations in the Eastern Equatorial Pacific: water mass advection versus particle exchange / P. Grasse, T. Stichel, R. Stumpf, L. Stramma, M. Frank // *Earth Planet. Sci. Lett.* – 2012. – V. 353–354 (0). – P. 198–207.
20. Formation of «Southern Component Water» in the Late Cretaceous: evidence from Nd-isotopes / S.A. Robinson, D.P. Murphy, D. Vance, D.J. Thomas // *Geology*. – 2010. – V. 38 (10). – P. 871–874.
21. Strontium isotope stratigraphy / J.M. McArthur, R.J. Howarth, G.A. Shields, Y. Zhou // *Geologic Time Scale. Ch. 7* / Eds. F.M. Gradstein, J.G. Ogg, M.D. Schmitz, G.M. Ogg. – Elsevier, 2020. – P. 211–238.
22. RV SONNE Fahrtbericht / Cruise Report SO249 BERING – Origin and Evolution of the Bering Sea: an Integrated Geochronological, Volcanological, Petrological and Geochemical Approach, Leg 1: Dutch Harbor (U.S.A.) / Eds. R. Werner, K. Hoernle, F. Hauff, M. Portnyagin, G. Yagodinsky, A. Ziegler. – Petropavlovsk-Kamchatsky (Russia), 05.06.2016–15.07.2016, Leg 2: Petropavlovsk-Kamchatsky (Russia) – Tomakomai (Japan), 16.07.2016–14.08.2016. Geomar Report, N. Ser. 030; Geomar Helmholtz – Zentrum für Ozeanforschung; Kiel. – Germany, 2016. – 451 p.
23. Clague D., Dalrymple G.B. The Hawaiian-Emperor volcanic chain. P. I. Geologic evolution. USGS professional paper 1350. – 1987. – P. 5–54.
24. Role of the Aleutian Arc and NW Pacific seafloor in Pacific – wide plate reorganization in the Paleogene / K. Hoernle, B.R. Jicha, D. Müller, M. Portnyagin, R. Werner, F. Hauff, R. Bezdard, T.W. Höfig, G. Yagodinski // *American Geophysical Union. Fall Meeting*. – 2019. – abstract #T51A-02.
25. Proceedings ODP, Sci. Results / Eds. D.K. Rea, L.A. Basov, D.W. Scholl, J.F. Allan. – V. 145: College Station, TX (Ocean Drilling Program). – 690 p.
26. The Emperor Seamounts: southward motion of the Hawaiian Hotspot Plume in Earth's mantle / J.A. Tarduno, R.A. Duncan, D.W. Scholl, R.D. Cottrell, B. Steinberger, Th. Thordarson, B.C. Kerr, C.R. Neal, F.A. Frey, M. Torii, C. Carvallo // *Science*. – 2003. – V. 301. – P. 1064–1069.
27. Plume–ridge interaction induced migration of the Hawaiian-Emperor seamounts / W. Sun, C.H. Langmuir, N.M. Ribe, L. Zhang, S. Sun, H. Li, C. Li, W. Fan, P.J. Tackley, P. Sanan // *Science Bulletin*. – 2021. – V. 66. – № 16. – P. 1691–1697.
28. Брусиловский Ю.В., Городницкий А.М., Соколов Б.А. Время формирования Магеллановых подводных гор (Тихий океан) по данным геомагнитного изучения // Доклады Академии наук СССР. – 1992. – Т. 322. – № 1. – С. 61–63.
29. McLennan S.M. Rare earth elements in sedimentary rocks: influence of provenance and sedimentary processes // *Geochemistry and mineralogy of the rare earth elements (Reviews in Mineralogy. V. 21)* / Eds. B.R. Lipin, G.A. McKay. – Washington: D.C. Mineralogical Society of America, 1989. – P. 169–200.
30. Мельников М.Е. Месторождения кобальтоносных марганцевых корок. – Геленджик: ФГУГП ГНЦ «Южморгеология», 2005. – 230 с.
31. Мельников М.Е., Плетнев С.П. Возраст и условия формирования кобальтоносных марганцевых корок на гайотах Магеллановых гор // *Литология и полезные ископаемые*. – 2013. – № 1. – С. 3–16.
32. О новых минеральных фазах в океанических марганцевых микроконкрециях / Ф.В. Чухров, А.И. Горшков, А.В. Сивцова, В.В. Березовская // *Изв. АН СССР. Сер. геол.* – 1979. – № 1. – С. 83–90.
33. Чухров Ф.В., Горшков А.И., Дриц В.А. Гипергенные окислы марганца. – М.: Наука, 1989. – 208 с.
34. Гайоты Западной Пацифики и их рудоносность / Ю.Г. Волохин, М.Е. Мельников, Э.Л. Школьник и др. – М.: Наука, 1995. – 368 с.
35. Bonatti E., Kreamer T., Rydell H. Classification and genesis of submarine iron manganese deposits // *Ferromanganese deposits on the ocean floor*. – Wash.: Nat Sci. Found., 1972. – P. 149–165.
36. Вещественный состав и распределение РЗЭ в железомарганцевых корках подводных возвышенностей Белояевского и Медведева (Японское море) / П.Е. Михайлик, Е.В. Михайлик, Н.В. Зарубина, Н.Н. Баринов, В.Е. Съедин, Е.П. Леликов // *Тихоокеанская геология*. – 2014. – № 3. – С. 3–16.
37. Discriminating between different genetic types of marine ferromanganese crusts and nodules based on rare earth elements and yttrium / M. Bau, K. Schmidt, A. Koschinsky, J.R. Hein, T. Kuhn, A. Usui // *Chemical Geology*. – 2014. – V. 381. – P. 1–9.
38. Cerium and neodymium isotope ratios and REE patterns in seawater from the North Pacific Ocean / H. Shimizu, K. Tachikawa, A. Masuda, Y. Nozaki // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1994. – V. 58. – № 1. – P. 323–333.
39. Piepgras D.J., Jacobsen S.B. The isotopic composition of neodymium in the North Pacific // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1988. – V. 52. – Iss. 6. – P. 1373–1381.
40. Manheim F.T., Lane-Bostwick C.M. Cobalt in ferromanganese crusts as a monitor of hydrothermal discharge on the sea floor // *Nature*. – 1988. – V. 335. – P. 59–62.
41. VonderHaar D.L., Mahoney J.J., McMurtry G.M. An evaluation of strontium isotopic dating of ferromanganese oxides in a marine hydrogenous ferromanganese crust // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1995. – V. 59. – № 20. – P. 4267–4277.
42. Evolution of Nd and Pb isotopes in Central Pacific seawater from ferromanganese crusts / H.F. Ling, K.W. Burton, R.K. O'niens, B.S. Kamber, F. von Blanckenburg, A.J. Gibb, J.R. Hein // *Earth and Planetary Science Letters*. – 1997. – V. 146 (1–2). – P. 1–12.
43. Генезис и изотопный состав Nd железомарганцевых образований Охотского моря и Курильской островной дуги / П.Е. Михайлик, И.А. Вишневецкая, Ю.М. Иванова, Е.В. Михайлик, М.Г. Блохин, М.В. Червяковская, В.А. Рашидов, Кс. Рен // *Геология и геофизика*. – 2021. – Т. 62. – № 9. – С. 1309–1326.
44. Магматические источники четвертичных лав Курильской островной дуги: новые данные по изотопии стронция и неодима /

- Ю.А. Мартынов, Дж.И. Кимура, А.И. Ханчук, А.В. Рыбин, А.А. Чашин, А.Ю. Мартынов // Доклады академии наук. – 2007. – Т. 416. – № 5. – С. 670–675.
45. Provenance of terrigenous detritus of the surface sediments in the Bering and Chukchi Seas as derived from Sr and Nd isotopes: implications for recent climate change in the Arctic regions / Y. Asahara, F. Takeuchi, K. Nagashima, N. Harada, K. Yamamoto, K. Oguri, O. Tadai // Deep Sea Research. P. II: Topical Studies in Oceanography. – 2012. – V. 61–64. – P. 155–171.
46. Closure of the Panama Seaway during the Pliocene: implications for climate and Northern Hemisphere glaciation / D.J. Lunt, P.J. Valdes, A. Haywood, I.C. Rutt // Climate Dynamics. – 2008. – V. 30 (1). – P. 1–18.
47. Henderson G.M., Burton K.W. Using (234U/238U) to assess diffusion rates of isotope tracers in ferromanganese crusts // Earth Planet. Sci. Lett. – 1999. – V. 70. – P. 169–179.

Поступила 05.10.2022.

Прошла рецензирование 24.10.2022 г.

Информация об авторах

Михайлик П.Е., кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории региональной геологии и тектоники Дальневосточного геологического института ДВО РАН.

Вишневская И.А., кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории изотопной геохимии и геохронологии Института геохимии и аналитической химии им. В.И. Вернадского РАН.

Михайлик Е.В., кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории региональной геологии и тектоники Дальневосточного геологического института ДВО РАН.

Рашидов В.А., кандидат технических наук, старший научный сотрудник лаборатории петрологии и геохимии Института вулканологии и сейсмологии ДВО РАН.

Савельев Д.П., кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории петрологии и геохимии Института вулканологии и сейсмологии ДВО РАН.

Солошенко Н.Г., научный сотрудник лаборатории физических и химических методов исследования Института геологии и геохимии им. А.Н. Заварицкого УО РАН.

UDC 553.078:553.065(265.3)

Sr AND Nd ISOTOPES IN HYDROGENETIC FERROMANGANESE CRUSTS FROM THE NORTH PACIFIC

Pavel E. Mikhailik¹,
mikhailik@fegi.ru

Irina A. Vishnevskaya²,
vishnevskaya@geokhi.ru

Evgeniy V. Mikhailik¹,
mikhailik@list.ru

Vladimir A. Rashidov³,
rashidva@kscnet.ru

Dmitry P. Savelyev³,
savelyev@kscnet.ru

Natalya G. Soloshenko⁴,
nats_igg@mail.ru

¹ Far East Geological Institute FEB RAS,
159, Prospekt 100-letiya Vladivostoka, Vladivostok, 690022, Russia.

² Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry, RAS,
19, Kosygin street, Moscow, 119334, Russia.

³ Institute of Volcanology and Seismology FEB RAS,
9, Piip boulevard, Petropavlovsk-Kamchatsky, 683006, Russia.

⁴ Zavaritsky Institute of Geology and Geochemistry, UB RAS,
15, Akademik Vonsovsky street, Ekaterinburg, 620016, Russia.

The relevance of the study is caused by the need to get knowledge of the fundamental scientific problem – the ferromanganese precipitation of the World Ocean. Marine ferromanganese deposits are records of sedimentation conditions in the past as well as promising mineral raw materials. Their formation is carried out under various processes, which are reflected in the bulk and isotopic composition of ferromanganese deposits. Currently, the least studied region of the Pacific Ocean is its northern segment.

The main aim of the research is to study Sr and Nd isotopic composition of the ferromanganese crusts from the Northern Pacific, formed under low detrital influx.

Methods: litho-morphology; x-ray diffraction – determination of the mineral composition; mass spectrometric – determination of the chemical and isotopic composition.

Results. Ferromanganese deposits of the guyots of the northern part of the Imperial Range (Detroit, Suzei, Hanzei) and the Amliya, Rat and Stallmate fracture zones, as well as the Vulkanolog Guyot (Magellan Seamounts), as a comparative material, were studied. Based on the mineralogical and geochemical bulk compositions, the studied ferromanganese deposits are classified as hydrogenetic ferromanganese crusts. The strontium isotopic composition of the studied samples is in the range from 0,70797 to 0,70919 (average 0,70885), with most of the samples concentrated at 0,709. At the same time, the content of strontium changes almost three times from 660 to 1700 ppm. The dependence of the isotopic composition on the concentration is not observed. The displacement of ⁸⁷Sr/⁸⁶Sr occurs towards volcanic rocks, which reflects the high amount of quartz-plagioclase admixture in the sample. The isotopic composition of neodymium, in terms of ϵ_{Nd} , varies in the range from –3,5 to –3,0, which corresponds to the modern deep seawater of the North Pacific. An increase in ϵ_{Nd} to –2,3 corresponds to a sample with the maximum terrigenous admixture. The minimum value of ϵ_{Nd} (–4,4) was found in the bottom layer of the ferromanganese crust from the Hanzei Guyot. This value corresponds to the Miocene North Pacific Deep water. This is a reason to believe that in the Miocene the formation of the bulk composition of the North Pacific ferromanganese crusts was under North Atlantic Deep Waters entering through the Panama Gateway. The end of North Atlantic Deep Waters delivery to the Pacific was finished about five million years ago.

Key words:

North Pacific, Emperor Ridge, fractures zones, ferromanganese crusts, isotopes, strontium, neodymium.

The study was supported by the grant of the Russian Science Foundation no. 22-27-00079, <https://rscf.ru/project/22-27-00079/>. The authors are grateful to Maxim V. Portnyagin for donating ferromanganese crusts that were dredged during the expedition of R/V «Sonne» So249 under the «BERING» project, which was carried out with the financial support of the Ministries of Education and Science of Germany.

REFERENCES

- Baturin G.N. *Rudy okeana* [Ocean ores]. Moscow, Nauka Publ., 1993. 303 p.
- Zhelezomargantsevye konkretsiy tsentralnoy chasti Tikhogo okeana* [Ferromanganese nodules of the Central Pacific]. Moscow, Nauka Publ., 1986. 340 p.
- Bogdanov Yu.A., Lisitsyn A.P., Sagalevich A.M., Gurchik E.G. *Gidrotermalny rudogenez okeanskogo dna* [Hydrothermal ore genesis of the ocean floor]. Moscow, Nauka Publ., 2006. 527 p.
- Hein J.R., Koschinsky A., McInture B.R. mercury- and silver-rich ferromanganese oxides, Southern California borderland: deposit model and environmental implications. *Economic Geology*, 2005, vol. 100, pp. 1151–1168.
- Gonzalez F.J., Rincon-Tomas B., Somoza L., Santofimia E., Medialdea T., Madureira P., Lopez-Pamo E., Hein J.R., Marino E., De Ignacio C., Reyes J., Hoppert M., Reitner J. Low-temperature, shallow-water hydrothermal vent mineralization following the recent submarine eruption of Tagoro volcano (El Hierro, Canary Islands). *Marine Geology*, 2020, vol. 430, 10633.
- Bergo N.M., Bendia A.G., Ferreira J., Murton B.J., Brandini F.P., Pellizari V.H. Microbial diversity of deep-sea ferromanganese crust field in the Rio Grande rise, southwestern Atlantic Ocean. *Microbial Ecology*, 2021, vol. 82 (2), pp. 344–355.
- Benites M., Hein J.R., Mizell K., Blackburn T., Jovane L. Genesis and evolution of ferromanganese crusts from the summit of Rio Grande Rise, southwest Atlantic Ocean. *Minerals*, 2020, vol. 10, 349.
- Zhong Y., Chen Z., Hein J.R., Gonzalez F.J., Jiang Z., Yang X., Zhang J., Wang W., Shi X., Liu Z., Liu Q. Evolution of a deep-water ferromanganese nodule in the South China Sea in response to Pacific deep-water circulation and continental weathering during the Plio-Pleistocene. *Quaternary Science Review*, 2020, vol. 229, 106106.
- Baturin G.N. *Geokhimiya zhelezomargantsevykh konkretsiy okeana* [Geochemistry of oceanic ferromanganese nodules]. Moscow, Nauka Publ., 1986. 328 p.
- Conrad T., Hein J.R., Paytan A., Clague D.A. Formation of Fe–Mn crusts within a continental margin environment. *Ore Geol. Rev.* 2017, vol. 87, pp. 25–40.
- Clauer N., Stille P., Bonnot-Courtois C., Moore W.S. Nd–Sr isotopic and REE constraints on the genesis of hydrothermal manganese crusts in the Galapagos. *Nature*, 1984, vol. 311, pp. 743–745.
- Jones K.M., Khatiwala S.P., Goldstein S.L., Hemming S.R., Van de Fliedert T. Modeling the distribution of Nd isotopes in the oceans using an ocean general circulation model. *Earth and Planetary Science Letters*, 2008, vol. 272, pp. 610–619.
- Siddall M., Khatiwala S., Van de Fliedert T., Jones K., Goldstein S.L., Hemming S., Anderson R.F. Towards explaining the Nd paradox using reversible scavenging in an ocean general circulation model. *Earth and Planetary Science Letters*, 2008, vol. 274, pp. 448–461.
- Hyeong K., Kuroda J., Seo I., Wilson P.A. Response of the Pacific inter-tropical convergence zone to global cooling and initiation of Antarctic glaciation across the Eocene Oligocene Transition. *Sci. Rep.*, 2016, 30647.
- Hein J.R., Mizell K., Koschinsky A., Conrad T.A. Deep-ocean mineral deposits as a source of critical metals for high- and green-technology applications: comparison with land-based resources. *Ore Geology Reviews*, 2013, vol. 51, pp. 1–14.
- Jacobsen S.B., Wasserburg G.J. Sm–Nd isotopic evolution of chondrites. *Earth Planet. Sci. Lett.* 1980, vol. 50, pp. 139–155.
- Jeandel C., Arsouze T., Lacan F., Téchiné P., Dutay J.-C. Isotopic Nd compositions and concentrations of the lithogenic inputs into the ocean: a compilation, with an emphasis on the margins. *Chem. Geol.* 2007, vol. 239, pp. 156–164.
- Stordal M.C., Wasserburg G.J. Neodymium isotopic study of Baffin Bay water: sources of REE from very old terranes. *Earth Planet. Sci. Lett.* 1986, vol. 77, pp. 259–272.
- Grasse P., Stichel T., Stumpf R., Stramma L., Frank M. The distribution of neodymium isotopes and concentrations in the Eastern Equatorial Pacific: water mass advection versus particle exchange. *Earth Planet. Sci. Lett.* 2012, vol. 353–354 (0), pp. 198–207.
- Robinson S.A., Murphy D.P., Vance D., Thomas D.J. Formation of «Southern Component Water» in the Late Cretaceous: evidence from Nd-isotopes. *Geology*, 2010, vol. 38 (10), pp. 871–874.
- McArthur J.M., Howarth R.J., Shields G.A., Zhou Y. Strontium isotope stratigraphy. *Geologic Time Scale*. Ch. 7. Eds. F.M. Gradstein, J.G. Ogg, M.D. Schmitz, G.M. Ogg. Elsevier, 2020. pp. 211–238.
- RV SONNE Fahrtbericht / Cruise Report SO249 BERING – Origin and Evolution of the Bering Sea: an Integrated Geochronological, Volcanological, Petrological and Geochemical Approach, Leg 1: Dutch Harbor (U.S.A.) – Petropavlovsk-Kamchatsky (Russia), 05.06.2016–15.07.2016, Leg 2: Petropavlovsk-Kamchatsky (Russia) – Tomakomai (Japan), 16.07.2016–14.08.2016. Geomar Report, N. Ser. 030; Geomar Helmholtz – Zentrum für Ozeanforschung: Kiel. Eds. R. Werner, K. Hoernle, F. Hauff, M. Portnyagin, G. Yogodzinsky, A. Ziegler. Germany, 2016. 451 p.
- Clague D., Dalrymple G.B. The Hawaiian–Emperor volcanic chain. P. I. Geologic evolution. *USGS professional paper 1350*. 1987. pp. 5–54.
- Hemel K., Jicha B.R., Müller D., Portnyagin M., Werner R., Hauff F., Bezard R., Höfig T.W., Yogodzinski G. Role of the Aleutian Arc and NW Pacific seafloor in Pacific – wide plate reorganization in the Paleogene. *American Geophysical Union. Fall Meeting*, 2019. abstract #T51A-02.
- Proceedings ODP, Sci. Results*. Eds. D.K. Rea, L.A. Basov, D.W. Scholl, J.F. Allan. Vol. 145: College Station, TX (Ocean Drilling Program), 1995. 690 p.
- Tarduno J.A., Duncan R.A., Scholl D.W., Cottrell R.D., Steinberger B., Thordarson Th., Kerr B.C., Neal C.R., Frey F.A., Torii M., Carvallo C. The Emperor Seamounts: southward motion of the Hawaiian Hotspot Plume in Earth's mantle. *Science*, 2003, vol. 301, pp. 1064–1069.
- Sun W., Langmuir C.H., Ribe N.M., Zhang L., Sun S., Li H., Li C., Fan W., Tackley P.J., Sanan P. Plume–ridge interaction induced migration of the Hawaiian–Emperor seamounts. *Science Bulletin*, 2021, vol. 66, no. 16, pp. 1691–1697.
- Brusilovsky Yu.V., Gorodnitsky A.M., Sokolov B.A. Vremya formirovaniya Magellanovykh podvodnykh gor (Tikhoy okean) po dannym geomagnitnogo izucheniya [Formation time of the Magellanic Seamounts (Pacific Ocean) according to geomagnetic data]. *Doklady Akademii nauk SSSR*, 1992, vol. 322, no. 1, pp. 61–63.
- McLennan S.M. *Rare earth elements in sedimentary rocks: influence of provenance and sedimentary processes. Geochemistry and mineralogy of the rare earth elements (Reviews in Mineralogy, v. 21)*. Eds. B.R. Lipin, G.A. McKay. Washington, D.C. Mineralogical Society of America, 1989. pp. 169–200.
- Melnikov M.E. *Mestorozhdeniya kobaltonosnykh margantsevykh korok* [Deposits of cobalt-rich manganese crusts]. Gelendzhik, FGUP SSC «Yuzhmorgeologiya» Publ., 2005. 230 p.
- Melnikov M.E., Pletnev S.P. Age and formation conditions of the Co-rich manganese crust on guyots of the Magellan seamounts. *Lithology and Mineral Resources*, 2013, vol. 48, no. 1, pp. 1–13.
- Chukhrov F.V., Gorshkov A.I., Sivtsova A.V., Berezovskaya V.V. O novykh mineralnykh fazakh okeanicheskikh margantsevykh mikrokonkretsiyakh [On new mineral phases of oceanic manganese microconcretions]. *Izv. Academy of Sciences of the USSR. Geological series*, 1979, no. 1, pp. 83–90.
- Chukhrov F.V., Gorshkov A.I., Drits V.A. *Gipergennye okisly margantsa* [Hypergene oxides of manganese]. Moscow, Nauka Publ., 1989. 208 p.
- Volkhin Yu.G., Melnikov M.E., Shkolnik E.L. *Patsifiki i ikh rudonosnost* [Guyots of the Western Pacific and their ore potential]. Moscow, Nauka Publ., 1995. 368 p.
- Bonatti E., Kreamer T., Rydell H. Classification and genesis of submarine iron manganese deposits. *Ferromanganese deposits on the ocean floor*. Wash., Nat. Sci. Found., 1972. pp. 149–165.
- Mikhailik P.E., Mikhailik E.V., Zarubina N.V., Barinov N.N., Sedin V.T., Lelikov E.P. Composition and distribution of REE in ferromanganese crusts of the Belyaevsky and Medvedev seamounts in the Sea of Japan. *Russian Journal of Pacific Geology*, 2014, vol. 8, no. 5, pp. 315–329.
- Bau M., Schmidt K., Koschinsky A., Hein J.R., Kuhn T., Usui A. Discriminating between different genetic types of marine ferromanganese crusts and nodules based on rare earth elements and yttrium. *Chemical Geology*, 2014, vol. 381, pp. 1–9.
- Shimizu H., Tachikawa K., Masuda A., Nozaki Y. Cerium and neodymium isotope ratios and REE patterns in seawater from the

- North Pacific Ocean. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1994, vol. 58, no. 1, pp. 323–333.
39. Piepgras D.J., Jacobsen S.B. The isotopic composition of neodymium in the North Pacific. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1988, vol. 52, Iss. 6, pp. 1373–1381.
 40. Manheim F.T., Lane-Bostwick C.M. Cobalt in ferromanganese crusts as a monitor of hydrothermal discharge on the sea floor. *Nature*, 1988, vol. 335, pp. 59–62.
 41. VonderHaar D.L., Mahoney J.J., McMurtry G.M. An evaluation of strontium isotopic dating of ferromanganese oxides in a marine hydrogenous ferromanganese crust. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1995, vol. 59, no. 20, pp. 4267–4277.
 42. Ling H.F., Burton K.W., O'Nions R.K., Kamber B.S., Von Blanckenburg F., Gibb A.J., Hein J.R. Evolution of Nd and Pb isotopes in Central Pacific seawater from ferromanganese crusts. *Earth and Planetary Science Letters*, 1997, vol. 146 (1–2), pp. 1–12.
 43. Mikhailik P.E., Vishnevskaya I.A., Mikhailik E.V., Blokhin M.G., Chervyakovskaya M.V., Rashidov V.A., Ren X. Genesis and Nd Isotope Composition of Ferromanganese Deposits of the Sea of Okhotsk and the Kuril Island Arc. *Russian Geology and Geophysics*, 2021, vol. 62, no. 9, pp. 1074–1087.
 44. Martynov Yu.A., Kimura J.-I., Khanchuk A.I., Rybin A.V., Chashchin A.A., Martynov A.Yu. Magmatic sources of Quaternary lavas in the Kuril island arc: new data on Sr and Nd isotopy. *Dokl. Earth Sci.*, 2007, vol. 417 (1), pp. 1206–1211.
 45. Asahara Y., Takeuchi F., Nagashima K., Harada N., Yamamoto K., Oguri K., Tadaï O. Provenance of terrigenous detritus of the surface sediments in the Bering and Chukchi Seas as derived from Sr and Nd isotopes: Implications for recent climate change in the Arctic regions. *Deep Sea Research Part II: Topical Studies in Oceanography*, 2012, vol. 61–64, pp. 155–171.
 46. Lunt D.J., Valdes P.J., Haywood A., Rutt I.C. Closure of the Panama Seaway during the Pliocene: implications for climate and Northern Hemisphere glaciation. *Climate Dynamics*, 2008, vol. 30 (1), pp. 1–18.
 47. Henderson G.M., Burton K.W. Using ($^{234}\text{U}/^{238}\text{U}$) to assess diffusion rates of isotope tracers in ferromanganese crusts. *Earth Planet. Sci. Lett.*, 1999, vol. 70, pp. 169–179.

*Received: 5 October 2022.
Reviewed: 24 October 2022.*

Information about the authors

Pavel E. Mikhailik, Cand. Sc., senior researcher, Far East Geological Institute FEB RAS.

Irina A. Vishnevskaya, Cand. Sc., senior researcher, Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry, RAS.

Evgeniy V. Mikhailik, Cand. Sc., senior researcher, Far East Geological Institute FEB RAS.

Vladimir A. Rashidov, Cand. Sc., senior researcher, Institute of Volcanology and Seismology FEB RAS.

Dmitry P. Savelyev, Cand. Sc., senior researcher, Institute of Volcanology and Seismology FEB RAS.

Natalya G. Soloshenko, researcher, Zavaritsky Institute of Geology and Geochemistry, UB RAS.

УДК 544.02(282.256.615)

ИЗОТОПНО-КОНЦЕНТРАЦИОННАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНЫХ ВОД НОВОСИБИРСКОЙ ОБЛАСТИ КАК ИНСТРУМЕНТ КОНТРОЛЯ ИХ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ С ОКРУЖЕНИЕМ

Пыряев Александр Николаевич^{1,2},
pyrayev@igm.nsc.ru

Новиков Дмитрий Анатольевич^{3,2},
NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Максимова Анастасия Алексеевна^{3,2},
rock.nastaya64@gmail.com

Дульцев Федор Федорович³,
DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Деркачев Антон Сергеевич²,
a.derkachev@g.nsu.ru

Черных Анатолий Витальевич³,
ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

Хвощевская Альбина Анатольевна⁴,
unpr_voda@mail.ru

¹ Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН,
Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3.

² Новосибирский национальный исследовательский государственный университет,
Россия, 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1.

³ Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3/6.

⁴ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность: необходимость создания методики различения близких по изотопному составу кислорода и водорода водоемов на основании их изотопно-концентрационных характеристик.

Цель: сопоставить изотопно-концентрационные характеристики отдельных водоемов, выявить их применимость для оценки различий водоемов, имеющих близкие изотопные составы кислорода и водорода.

Методы. Лабораторное изучение химического состава природных вод методами титриметрии, ионной хроматографии, масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой проводилось в проблемной научно-исследовательской лаборатории гидрогеохимии Инженерной школы природных ресурсов Томского политехнического университета. Определение комплекса величин δD , $\delta^{18}O$, $\delta^{13}C_{DIC}$ вод и растворенного неорганического углерода проводилось в центре коллективного пользования Института геологии и минералогии СО РАН с помощью прибора Isotope Ratio Mass Spectrometer FinniganTM MAT 253, снабженного приставками пробоподготовки H/Device и GasBench II.

Результаты. Представлены данные изотопных исследований природных вод с. Скала Новосибирской области (Россия). Изотопный состав кислорода и водорода указывает на метеорно-инфильтрационное происхождение всех изученных вод. Большинство изученных объектов имеют изотопные характеристики, сопоставимые с другими объектами области: от -142 до -114 ‰ для δD , от $-18,5$ до $-11,6$ ‰ для $\delta^{18}O$. Неординарный изотопный состав кислорода и водорода зафиксирован для пробы подземной воды, отобранной в с. Скала: легкий изотопный состав кислорода и водорода вместе с повышенными значениями дейтериевого эксцесса. По изотопно-концентрационной характеристике растворенного неорганического углерода изученные воды разделены на три группы: дренажные воды карьеров с низким содержанием растворенного неорганического углерода (значения $\delta^{13}C_{DIC}$ от $-5,3$ до $-4,4$ ‰), речные воды с умеренным содержанием растворенного неорганического углерода и широкой вариацией изотопного состава углерода (значения $\delta^{13}C_{DIC}$ от $-13,3$ до $-6,8$ ‰), подземные воды с максимальным содержанием растворенного неорганического углерода и самым легким из представленных изотопным составом углерода (значения $\delta^{13}C_{DIC}$ от $-13,3$ до $-9,2$ ‰). Вид характеристики определяется индивидуальными условиями накопления DIC и изотопного обмена вод с окружающей средой.

Ключевые слова:

стабильные изотопы водорода, кислорода, водорастворенного углерода,
речные воды, дренажные воды карьеров и подземные воды, изотопно-концентрационная характеристика.

Введение

Состав стабильных изотопов вод (δD и $\delta^{18}O$) уже несколько десятилетий является важным инструментом в решении вопросов генезиса вод [1, 2], дифференциации источников вод [3], реконструкций истории водоема [4], экологических приложений [5] и др. Формирование изотопного состава природных вод определяется серией процессов, среди которых основная роль отводится условиям образования влаги [6] и выпадения атмосферных осадков [7]. Окружение каждого источника также способно оказывать влияние на изотопную характеристику вод: их испарение и изотопный обмен с кислородсодержащими породами [8, 9]. Тем не менее в ряде случаев идентифицировать отдельные водоемы/водоносные горизонты из-за близости изотопного состава кислорода и водорода в них не представляется возможным без привлечения дополнительных методов. Одним из таких инструментов может служить изотопно-концентрационная характеристика (ИКХ) водорастворенного углерода (DIC – Dissolved inorganic carbon), объединяющая показатели концентрации отдельных ионов с изотопным составом DIC. В частности, в работе [10] было показано, что ИКХ служит высокочувствительным инструментом, позволяющим выделить границы условно замкнутых экосистем. В настоящей работе мы задались вопросом о применимости ИКХ в вопросе индивидуализации (оценки различий) отдельных водоемов, имеющих близкие условия формирования и, соответственно, схожие показатели изотопного состава кислорода и водорода.

Изучаемая территория расположена в пределах Кольванского гранитоидного массива, который находится на левобережье р. Обь, в районе рабочего поселка Кольвань. Он представляет собой штокообразное тело, вытянутое в меридиональном направлении [11]. Границы извилистые, контакты полого падают в сторону вмещающих пород.

В связи с распространением гранитоидных массивов в Новосибирской области на территории изучения во время полевых работ была установлена высокая активность радона (до 673 Бк/дм^3) в объектах села Скала, расположенного в левобережной части реки Оби в Новосибирской области. В качестве объектов сравнения также были привлечены данные по ранее исследованным объектам Новосибирской области, часть из которых находится в черте городской агломерации (рис. 1). Учитывая относительно небольшую протяженность представленного региона, не включающего больших перепадов высот и смены климатических условий, объекты имеют довольно близкие условия формирования, что также должно отразиться на близости изотопных составов водорода и кислорода в них. Соответственно, ИКХ может быть заложена в основу обособления (индивидуализации) конкретных водоемов, то есть для выявления набора изотопно-геохимических характеристик, свойственных каждому отдельно взятому объекту.

Методы

Отбор, консервацию и транспортировку проб проводили в мае–августе 2022 г. согласно методикам, представленным в работе [10]. Точки отбора проб представлены на рис. 1. Анализ изотопного состава вод (δD и $\delta^{18}O$) и DIC ($\delta^{13}C_{DIC}$) проводили с помощью масс-спектрометра изотопных отношений FinniganTM MAT 253, снабженного приставками пробоподготовки H/Device и GasBench II, в Центре коллективного пользования научным оборудованием для многоэлементных и изотопных исследований Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН. Исследования проводили с использованием известных методик [12–15]. Все измерения проводились относительно материалов сравнения МАГАТЭ: NBS-18 и NBS-19 – при измерениях $\delta^{13}C_{DIC}$; VSMOW2, SLAP2 и GISP – при измерениях δD и $\delta^{18}O$ [16]. Погрешность измерений не превышала 0,1 ‰ при анализе изотопного состава углерода, 0,2 ‰ – кислорода и 2 ‰ – водорода. Лабораторное изучение химического состава вод проводилось методами титриметрии, ионной хроматографии, масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой в проблемной научно-исследовательской лаборатории гидрогеохимии Инженерной школы природных ресурсов Томского политехнического университета. Все значения δD , $\delta^{18}O$ и $\delta^{13}C_{DIC}$ представлены в ‰ относительно международных стандартов VSMOW – для кислорода и водорода, VPDB – для углерода.

Результаты

В табл. 1 и на рис. 2 приведены данные по изотопному составу кислорода, водорода и DIC в изученных водах с. Скала в сопоставлении с родственными объектами Новосибирской области – поверхностными и подземными водами сел Верх-Тула, Новобеево, п. Седова Заимка, реками Новосибирской городской агломерации, Инскими источниками [18, 19].

Большинство представленных вод имеют среду от нейтральной до слабощелочной (значения pH варьируют от 7,0 до 8,8), лишь карьерные воды с. Скала имеют показатель кислотности немного ниже 7 (pH=6,9). Здесь же отметим, что для этих вод характерно наибольшее содержание сульфат-иона: молярное соотношение SO_4^{2-}/HCO_3^- в них достигает $0,481 \div 2,036$ против $0,005 \div 0,292$ (среднее 0,057) в остальных представленных пробах. Уровень минерализации вод с. Скала варьирует в довольно узком диапазоне – от 280 до 787 мг/дм^3 – и вполне сопоставим с общей минерализацией вод Новосибирской области – от 158 до 818 мг/дм^3 для представленных в работе объектов.

В ионном составе изученных вод преобладают гидрокарбонат-, хлорид- и сульфат-ионы. Остальные макрокомпоненты находятся в подчиненном количестве. Исключение также составляют карьерные воды с. Скала, где в существенных количествах присутствуют сульфат-ион (более 106 мг/дм^3), Ca^{2+} (более 105 мг/дм^3), нитрат-ион (более 295 мг/дм^3) при соизмеримых с другими пробами количествах хлорид-,

гидрокарбонат-ионов. Содержание DIC в изученных водах, рассчитанное как сумма трех диссоциатов углекислоты ($\text{CO}_{2(\text{водн})} + \text{HCO}_3^- + \text{CO}_3^{2-}$), варьировало от 1,1 до 8,2 ммоль/дм³.

Изотопный состав кислорода и водорода природных вод с. Скала варьирует от $-14,9$ до $-18,0$ ‰ для $\delta^{18}\text{O}$ и от -115 до -142 ‰ для δD . Изотопный состав углерода водорастворенной углекислоты в пробах зависит от типа источника и условно разделен на две группы: карьерные воды с тяжелым DIC (значения $\delta^{13}\text{C}_{\text{DIC}}$ от $-5,3$ до $-4,4$ ‰) и остальные воды – с изотопно-легким CO_2 (значения $\delta^{13}\text{C}_{\text{DIC}}$ от $-9,2$ до $-8,1$ ‰). Для объектов сравнения содержание изотопов варьировало в следующих диапазонах: от -138 до -114 ‰ для δD , от $-18,5$ до $-11,6$ ‰ для $\delta^{18}\text{O}$ и от $-13,6$ до $-9,7$ ‰ для $\delta^{13}\text{C}_{\text{DIC}}$.

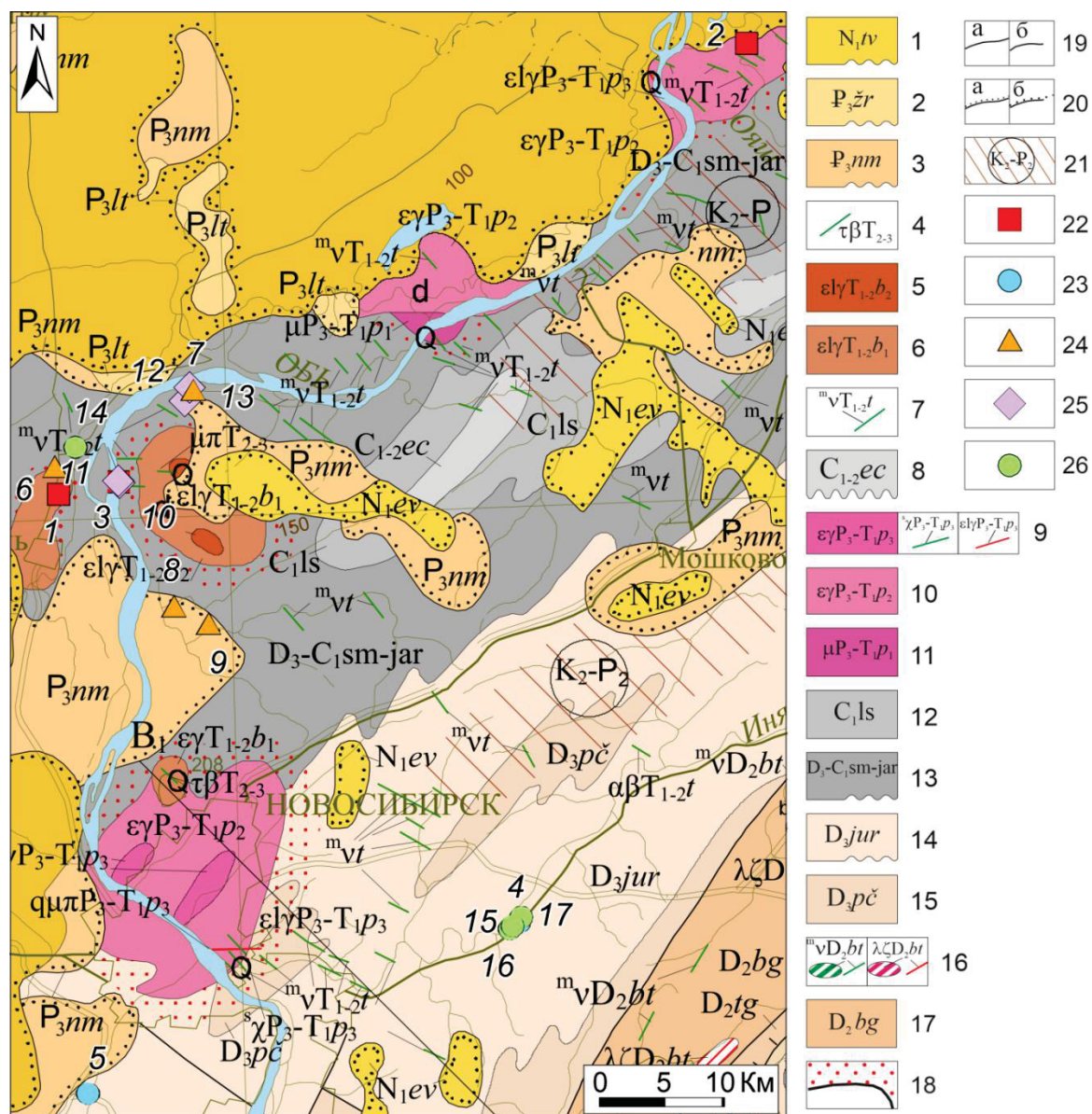
Обсуждение

Полученные данные по изотопному составу кислорода и водорода вод представлены на рис. 2, а в координатах $\delta\text{D} = f(\delta^{18}\text{O})$ относительно линий метеорных

вод: глобальной (GMWL) [20] и локальных линий (LMWL), построенных на основании данных международной базы Wiser (LMWL Wiser) [21] и данных работы [18] для изотопного состава атмосферных осадков в г. Новосибирске за 2020 г. (LMWL 2020). Представленные линии метеорных вод несколько различаются своим положением. Большинство полученных точек изотопного состава вод ложатся ближе к LMWL 2020. Кроме того, эта линия получена на основании наиболее актуальных данных, поэтому дальнейшее обсуждение результатов будет проводиться относительно нее.

Расположение точек на LMWL указывает на метеорное или метеорно-инфильтрационное (для подземных) происхождение соответствующих вод [1, 8].

Из рис. 2 видно, что для большинства подземных вод характерен более легкий изотопный состав кислорода и водорода относительно поверхностных вод – точки ложатся на LMWL в область более отрицательных значений δD и $\delta^{18}\text{O}$.



По-видимому, это является следствием большего участия осадков холодного периода года в питании подземных вод, поскольку для них характерен усредненный изотопный состав метеорных вод за весь сезон [1, 18], в отличие от поверхностных вод, представляющих, в первую очередь ввиду своей большей подвижности, осадки теплого сезона (август) в нашем случае. Отклонение некоторых точек вправо от LMWL обусловлено эвапотранспирацией вод [1, 22] и характерно в первую очередь для поверхностных вод, что наблюдается и в нашем случае для вод рек Иня и Чаус, а также дренажных вод карьера в с. Скала, отобранных в зумпфе.

Интересно отметить, что воды р. Скалушки имеют изотопный состав, отличающийся от всех представленных поверхностных вод региона существенно низким содержанием изотопов D и ^{18}O . Это указывает на активное питание этой реки подземными водами, состав которых условно отображает проба, отобранная из водопродной колонки с. Скала. Используя простое уравнение смещения [1] и принимая за граничные члены ряда смещения воду из колонки и воду из р. Чаус, находим, что подземные воды составляют примерно 80 % питания р. Скалушки.

Дренажные воды карьера по изотопному составу довольно близки к водам р. Чаус и другим поверхностным водам региона исследований. Это наблюдение

несколько расходится с данными работы [23], где было показано насыщение карьерных вод относительно природных поверхностных водоемов тяжелыми изотопами. Авторы работы объясняли этот эффект комплексным влиянием ряда факторов: различие вкладов поверхностных вод, эвапотранспирации и др. По-видимому, в нашем случае условия образования дренажных вод в карьерах близки к условиям в поверхностных водоемах региона. Можно предположить, что проявление эффекта обогащения вод тяжелыми изотопами в отдельных случаях связано с глубиной и уровнем затопления карьеров.

Отдельного внимания заслуживает проба, отобранная в с. Скала из водопродной колонки, используемой населением для питьевого водоснабжения. Изотопный состав кислорода и водорода этой пробы подземных вод самый легкий из всех изученных нами на территории Новосибирской области [18, 19, 24]. Кроме того, значения дейтериевого эксцесса [25] этой пробы $d=15,5\text{‰}$, что совсем не характерно для современных подземных вод Новосибирской области, хотя и довольно распространено для современных атмосферных осадков региона (по собственным данным). На основании данных по единственной пробе сложно сделать более подробную интерпретацию, поэтому на текущий момент оставим этот вопрос для дальнейших исследований.

Рис. 1. Местоположение изученных объектов [17]: 1 – таволжанский горизонт; 2 – журавский горизонт; 3 – новомихайловский горизонт; новомихайловская свита; 4 – средне-позднетриасовые дайки трахибазальтов порфировых, монцодиорит-порфириров; 5, 6 – Барлакский гранит-лейкогранитовый мезоабиссальный комплекс: 5 – вторая фаза; 6 – первая фаза; 7 – Ташаринский габбро-долеритовый комплекс; 8 – евсеевский и каезовский горизонты. Ельцовская свита; 9–11 – Приобский монцодиорит-граносиенит-гранитовый мезоабиссальный комплекс: 9 – третья фаза; 10 – вторая фаза (главная); 11 – первая фаза; 12 – подъяковский и верхотомский горизонты. Лагерносадская (мильтюшинская) толща; 13 – саламатовская (чингисская) и ярская толщи нерасчлененные; 14 – подонинский горизонт. юргинская свита; 15 – пачинская свита; 16 – Буготакско-тогучинский риодацит-базальтовый комплекс. 17 – буготакская свита; 18 – контактовые роговики и ороговикованные породы; 19, 20 – геологические границы: 19 – согласно залеганию разновозрастных подразделений и интрузивных контактов: а – достоверные, б – предполагаемые; 20 – несогласного залеганию разновозрастных подразделений: а – достоверные, б – предполагаемые; 21 – позднемеловая–эоценовая кора выветривания; 22–26 – геохимические типы вод: 22 – трещинно-жильные воды гранитоидов (проявления радоновых вод: 1 – Скалинское; 2 – Новобибеевское; 3 – Седова Заимка); 23 – воды зоны региональной трещиноватости карбонатно-терригенных пород (источники: 4 – Инские; 5 – Святой в с. Верх-Тула); 24 – поверхностные воды с большой долей подземного питания (реки: 6 – Скалушка; 7 – Ключевая; 8 – Барлак Малый; 9 – Большой Барлак); 25 – поверхностные воды (реки: 10 – Шатуниха; 11 – Обь; 12, 13 – Смородинка); 26 – поверхностные воды в условиях антропогенного влияния (реки: 14 – Чаус; 15–17 – Иня)

Fig. 1. Location of the objects studied: 1 – tavalzhansky horizon; 2 – zhuravsky horizon; 3 – novomikhailovskiy horizon; novomikhailovskaya formation; 4 – middle-late triassic dikes of porphyritic trachybasalts, monzodiorite-porphyrines; 5, 6 – Barlak granite-leucogranite mesoabyssal complex: 5 – second phase; 6 – first phase; 7 – Tasharin gabbro-dolerite complex; 8 – evseevsky and kaezovsky horizons. eltsovskaya formation; 9–11 – Priobsky monzodiorite-granosyenite-granite mesoabyssal complex: 9 – third phase; 10 – second phase (main); 11 – first phase; 12 – podyakovskiy and verkhotomskiy horizons. lagernosadskaya (milyushinskaya) formaion; 13 – salamatovskaya (chinggisskaya) and yarskaya formation, undivided; 14 – podoninsky horizon. yurginskaya formation; 15 – pачinskaya formation; 16 – Bugotaksko-Toguchinskiy rhyodacite-basalt complex; 17 – bugotak formation; 18 – contact hornfelses and hornfelsed rocks; 19, 20 – geological boundaries: 19 – conformable occurrence of units of different ages and intrusive contacts: a) reliable, b) supposed; 20 – unconformity occurrence of units of different ages: a) reliable, b) supposed; 21 – Late Cretaceous–Eocene weathering crust; 22–26 – geochemical types of waters: 22 – fissure-vein waters of granitoids (manifestations of radon waters: 1 – Skalinskoe; 2 – Novobibeevskoe; 3 – Sedova Zaimka); 23 – waters of the zone of regional jointing of carbonate-terrirogenous rocks (springs: 4 – Inskie; 5 – Svyatoy in the village Verkh-Tula); 24 – surface waters with a large share of groundwater supply (rivers: 6 – Skalushka; 7 – Klyuchevaya; 8 – Barlak Maly; 9 – Bolshoy Barlak); 25 – surface water (rivers: 10 – Shatunikha; 11 – Ob; 12, 13 – Smorodinka); 26 – surface waters under conditions of anthropogenic influence (rivers: 14 – Chau; 15–17 – Inya)

Таблица. Изотопный состав H, O и DIC в водах с. Скала и родственных объектах Новосибирской области
Table. Isotopic composition of H, O, and DIC in the waters of v. Skala and related objects of the Novosibirsk region

№ пробы sample no.	Местоположение Location	$\delta^{13}\text{C}_{\text{VPDB}}$, ‰	dD_{VSMOW} , ‰	$\text{d}^{18}\text{O}_{\text{VSMOW}}$, ‰	сумма DIC, ммоль/дм ³ DIC sum, mmol/dm ³	$\text{SO}_4^{2-}/$ HCO_3^-
73 Rn	с. Скала, карьер – зумпф v. Skala, quarry – sumpf	-4,4	-118	-15,5	1,1	2,036
74 Rn	с. Скала, карьер – техногенное озеро v. Skala, quarry – technogenic lake	-5,3	-116	-15,8	2,3	0,481
87 Rn	с. Скала, колонка v. Skala, water column	-9,2	-142	-19,6	5,5	0,005
88 Rn	с. Скала, р. Скалушка v. Skala, r. Skalushka	-8,1	-135	-18,0	6,3	0,005
89 Rn	с. Скала, р. Чаус v. Skala, r. Chaus	-8,3	-115	-14,9	5,8	0,100
201 Rn	с. Новобеево, скважина v. Novobeevo, well	-12,6	-123	-17,0	6,0	0,292
124 Rn	р. Шатуниха, п. Седова Займка r. Shatunikha, v. Sedova Zaimka	-13,6	-114	-15,4	3,7	0,020
138 Rn	п. Седова Займка – скважина v. Sedova Zaimka – well	-9,7	-121,1	-16,6	5,4	0,032
Усредненные данные по нескольким пробам Averaged data for several samples	с. Верх-Тула, Святой источник v. Verkh-Tula, Svyatoy spring	-13,3	-138	-18,5	8,2	0,016
128 Rn	р. Смородинка r. Smorodinka	-13,3	-116	-15,7	3,6	0,022
130 Rn	р. Ключевая r. Klyuchevaya	-12,7	-119	-16,4	4,2	0,022
131 Rn	р. Барлак малый, с. Кубовое r. Barlak Maly, v. Kubovoe	-10,4	-117	-16,0	5,2	0,012
Усредненные данные по нескольким пробам Averaged data for several samples	р. Иня, ниже источника № 1 r. Inya, below the spring no. 1	-6,8	-114	-14,4	6,5	0,144
Усредненные данные по нескольким пробам Averaged data for several samples	Инские источники Inskie spring	-11,6	-127	-16,9	5,7	0,016

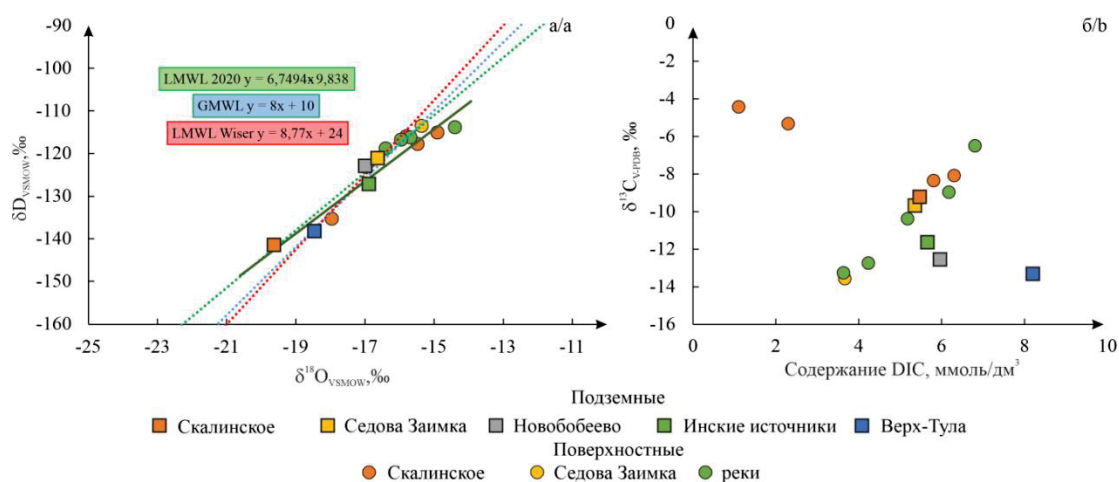


Рис. 2. Изотопный состав кислорода и водорода относительно глобальной линии метеорных вод – GMWL (global meteoric water line) [20] и локальных линий метеорных вод – LMWL (local meteoric water line) [18, 21] (а) и DIC (б) в водах с. Скала, Новосибирской обл.

Fig. 2. Isotope composition of oxygen and hydrogen in the studied waters with respect to GWML (global meteoric water line) [20] and LMWL (local meteoric water line) [18, 21] (a) the isotope composition of carbon depending on the concentration of DIC in waters of v. Skala, Novosibirsk region

По изотопному составу DIC воды с. Скала разделились на две условные группы (рис. 2, б): 1 – воды легкого изотопного состава углерода (речные воды и проба подземных вод из колонки); 2 – воды тяжелого изотопного состава углерода (дренажные воды карьера).

В данном случае разница в изотопном составе вполне выразительна, что в очередной раз указывает на различие в чувствительности отдельных изотопных данных к изменению условий окружающей среды, что также было наглядно продемонстрировано в работе [10]. Ком-

плексное использование величин δD и $\delta^{18}O$, характеризующих параметры и условия формирования растворителя, вместе с $\delta^{13}C_{DIC}$, выражающей уровень и характер взаимодействия вод с окружающим углеродсодержащим веществом, дают более подробное и развернутое понимание генезиса и эволюции вод. Так, на основании данных по изотопному составу водорода и кислорода вод существенных различий в водах карьеров и других поверхностных вод области выявлено не было. При этом изотопно-концентрационная характеристика углерода вод явно указывает на различие во взаимодействии этих вод с окружающей средой.

Из рис. 2, б видно, что точки, характеризующие речные воды и пробу, отобранную из водопроводной колонки с. Скала, очень близки к точкам поверхностных вод, в то время как пробы дренажных вод значительно различаются как по содержанию DIC, так и по изотопному составу $\delta^{13}C_{DIC}$. Тем не менее для всех изученных вод концентрация DIC оказалась существенной и на несколько порядков превышает «фоновую» концентрацию углекислоты (поглощаемую из воздуха) в атмосферных осадках: 0,01–0,08 ммоль/дм³ [26, 27]. В целом такая тенденция может рассматриваться как нормальная, поскольку большинство поверхностных водоемов перенасыщены углекислотой относительно равновесного с атмосферой состояния [28]. Это указывает на дополнительные источники углекислоты, поглощенной водами до момента их отбора и анализа. Очевидно, в нашем случае такими источниками могла служить диффузионная углекислота, поглощенная почвами из воздуха [29] и в дальнейшем перешедшая в раствор при миграции вод в приповерхностных горизонтах, либо CO₂, образованный при аэробном распаде органических веществ, в определенной степени наследующий изотопный состав прекурсора – органического вещества [30] (аэробная биогенная углекислота). Здесь же, возможно, следует упомянуть углекислый газ, образуемый в ходе жизнедеятельности анаэробных микроорганизмов – анаэробная биогенная углекислота. Ее формирование и изотопный состав углерода в ней очень сильно зависят от конкретного механизма анаэробной биогенной переработки вещества [31–33], но в случае поверхностных вод, обильно насыщенных кислородом, эти механизмы в целом могут не учитываться.

Ожидаемое «фоновое» значение $\delta^{13}C_{DIC}$ в атмосферных осадках, с учетом коэффициента фракционирования [34] и изотопного состава воздушного CO₂ [27, 35], составляет около –10 ‰. В нашем случае к таким значениям близки лишь несколько проб – подземные воды из скважин п. Седова Заимка, воды из р. Барлак и подземные воды из колонки с. Скала. Для всех остальных представленных проб наблюдается существенное отклонение величины $\delta^{13}C_{DIC}$ как в положительную, так и в отрицательную стороны. Большинство изученных вод насыщены изотопно-легкой углекислотой – особенно это прослеживается для подземных вод, что связано с их насыщением аэробной биогенной углекислотой.

Насыщение углекислоты тяжелым ¹³C связано, скорее всего, с участием водорастворенного CO₂ в

процессах выветривания изотопно-тяжелых карбонатных пород [2, 30]. В частности, в работе [19] для карбонатного материала в Новосибирской области приводятся значения $\delta^{13}C \sim -2,9$ ‰. Еще одним источником изотопно-тяжелой углекислоты могут служить растения с фотосинтезом типа C₄ [1]. Для проработки обеих гипотез нужны дополнительные исследования, учитывающие минералогический и растительный фон окружения водоемов.

Содержание DIC в исследованных водах также неоднородно: наименьшие концентрации углекислоты характерны для дренажных вод карьера с. Скала, умеренно насыщены CO₂ речные воды, в наибольшей степени углекислый газ растворен в подземных водах (особенно это проявляется для вод Святого источника в с. Верх-Тула). Очевидно, причиной таких различий служит в первую очередь длительность контакта вод с окружающей средой и доступность углекислоты. Схематично это изображено на рис. 3.

В случае дренажных вод карьера (рис. 3, а) – довольно сильно изолированной системы с низкой насыщенностью флорой и фауной и крайне ограниченной поверхностью водосбора – доступной для растворения углекислоты мало. Внутренняя поверхность карьера в нашем случае существенно меньше его внешней водосборной площади. Основным источником в данном случае следует рассматривать атмосферный CO₂ с небольшой долей иных источников. Нельзя также исключать в отдельных случаях питание дренажных вод подземными источниками, но, как показали проведенные исследования изотопного состава кислорода и водорода, в нашем случае если таковое и присутствует, то лишь в минимальном количестве и может не учитываться.

Для речных вод захват углекислоты происходит в большей степени, что обусловлено значительной протяженностью водного пути, существенным участием диффузионной почвенной углекислоты в питании вод за счет более широкой площади водосбора (рис. 3, б). Здесь же начинает в некоторой степени проявляться биогенная аэробная углекислота, собираемая водами с почвенного слоя. Количество растительности для речных водосборов, очевидно, будет существенно большим, чем в случае дренажных вод карьеров. Однако растительность в данном случае играет двойную роль: с одной стороны, остатки растений насыщают почву органическим веществом, которое в дальнейшем является источником аэробной биогенной углекислоты, с другой – живые растения поглощают влагу из почв, затрудняя перенос углекислоты в речные системы, но также и высвобождая дополнительные порции CO₂ при корневом дыхании [36].

Наконец, для подземных вод вклад биогенной углекислоты, инфильтрующейся и диффундирующей с поверхности и почвенного слоя, максимален. При этом вклад ранее перечисленных факторов также остается в силе. Поверхностные воды, собирая органическое вещество и диффузионную углекислоту с поверхности и почвенного слоя, переносят ее на все большие глубины, пока не достигают водоупорной толщи, выступающей барьером для дальнейшей миграции вод.

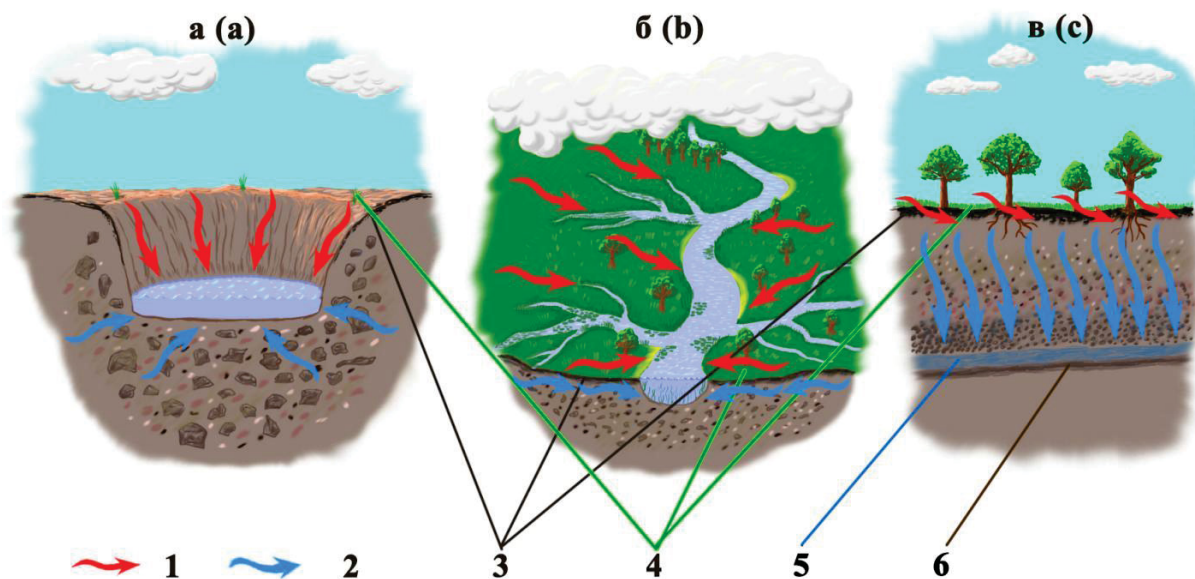


Рис. 3. Схема питания углекислотой, захватываемой поверхностным и подземным стоком, для водоемов различного типа: 1 – поверхностный сток; 2 – подземный сток; 3 – насыщенный органическим веществом почвенный слой; 4 – флора; 5 – водоносный горизонт с подземными водами; 6 – водоупор

Fig. 3. Scheme of carbon dioxide supply captured by surface and underground runoff for various types of water bodies: 1 – surface runoff; 2 – underground runoff; 3 – soil rich in organic matter; 4 – flora; 5 – aquifer with ground water; 6 – aquiclude

Выводы

1. Получены первые данные по изотопному составу природных вод с. Скала Новосибирской области, и выполнено их сопоставление с ранее изученными объектами. Изотопный состав кислорода и водорода вод указывает на их метеорно-инфильтрационное происхождение (от $-18,0$ до $-14,9$ ‰ для $\delta^{18}\text{O}$ и от -142 до -115 ‰ для δD).
2. Обнаружены подземные воды, имеющие неординарно обедненный тяжелыми изотопами состав ($\delta^{18}\text{O} = -19,6$; $\delta\text{D} = -142$ ‰) и необычное для подземных вод региона исследование значение дейтериевого эксцесса. Выявлено активное участие подземных вод в питании реки Скалушки, вклад подземных вод составляет до 80 %.
3. Изотопно-концентрационная характеристика изученных вод разделяет их на три условные группы: дренажные воды карьеров, поверхностные (речные) и подземные. Каждый из указанных типов вод имеет свою уникальную изотопно-

концентрационную характеристику: малонасыщенные тяжелой углекислотой ($\delta^{13}\text{C}_{\text{DIC}}$ от $-5,3$ до $-4,4$ ‰) дренажные воды, средние по изотопному составу ($\delta^{13}\text{C}_{\text{DIC}}$ от $-13,3$ до $-6,8$ ‰) и концентрации DIC речные воды и насыщенные легкой углекислотой ($\delta^{13}\text{C}_{\text{DIC}}$ от $-13,3$ до $-9,2$ ‰) подземные воды. Причиной таких различий служит, в первую очередь, длительность контакта вод с окружающей средой и доступность углекислоты. Полученные данные могут служить условным маркером для определения источников вод Новосибирской области и оценки различий (индивидуализации) водоемов.

Полевые и аналитические работы по изучению химического состава природных вод выполнены при финансовой поддержке проектов Министерства науки и высшего образования РФ №№ FWZZ-2022-0014, FSWW-2023-0008, аналитические работы по исследованию изотопного состава водорода, кислорода вод и DIC – при поддержке проекта № 22-17-20029 Российского научного фонда и Правительства Новосибирской области.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ферронский В.И., Поляков В.А. Изотопия гидросферы земли. – М.: Изд-во «Научный мир», 2009. – 632 с.
2. Hoefs J. Stable isotope geochemistry. 8th ed. Springer Textbooks in Earth Sciences, Geography and Environment. – Germany: Springer International Publishing AG, part of Springer Nature, 2018. – 460 p.
3. Hydrochemical and isotopic characterization of groundwater in the Ghis-Nekor plain (northern Morocco) / D. Chafouq, A. El Mandour, M. Elgettafi, M. Himi, I. Chouikri, A. Casas // Journal of African Earth Sciences. – 2018. – V. 139. – P. 1–13.
4. Mook W.G. Environmental isotopes in the hydrological cycle, Principles and applications // Unesco, IHP. Technical documents in hydrology. – 2001. – V. 5. – № 39.
5. Oxygen and hydrogen isotopic composition of waters in a past-mining area of southern Apuan Alps (Italy): hydrogeological characterization and implications on the fate of potentially toxic elements / M. Doveri, B. Stenni, R. Petrini, R. Giannecchini, G. Dreossi, M. Menichini, L. Ghezzi // Journal of Geochemical Exploration. – 2019. – V. 205. – 106338. – 9 p.
6. Deuterium excess in marine water vapor: dependency on relative humidity and surface wind speed during evaporation / M. Benetti, G. Reverdin, C. Pierre, L. Merlivat, C. Risi, H.C. Steen-Larsen, F. Vimeux // J. Geophys. Res. Atmos. – 2014. – V. 119. – P. 584–593.
7. GRIP deuterium excess reveals rapid and orbital-scale changes in greenland moisture origin / V. Masson-Delmotte, J. Jouzel, A. Landais, M. Stievenard, S.J. Johnsen, J.W.C. White, M. Werner, A. Sveinbjornsdottir, K. Fuhrer // Science. – 2005. – V. 309. – P. 118–121.

8. Origin and evolution of the thermal waters from the Pamukkale Geothermal Field (Denizli Basin, SW Anatolia, Turkey): insights from hydrogeochemistry and geothermometry / H. Alçiçek, A. Bülbül, I. Yavuzer, M.C. Alçiçek // Journal of Volcanology and Geothermal Research. – 2019. – V. 372. – P. 48–70.
9. Specifying recharge zones and mechanisms of the transitional geothermal field through hydrogen and oxygen isotope analyses with consideration of water-rock interaction / R.M. Shoedarto, Y. Tada, K. Kashiwaya, K. Koike, I. Iskandar // Geothermics. – 2020. – V. 86. – 101797. – 17 p.
10. Пыряев А.Н., Новиков Д.А., Максимова А.А. Стабильные изотопы как инструмент контроля границ закрытых экосистем на примере бассейна р. Витим // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 5. – С. 148–157.
11. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1000000 (третье поколение). Серия Алтае-Саянская. Лист N-44 – Новосибирск. Объяснительная записка. / Г.А. Бабин, А.И. Черных, А.Г. Головина, С.В. Жигалов, С.С. Долгушин, Е.В. Ветров, Т.В. Кораблева, Н.А. Бодина, Н.А. Светлова, Г.С. Федосеев, А.П. Хилько, В.А. Епифанов, Ю.И. Лоскутов, И.Ю. Лоскутов, М.В. Михаревич, Е.А. Пихутин. – СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2015. – 392 с.
12. Epstein S., Mayeda T. Variation of O18 content of waters from natural sources // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1953. – V. 4 (5). – P. 213–224.
13. Nelson S.T. A simple, practical methodology for routine VSMOW/SLAP normalization of water samples analysed by continuous flow methods // Rapid Communications in Mass Spectrometry. – 2000. – V. 4. – P. 1044–1046.
14. Carbon isotope signature of dissolved inorganic carbon (DIC) in precipitation and atmospheric CO2 / M. Górka, P.E. Sauer, D. Lewicka-Szczebak, M.-O. Jedrysek // Environmental Pollution. – 2011. – V. 159. – P. 294–301.
15. Correction algorithm for online continuous flow $\delta^{13}\text{C}$ and $\delta^{18}\text{O}$ carbonate and cellulose stable isotope analyses / M.N. Evans, K.J. Selmer, B.T. Breeden III, A.S. Lopatka, R.E. Plummer // Geochem. Geophys. Geosyst. – 2016. – V. 17. – P. 3580–3588.
16. International Atomic Energy Agency. URL: <https://nucleus.iaea.org/sites/ReferenceMaterials/Pages/Stable-Isotopes.aspx> (дата обращения: 15.08.2022).
17. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1000000. Лист N 44. – СПб: ФГБУ «ВСЕГЕИ», 2015.
18. Первые результаты комплексных изотопно-гидрогеохимических исследований Новобибеевского проявления радоновых вод / Д.А. Новиков, Ф.Ф. Дульцев, А.А. Максимова, А.Н. Пыряев, А.Н. Фаре, А.А. Хвасцевская, А.С. Деркачев, А.В. Черных // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 1. – С. 57–72.
19. Изотопно-геохимические особенности проявления слабарадоновых вод «Инские источники» (юг Западной Сибири) / Д.А. Новиков, Ю.Г. Копылова, Л.Г. Вакуленко, А.Ф. Сухорукова, А.Н. Пыряев, А.А. Максимова, Ф.Ф. Дульцев, А.В. Черных // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 3. – С. 135–145.
20. Craig H. Isotopic variations in meteoric waters // Science. – 1961. – V. 133. – P. 1702–1703.
21. IAEA Nucleus for Nuclear Knowledge and Information. URL: <https://nucleus.iaea.org/wiser/index.aspx> (дата обращения: 15.08.2022).
22. Gat J.R., Matsui E. Atmospheric water balance in the Amazon basin: an isotopic evapotranspiration model // Journal of geophysical research. – 1991. – V. 96. – № D7. – P. 13179–13188.
23. Newman C.P., Poulson S.R., Hanna B. Regional isotopic investigation of evaporation and water-rock interaction in mine pit lakes in Nevada, USA // Journal of Geochemical Exploration. – 2020. – V. 210. – Article 106445.
24. Первые данные по изотопному составу пластовых вод разрабатываемых нефтяных месторождений Новосибирской области / Д.А. Новиков, А.Н. Пыряев, А.В. Черных, Ф.Ф. Дульцев, С.В. Рыжкова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – 332. – № 2. – С. 59–72.
25. Dansgaard W. Stable isotopes in precipitation // Tellus. – 1964. – V. 16. – № 4. – P. 436–468.
26. Liu Z., Dreybrodt W., Wang H. A new direction in effective accounting for the atmospheric CO2 budget: considering the combined action of carbonate dissolution, the global water cycle and photosynthetic uptake of DIC by aquatic organisms // Earth-Science Reviews. – 2010. – V. 99. – Iss. 3–4. – P. 162–172.
27. Первые изотопно-гидрогеохимические данные по природным водам юго-восточного склона кряжа Чекановского / Д.А. Новиков, А.А. Максимова, А.Н. Пыряев, П.А. Ян // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 11. – С. 157–167.
28. Carbon dioxide supersaturation in the surface waters of lakes / J.J. Cole, N.F. Caraco, G.W. Kling, T.K. Kratz // Science. – 1994. – V. 265 (5178). – P. 1568–1570.
29. Cerling T.E. The stable isotopic composition of modern soil carbonate and its relationship to climate // Earth and Planetary Science Letters. – 1984. – V. 71 (2). – P. 229–240.
30. Das A., Krishnaswami S., Bhattacharya S.K. Carbon isotope ratio of dissolved inorganic carbon (DIC) in rivers draining the Deccan Traps, India: sources of DIC and their magnitudes // Earth and Planetary Science Letters. – 2005. – V. 236. – P. 419–429.
31. Новые данные по изотопному составу ($\delta^{13}\text{C}$, δD , $\delta^{18}\text{O}$, $^{87}\text{Rb}/^{86}\text{Sr}$ и $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$) рассолов сибирской платформы / Д.А. Новиков, А.Н. Пыряев, А.В. Черных, Ф.Ф. Дульцев, А.В. Ильин, Е.О. Чертовских // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 7. – С. 20–33.
32. Assessing sulfate reduction and methane cycling in a high salinity pore water system in the northern Gulf of Mexico / J.W. Pohlman, C. Ruppel, D.R. Hutchinson, R. Downer, R.B. Coffin // Marine and Petroleum Geology. – 2008. – V. 25. – P. 942–951.
33. Stable carbon isotope fractionation between substrates and products of *Methanosarcina barkeri* / K.L. Londry, K.G. Dawson, H.D. Grover, R.E. Summons, A.S. Bradley // Organic Geochemistry. – 2008. – V. 39. – P. 608–621.
34. Zhang J., Quay P.D., Wilbur D.O. Carbon isotope fractionation during gas-water exchange and dissolution of CO2 // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1995. – V. 59. – Iss. 1. – P. 107–114.
35. Global Monitoring Laboratory. URL: <http://www.cmdl.noaa.gov/ccgg/iadv/> (дата обращения: 02.07.2022).
36. Mukhopadhyay A., Midha V.K. Waterproof breathable fabrics. Handbook of Technical Textiles. – UK: Woodhead Publ., 2016. 55 p.

Поступила: 17.08.2022 г.

Дата рецензирования: 06.12.2022 г.

Информация об авторах

Пыряев А.Н., кандидат химических наук, научный сотрудник лаборатории изотопно-аналитической геохимии Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН; старший преподаватель кафедры химической и биологической физики Новосибирского национального исследовательского государственного университета.

Новиков Д.А., кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа и кафедры общей и региональной геологии Новосибирского национального исследовательского государственного университета.

Максимова А.А., инженер лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; ассистент кафедры минералогии и геохимии Новосибирского национального исследовательского университета.

Дульцев Ф.Ф., научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН.

Деркачев А.С., студент, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет.

Черных А.В., научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН.

Хващевская А.А., кандидат геолого-минералогических наук, доцент, заведующая проблемной научно-исследовательской лабораторией гидрогеохимии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, доцент отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 544.02(282.256.615)

ISOTOPE-CONCENTRATION CHARACTERISTICS OF NATURAL WATERS IN THE NOVOSIBIRSK REGION AS A TOOL FOR CONTROL OF THEIR INTERACTION WITH THE ENVIRONMENT

Aleksandr N. Pyryaev^{1,2},
pyrayev@igm.nsc.ru

Dmitry A. Novikov^{3,2},
NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Anastasia A. Maksimova^{2,3},
rock.nastaya64@gmail.com

Fedor F. Dultsev³,
DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Anton S. Derkachev²,
a.derkachev@g.nsu.ru

Anatoliy V. Chernykh³,
ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

Albina A. Khvacshenskaya⁴,
unpc_voda@mail.ru

¹ Institute of Geology and Mineralogy SB RAS,
3, Koptuyug avenue, Novosibirsk, 630090, Russia.

² Novosibirsk State University,
1, Pirogov street, Novosibirsk, 630090, Russia.

³ Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS,
3/6, Koptuyug avenue, Novosibirsk, 630090, Russia.

⁴ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

The relevance of the research is caused by the need to develop the differentiation method for the water reservoirs with similar hydrogen and oxygen isotope composition using the combined isotope and concentration characteristic.

Purpose: to compare combined isotope and concentration characteristics of individual water reservoirs and to reveal whether to apply them or not for differentiation of the water reservoirs with similar hydrogen and oxygen isotope composition.

Methods. Laboratory studies of the chemical composition of natural waters by means of titration, ion chromatography, mass spectrometry with inductively coupled plasma and analysis of the chemical composition of waters using titration were carried out at the Research Laboratory of Hydrogeochemistry at the School of Earth Sciences and Engineering of the Tomsk Polytechnic University. The δD , $\delta^{18}O$, $\delta^{13}C_{DIC}$ values of waters and dissolved inorganic carbon were determined in the Research Equipment Sharing Center at the Institute of Geology and Mineralogy SB RAS using the Isotope Ratio Mass Spectrometer FinniganTM MAT 253, equipped by the H/Device and GasBench II.

Results. Investigation of the isotope composition of H, O and dissolved inorganic carbon in the natural waters of Skala village in Novosibirsk region (Russia) was carried out. Isotope composition of all studied waters indicates their meteoric and infiltration genesis. Most waters have isotope composition comparable with it in other water objects of the region: δD values are varying from -142 to -114 ‰ whereas $\delta^{18}O$ values are varying from $-18,5$ to $-11,6$ ‰. Unusual isotope composition of hydrogen and oxygen has been detected in ground water from Skala village: depleted δD and $\delta^{18}O$ values combined with exceeding deuterium excess values. Waters under investigation were distinguished in three groups using combined isotope and concentration characteristic of dissolved inorganic carbon: drainage water from mine pit with low dissolved inorganic carbon concentration and enriched with $\delta^{13}C_{DIC}$ values from $-5,3$ to $-4,4$ ‰, river waters with moderate dissolved inorganic carbon concentration and wide $\delta^{13}C_{DIC}$ values from $-13,3$ to $-6,8$ ‰, ground waters with maximal dissolved inorganic carbon concentration and depleted $\delta^{13}C_{DIC}$ values from $-13,3$ to $-9,2$ ‰. The combined isotope and concentration characteristics type of individual water reservoir depends on the water accumulation and isotope exchange with environment.

Key words:

stable isotope composition of hydrogen, oxygen and DIC, river waters, drainage water from mine pit and ground waters, combined isotope and concentration characteristics.

Field and analytical work on the study of the chemical composition of natural waters was carried out with the financial support of projects of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation no. FWZZ-2022-0014, FSWW-2023-0008, analytical work on the study of the geochemical features of water-bearing rocks and the isotopic composition of hydrogen, oxygen of water and DIC – with the support project no. 22-17-20029 of the Russian Science Foundation and Government of the Novosibirsk region.

REFERENCES

- Feronsky V.I., Polyakov V.A. *Izotopiya gidrosfery* [Isotopy of the hydrosphere]. Moscow, Nauchny mir Publ., 2009. 632 p.
- Hoefs J. *Stable isotope geochemistry*. 8th ed. Springer Textbooks in Earth Sciences, Geography and Environment. Germany, Springer International Publishing AG, part of Springer Nature, 2018. 460 p.
- Chafouq D., El Mandour A., Elgettafi M., Himi M., Chouikri L., Casas A. Hydrochemical and isotopic characterization of groundwater in the Ghis-Nekor plain (northern Morocco). *Journal of African Earth Sciences*, 2018, vol. 139, pp. 1–13.
- Mook W.G. Environmental isotopes in the hydrological cycle, principles and applications. *Unesco, IHP. Technical documents in hydrology*, 2001, vol. 5, no. 39.
- Doveri M., Stenni B., Petrini R., Giannecchini R., Dreossi G., Menichini M., Ghezzi L. Oxygen and hydrogen isotopic composition of waters in a past-mining area of southern Apuan Alps (Italy): hydrogeological characterization and implications on the fate of potentially toxic elements. *Journal of Geochemical Exploration*, 2019, vol. 205, 106338, 9 p.
- Benetti M., Reverdin G., Pierre C., Merlivat L., Risi C., Steen-Larsen H.C., Vimeux F. Deuterium excess in marine water vapor: dependency on relative humidity and surface wind speed during evaporation. *J. Geophys. Res. Atmos.*, 2014, vol. 119, pp. 584–593.
- Masson-Delmotte V., Jouzel J., Landais A., Stievenard M., Johnsen S.J., White J.W.C., Werner M., Sveinbjornsdottir A., Fuhrer K. GRIP deuterium excess reveals rapid and orbital-scale changes in greenland moisture origin. *Science*, 2005, vol. 309, pp. 118–121.
- Alçiçek H., Bülbül A., Yavuzer I., Alçiçek M.C. Origin and evolution of the thermal waters from the Pamukkale Geothermal Field (Denizli Basin, SW Anatolia, Turkey): insights from hydrogeochemistry and geothermometry. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 2019, vol. 372, pp. 48–70.
- Shoedarto R.M., Tada Y., Kashiwaya K., Koike K., Iskandar I. Specifying recharge zones and mechanisms of the transitional geothermal field through hydrogen and oxygen isotope analyses with consideration of water-rock interaction. *Geothermics*, 2020, vol. 86, 101797, 17 p.
- Pyryaev A.N., Novikov D.A., Maksimova A.A. Stable isotopes as a tool to check the boundaries of closed ecosystems, by the example of the Vitim river basin. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 5, pp. 148–157. In Rus.
- Babin G.A., Chernykh A.I., Golovina A.G., Zhigalov S.V., Dolgushin S.S., Vetrov E.V., Korableva T.V., Bodina N.A., Svetlova N.A., Fedoseev G.S., Khilko A.P., Epifanov V.A., Loskutov Yu.I., Loskutov I.Yu., Mikharevich M.V., Pikhutin E.A. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiyskoy Federatsii. Masshtab 1:1000000 (tretye pokolenie). Seriya Altae-Sayanskaya. List N-44 – Novosibirsk. Obyasnitelnaya zapiska [State geological map of the Russian Federation. Scale 1:1000000 (third generation). Altai-Sayan series. Sheet N-44 –Novosibirsk. Explanatory letter]. St. Petersburg, Cartographic factory VSEGEI, 2015. 392 p.
- Epstein S., Mayeda T. Variation of O¹⁸ content of waters from natural sources. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1953, vol. 4 (5), pp. 213–224.
- Nelson S.T. A simple, practical methodology for routine VSMOW/SLAP normalization of water samples analysed by continuous flow methods. *Rapid Communications in Mass Spectrometry*, 2000, vol. 4, pp. 1044–1046.
- Górka M., Sauer P.E., Lewicka-Szczepak D., Jedrysek M.-O. Carbon isotope signature of dissolved inorganic carbon (DIC) in precipitation and atmospheric CO₂. *Environmental Pollution*, 2011, vol. 159, pp. 294–301.
- Evans M.N., Selmer K.J., Breeden III B.T., Lopatka A.S., Plummer R.E. Correction algorithm for online continuous flow $\delta^{13}\text{C}$ and $\delta^{18}\text{O}$ carbonate and cellulose stable isotope analyses. *Geochim. Geophys. Geosyst.*, 2016, vol. 17, pp. 3580–3588.
- International Atomic Energy Agency. Available at: <https://nucleus.iaea.org/sites/ReferenceMaterials/Pages/Stable-Isotopes.aspx>. (accessed 15 August 2022).
- Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiyskoy Federatsii. Masshtab 1:1000000. List N 44 [State geological map of the Russian Federation. Scale 1:1000000. Sheet N-44]. St. Petersburg, FSBI VSEGEI, 2015.
- Novikov D.A., Dultsev F.F., Maksimova A.A., Pyryaev A.N., Fage A.N., Khvashchevskaya A.A., Derkachev A.S., Chernykh A.V. Initial results of the integrated isotope-hydrogeochemical studies of the Novobibeevo occurrence of radon-rich waters. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 1, pp. 57–72. In Rus.
- Novikov D.A., Kopylova Yu.G., Vakulenko L.G., Sukhorukova A.F., Pyryaev A.N., Maksimova A.A., Dultsev F.F., Chernykh A.V. Isotope geochemical features of occurrence of low-radon waters (Inskie springs) (south-western Siberia). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 3, pp. 135–145. In Rus.
- Craig H. Isotopic variations in meteoric waters. *Science*, 1961, vol. 133, pp. 1702–1703.
- IAEA Nucleus for Nuclear Knowledge and Information. Available at: <https://nucleus.iaea.org/wiser/index.aspx> (accessed 15 August 2022).
- Gat J.R., Matsui E. Atmospheric water balance in the Amazon basin: an isotopic evapotranspiration model. *Journal of geophysical research*, 1991, vol. 96, no. D7, pp. 13179–13188.
- Newman C.P., Poulson S.R., Hanna B. Regional isotopic investigation of evaporation and water-rock interaction in mine pit lakes in Nevada, USA. *Journal of Geochemical Exploration*, 2020, vol. 210, article 106445.
- Novikov D.A., Pyryaev A.N., Chernykh A.V., Dultsev F.F., Ryzhkova S.V. The first data on the isotopic composition of stratal waters of the developed oil fields in Novosibirsk region. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 2, pp. 59–72. In Rus.
- Dansgaard W. Stable isotopes in precipitation. *Tellus*, 1964, vol. 16, no. 4, pp. 436–468.
- Liu Z., Dreybrodt W., Wang H. A new direction in effective accounting for the atmospheric CO₂ budget: considering the combined action of carbonate dissolution, the global water cycle and photosynthetic uptake of DIC by aquatic organisms. *Earth-Science Reviews*, 2010, vol. 99, Iss. 3–4, pp. 162–172.
- Novikov D.A., Maksimova A.A., Pyryaev A.N., Yan P.A. First isotope-hydrogeochemical data on the natural waters of the southeast slope of the Chekanovsky ridge (Arctic areas of the Siberian platform). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 11, pp. 157–167. In Rus.
- Cole J.J., Caraco N.F., Kling G.W., Kratz T.K. Carbon dioxide supersaturation in the surface waters of lakes. *Science*, 1994, vol. 265 (5178), pp. 1568–1570.
- Cerling T.E. The stable isotopic composition of modern soil carbonate and its relationship to climate. *Earth and Planetary Science Letters*, 1984, vol. 71 (2), pp. 229–240.
- Das A., Krishnaswami S., Bhattacharya S.K. Carbon isotope ratio of dissolved inorganic carbon (DIC) in rivers draining the Deccan Traps, India: sources of DIC and their magnitudes. *Earth and Planetary Science Letters*, 2005, vol. 236, pp. 419–429.
- Novikov D.A., Pyryaev A.N., Chernykh A.V., Dultsev F.F., Ilyin A.V., Chertovskikh E.O. New data on the isotopic composition ($\delta^{13}\text{C}$, δD , $\delta^{18}\text{O}$, $^{87}\text{Rb}/^{86}\text{Sr}$ and $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$) of the Siberian platform brines. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 7, pp. 20–33. In Rus.
- Pohlman J.W., Ruppel C., Hutchinson D.R., Downer R., Coffin R.B. Assessing sulfate reduction and methane cycling in a high salinity pore water system in the northern Gulf of Mexico. *Marine and Petroleum Geology*, 2008, vol. 25, pp. 942–951.
- Londry K.L., Dawson K.G., Grover H.D., Summons R.E., Bradley A.S. Stable carbon isotope fractionation between substrates and products of *Methanosarcina barkeri*. *Organic Geochemistry*, 2008, vol. 39, pp. 608–621.
- Zhang J., Quay P.D., Wilbur D.O. Carbon isotope fractionation during gas-water exchange and dissolution of CO₂. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1995, vol. 59, Iss. 1, pp. 107–114.
- Global Monitoring Laboratory. Available at: <http://www.cmdl.noaa.gov/ccgg/iadv/> (accessed 2 July 2022).
- Mukhopadhyay A., Midha V.K. *Waterproof breathable fabrics. Handbook of Technical Textiles*. UK, Woodhead Publ., 2016. 55 p.

Received: 17 August 2022.
Reviewed: 6 December 2022.

Information about the authors

Aleksandr N. Pyryaev, Cand. Sc., researcher, Institute of Geology and Mineralogy SB RAS; senior lecturer, Novosibirsk State University.

Dmitry A. Novikov, Cand. Sc., head of the laboratory, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS; associate professor, Novosibirsk State University.

Anastasia A. Maksimova, assistant, Novosibirsk State University; engineer, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS.

Fedor F. Dultsev, researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS.

Anton S. Derkachev, student, Novosibirsk State University.

Anatoliy V. Chernykh, researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS.

Albina A. Khvachevskaya, Cand. Sc., head of the scientific laboratory National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 550.42:639.11-037.31/.34

ПЕРВЫЕ ДАННЫЕ О МИКРОМИНЕРАЛЬНЫХ ФОРМАХ НАХОЖДЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ В ВОЛОСЯНОМ ПОКРОВЕ МЛЕКОПИТАЮЩИХ ПРИМОРСКОГО КРАЯ

Ильенок Сергей Сергеевич¹,
ilenokss@tpu.ru

Барановская Наталья Владимировна¹,
nata@tpu.ru

Паничев Александр Михайлович²,
sikhote@mail.ru

Серёдкин Иван Владимирович²,
seryodkinivan@inbox.ru

Беляновская Александра Игоревна³,
alexandra.belyanovskaya@outlook.com

Чекрыжов Игорь Юрьевич⁴,
chekr2004@mail.ru

Макаревич Раиса Алексеевна²,
mak@tigdvo.ru

Соктоев Булат Ринчинович¹,
bulatsoktoev@tpu.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

² Тихоокеанский институт географии Дальневосточного отделения Российской академии наук,
Россия, 690041, г. Владивосток, ул. Радио, 7.

³ Тюменский государственный университет,
Россия, 625003, г. Тюмень, ул. Володарского, 6.

⁴ Дальневосточный геологический институт Дальневосточного отделения Российской академии наук,
Россия, 690022, г. Владивосток, пр. 100-летия Владивостока, 159.

Актуальность работы состоит в необходимости изучения вариативности химического состава организма млекопитающих в зависимости от геолого-геохимических факторов среды на территориях их обитания в условиях нормального функционирования и при наличии патологических процессов. Выполненные исследования привносят новые знания в понимание процессов миграции обширного набора химических элементов из горных пород в живые организмы.

В рамках выполнения гранта РНФ изучен волосяной покров благородного оленя (*Cervus elaphus*) и дикого кабана (*Sus scrofa*), добытых в Тернейском районе Приморского края, на территории, прилегающей к Сихотэ-Алинскому государственному биосферному заповеднику, а также – домашней свиньи (*Sus scrofa domestica*) из частного подворья в п. Терней. На некоторых участках территории заповедника развито явление геофагии среди диких копытных, следствием которого является формирование характерных ландшафтных комплексов – кудуров. В последние годы в качестве причины геофагии все чаще рассматриваются редкоземельные элементы, причем возможен как их дефицит в организме, так и избыток. Как следствие у животных может возникать необходимость либо пополнения редкоземельных элементов, либо – избавления от них. Источниками редкоземельных элементов для животных могут быть вода, кормовая растительность, а также коры выветривания горных пород (в Сихотэ-Алине это преимущественно риолиты, их туфы и туффиты). Химические элементы, включая редкоземельные элементы, при поступлении в организм млекопитающих могут накапливаются в тканях организма, в том числе в волосяном покрове. Именно поэтому изучение в волосяном покрове животных состава микроминеральных включений вызывает интерес.

Цель: поиск и определение микроминералов в волосяном покрове животных с территории Тернейского района Приморского края, выявление мест локализации микроминералов.

Методы. Образцы волосяного покрова животных изучались на сканирующем электронном микроскопе Hitachi S-3400N с энерго-дисперсионным спектрометром Bruker X@Flash 5010. Полученные результаты интерпретировались с применением современных интернет-баз минералов.

Результаты. Электронно-микроскопические исследования показали, что в волосяном покрове домашней свиньи содержатся алюмосиликаты сложного состава, оксиды меди и железа, ильменит, кварц, галенит, мусковит, кальцит, калиевый полевоый шпат, альбит, барит, циркон, пироксен, апатит, фосфаты редких земель. В волосяном покрове благородного оленя выявлены кварц, мусковит, плагиоклаз, оксиды железа, кальцит, титанит и монтмориллонит. В волосяном покрове дикого кабана обнаружены кварц, плагиоклаз, мусковит-иллит, каолинит, силикат титана, кальцит, оксиды железа, хлорит, титанит, рутил, ильменит, никель самородный, сильвин, оксиды церия, Се-АI фазы, фосфаты редкоземельных элементов и комплексные фазы Si-Al-S-Na-O. При этом существенная часть перечисленных минералов обнаружена в толще кутикулы волос у всех животных, что позволяет предполагать их эндогенное происхождение (за счет поступления химических элементов из крови).

Выводы. Изучение внутренних срезов волосяного покрова животных и их поверхности выявило существование как экзогенного, так и эндогенного факторов в накоплении элементов в виде минеральных включений.

Ключевые слова:

микроминералы, электронная микроскопия, шерсть, щетина, волос, кабан, благородный олень, домашняя свинья, Приморский край.

Введение

Электронная микроскопия в современных геоэкологических и геохимических исследованиях приобретает все большую актуальность. Применение методики электронной микроскопии позволяет фиксировать структуру и состав микроминеральных фаз химических элементов в различных объектах: почве, горных породах, а также в биологических материалах. Волосяной покров млекопитающих является информативным объектом геоэкологических исследований, отражающим специфику как экзогенных (состояние окружающей среды), так и эндогенных (включая патологические) процессов [1, 2]. Минеральные вещества в волосы экзогенным путем поступают за счет воздушных аэрозолей, частиц пыли, лекарств, моющих средств, каловых масс и мочи; эндогенный путь их поступления – через кровь и пот. Поскольку отбор волосяного покрова осуществляется, как правило, прижизненно, то получение сведений о его элементном и микроминеральном составе позволяет судить о состоянии и организма, и окружающей среды.

Применение волос людей и шерсти животных в качестве биогеохимических индикаторов известно с середины XX в. При этом основными заказчиками и потребителями данных, получаемых при изучении волос, были патологическая анатомия и токсикология.

В 1972 г. были опубликованы первые результаты исследований, освещающие поведение кадмия в мышцах и шерсти животных, а также в волосах людей [3, 4]. Позднее появляются работы, отражающие поведение свинца [5–7], ртути [8] и мышьяка [9] в организме человека, в том числе по данным анализа волос. Сравнительный анализ элементного состава волос людей из различных стран впервые приведен в работе Y. Takagi с коллективом [10]. В начале 1980-х гг. появляются работы, указывающие на связь между состоянием организма и составом волосяного покрова. Среди них выделяется монография, посвященная исследованию взаимосвязи между элементным составом волос людей и заболеваемостью [11]. Автором показана связь химического состава волос с их анатомическими изменениями в процессе роста, оценивается влияние на волосы генетических заболеваний. Изучению волос и шерсти в качестве одного из индикаторов состояния окружающей среды и сопутствующих заболеваний (генетические болезни, микроэлементозы и т. д.) посвящены работы [12–15]. Изучению химического состава волос людей, проживающих в городах России и Казахстана, в том числе вблизи вредных производств, посвящены работы [16–20]. Исследованию волос беременных женщин и их детей, а также детей с различными заболеваниями (синдром Дауна, аутизм, синдромом дефицита внимания), проживающих на территориях вблизи вредных производств, посвящен ряд публикаций А.В. Скального с соавторами [21–27]. Анализу волос детей с аутизмом посвящены также работы польских и китайских ученых [28, 29]. Вопросу связи состояния окружающей среды и состава волосяного покрова животных посвящены работы [30–32]. Особо стоит

упомянуть публикацию [33], в которой коллективом авторов с помощью масс-спектрометрического анализа шерсти животных изучалось заболевание диких павианов на территории африканской саванны, связанное с избытком цинка и недостатком меди в сывотке крови (синдром «белой обезьяны»).

Электронно-микроскопические исследования с целью диагностики болезней у животных и людей начали появляться в 1990-х гг. Большая часть таких работ имеет медицинский характер и направлена на изучение морфологии клеток [34, 35], в том числе кровяных телец (лейкоцитов, эритроцитов, тромбоцитов) здоровых и больных людей [36, 37], эмали зубов [38–40], кожи [41, 42], злокачественных новообразований [43], а также различных структур в составе глаза [44, 45].

Работы с животными были менее многочисленными и были нацелены главным образом на увеличение их поголовья [46–49]. Лишь некоторые публикации посвящены морфологии и строению шерсти млекопитающих [50–52].

Целью нашего исследования является получение фактических данных по распределению ряда химических соединений и микроминералов в волосяном покрове диких и домашних животных, обитающих в одном из районов Приморского края. В работе продемонстрированы места их локализации в волосяном покрове благородного оленя (*Cervus elaphus*), дикого кабана (*Sus scrofa*) и домашней свиньи (*Sus scrofa domesticus*) методом сканирующей электронной микроскопии. Дикие животные были добыты в районе, где распространена активная геофагия среди копытных на природных солонцах-кудурах [53–57]. Домашняя свинья выбрана для сравнения, как всеядное животное, питающееся преимущественно растительными кормами и при этом обитающее за пределами района проявления активной геофагии.

Материалы и методика исследования

В июне 2020 г. на территории Тернейского района, в верховьях ручья Петлевочный, за пределами Сихотэ-Алинского государственного биосферного заповедника, были добыты один благородный олень и один дикий кабан, от которых отобрано по 50 проб биологических тканей. Еще 50 проб биологических тканей отобрано от домашней свиньи в п. Терней.

От каждого животного для электронно-микроскопических исследований отбирались образцы волосяного покрова с бедра (остевые волосы или щетина). Отмывки и химической обработки собранного фактического материала не проводилось, чтобы избежать потерь микрочастиц на поверхности волоса. К исследованию готовились как поверхность волоса, так и продольный его срез в средней части волосяного стержня. Продольный срез волоса делался острым скальпелем. Образцы наносились на углеродную ленту, закрепленную на предметном столике, после чего обдувались сжатым воздухом. Всего изучено по 6–10 волос от каждого животного.

Образцы изучались на сканирующем электронном микроскопе (СЭМ) Hitachi S-3400N с энерго-

дисперсионным спектрометром (ЭДС) Bruker X@Flash 5010, который предназначен для проведения рентгеноспектрального анализа, в режиме низкого вакуума (40–60 Па), при ускоряющем напряжении – 20 кВ. Оборудование располагается в МИНОЦ «Урановая геология» при отделении геологии Инженерной школы природных ресурсов НИ ТПУ.

Полученные результаты интерпретировались с применением современных интернет-баз минералов [58, 59].

Результаты исследования

В процессе исследования изучалась как поверхность волоса животных, так и продольный срез. Строение волоса у представителей семейств оленых и свиных различное, потому и накопление химических соединений и микроминералов в них происходит разными путями и в разных объемах. Более того, даже у представителей одного семейства (домашней свиньи и дикого кабана) наблюдается значительное различие в объеме накопления химических элементов и соединений, как и мест их локализации.

Волос домашней свиньи внутри цельный. Основные элементы в составе волоса: С, О, N и S. На по-

верхности волоса (на кутикуле) обнаружены: барит, оксиды железа, алюмосиликаты, кварц, рутил, кальцит, альбит. Отдельные участки волоса покрыты алюмосиликатной пленкой.

Внутренняя часть волоса оказалась крайне высоко минерализованной (рис. 1, б). В составе минеральных образований обнаружены в основном силикаты и алюмосиликаты (алюмосиликаты сложного состава, калиевый полевой шпат, альбит, мусковит, циркон, пироксен), а также оксиды кремния (кварц), меди, железа и титана (ильменит), сульфиды (галенит), сульфаты (барит), карбонаты и фосфаты кальция, фосфаты редкоземельных элементов (РЗЭ). Волос оказался буквально заполненным микрочастицами минералов по всей его длине. Возможно, микроминералы внутрь волоса попали механически через луковицу либо образовались на месте из элементов, поступавших непосредственно из крови. Процесс отложения микроминералов в луковице, видимо, постоянный, на что указывает заполненность волоса микрочастицами по всей длине. В качестве источника отложений микроминералов в щетине может рассматриваться пот.

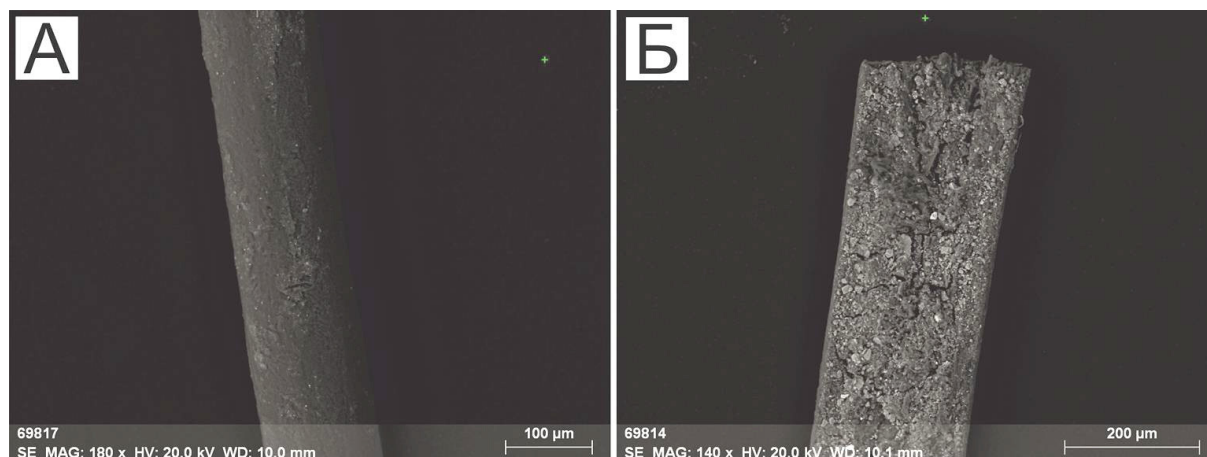


Рис. 1. Электронно-микроскопический снимок в обратно-рассеянных электронах. Волос домашней свиньи *Sus scrofa domestica*: целый (А) и в продольном сечении (Б)

Fig. 1. Electron microscopic image in back-scattered electrons. Domestic pig *Sus scrofa domestica* hair: whole (A) and in longitudinal section (B)

Волос кабана толстый, упругий, цельный внутри. В продольном срезе наблюдаются хорошо выделенные волокнистая структура коры (рис. 2) и сердцевина волоса (медулла) в центре. Основные элементы в составе волоса: С, О, N и S (рис. 2, б).

На кутикуле выявлены микрочастицы следующих минералов: кварц, мусковит-иллит, каолинит, оксиды железа, хлорит, титанит, рутил, ильменит, самородный никель, железистая слюда, а также минералы РЗЭ, среди которых оксиды и фосфаты церия. Обнаружено зерно алюминий-цериевого состава с эмпирической формулой – $\text{CeAl}(\text{O})$ (рис. 3). При расчете формулы из состава зерна исключались матричные элементы (С, О, N и S).

Для подтверждения природного происхождения РЗЭ частиц на поверхности кутикулы и исключения загрязнения при пробоподготовке были изучены несколько препаратов (по 5–6 волос на каждом), в которых также были обнаружены РЗЭ-фазы. При этом отдельные частицы оксида церия были перекрыты чешуйками и пленкой грязи, а некоторые микрочастицы находились внутри волосистой кутикулы в виде включений (рис. 3). Данные факты позволяют исключить загрязнение препарата при пробоподготовке.

Внутри волос кабана сравнительно чистый. В центре наблюдается высохшая сердцевина (~100 мкм); широкий слой коркового вещества (~120 мкм), имеющий волокнистую структуру; слой кутикулы тонкий, мощностью 3–5 мкм (рис. 2).

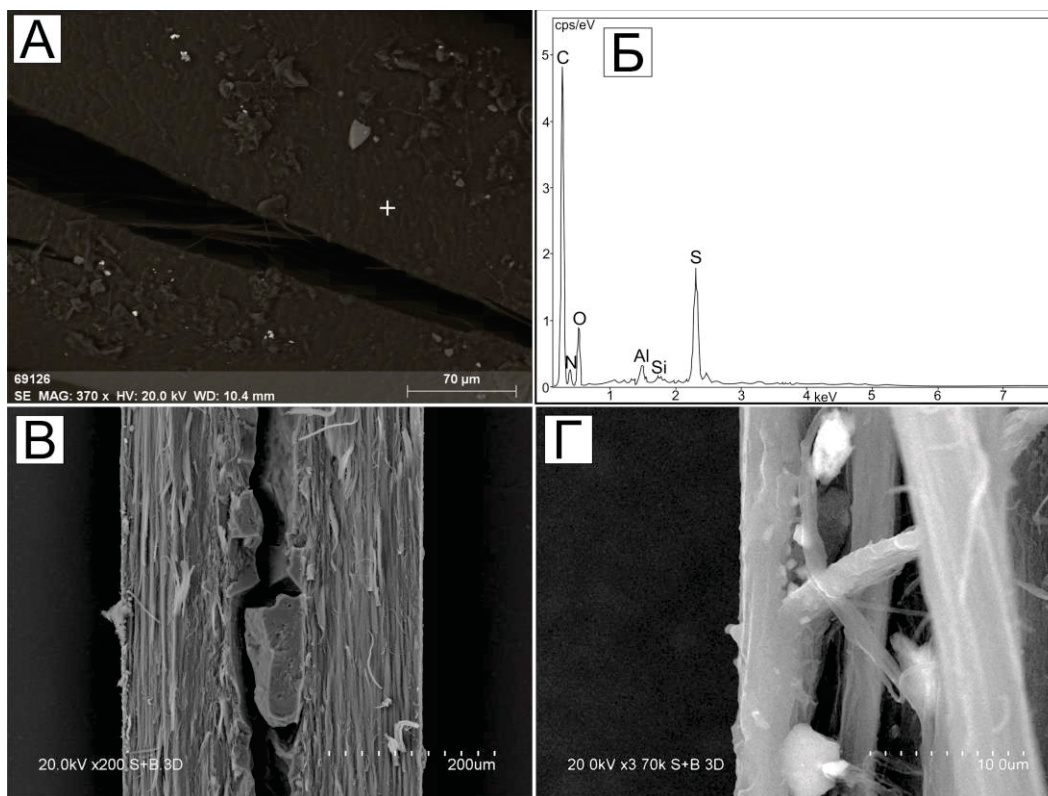


Рис. 2. Снимок в обратно-рассеянных электронах (А) и энергодисперсионный спектр (Б) волоса дикого кабана *Sus scrofa*; шерсть кабана в продольном срезе (В) и минерализация кутикулы (Г)

Fig. 2. Back-scattered electron image (A) and energy-dispersive spectrum (Б) of wild boar *Sus scrofa* hair; wild boar hair in a longitudinal section (B) and cuticle mineralization (Г)

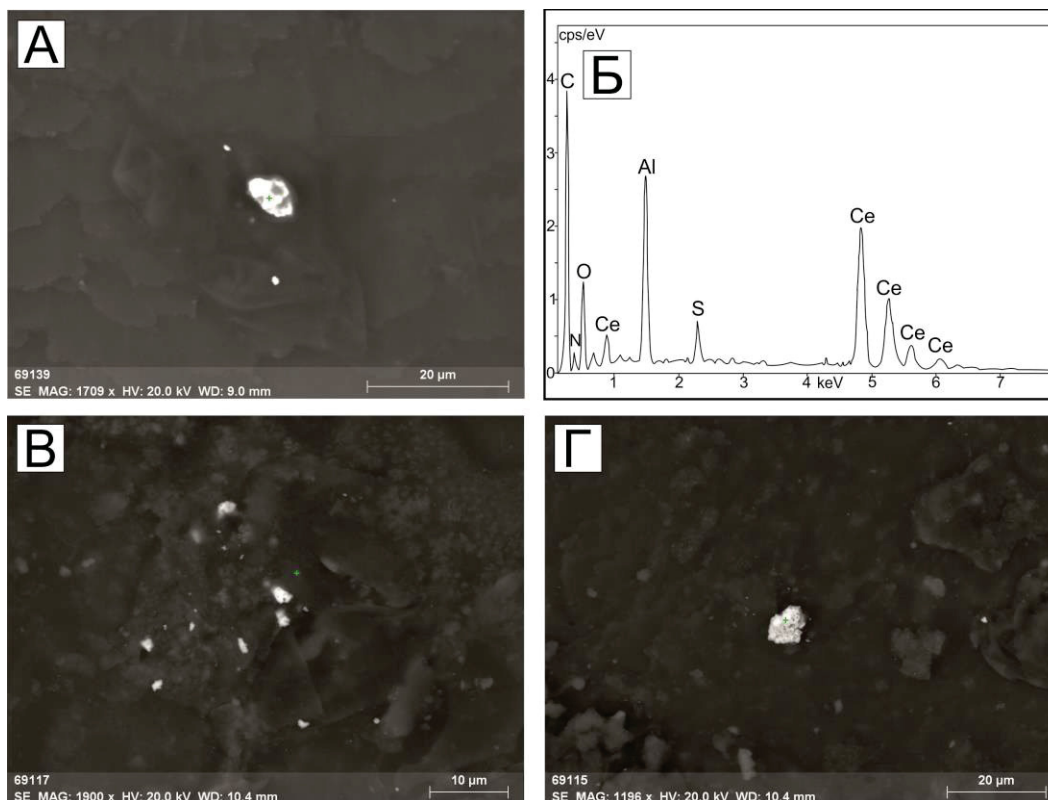


Рис. 3. Снимок в обратно-рассеянных электронах (А) и энергодисперсионный спектр (Б) Ce-Al-O зерна в кутикуле волоса дикого кабана *Sus scrofa*; оксиды церия в кутикуле дикого кабана *Sus scrofa* (В, Г)

Fig. 3. Back-scattered electron image (A) and energy-dispersive spectrum (Б) of Ce-Al-O grain in wild boar *Sus scrofa* hair cuticle; cerium oxides in wild boar hair cuticle (B, Г)

Основными элементами сердцевинки волоса являются все те же С, S, N и O. Встречаются также включения кальциевых фаз. Их морфология указывает на то, что минералы образовались на месте, при высыхании мозгового вещества. В корковом веществе минеральные фазы довольно редки, обнаружены: кальцит, кварц, каолинит, оксид церия. В срезе кутикулы наблюдается широкий спектр минералов: кальцит, кварц, сильвин, Si-Al-S-Na-O, плагиоклаз, каолинит, силикат титана.

Волос благородного оленя полый внутри (рис. 4), структура кутикулы чешуйчатая, сердцевина ячеистая/сотовая. Сердцевина занимает до 95 % стержня, корковое вещество не выявлено. Толщина кутикул составляет ~5 мкм. Чешуйки кутикулы не нарастают друг на друга, а плотно прилегают друг к другу, что снижает вероятность попадания микрочастиц между чешуйками за счет экзогенных факторов. Ячейки в центре сердцевинки имеют неправильную форму, вытянутую в

направлении периферии волоса. На периферии ячейки более структурированы, их мощность составляет ~20 мкм. Отдельные участки образца характеризуются практически отсутствующей сердцевинкой, она наблюдается только на периферии (рис. 4, з). Основные элементы в составе волоса: С, O, N и S. На поверхности препарата выявлены следующие минералы: кварц, мусковит, плагиоклаз, оксиды железа и кальцит. Частицы, как правило, не просто лежат на поверхности, а перекрываются посторонними пленками.

Большое количество микроминералов находится в отмерших кутикулах, визуально напоминающих корки, перекрывающих шерсть на некоторых участках (рис. 5). Состав их незначительно отличается от шерсти. Помимо ранее упомянутых минералов, в них обнаружены титанит и монтмориллонит. Под отмершими кутикулами наблюдается чистая шерсть, без следов загрязнения.

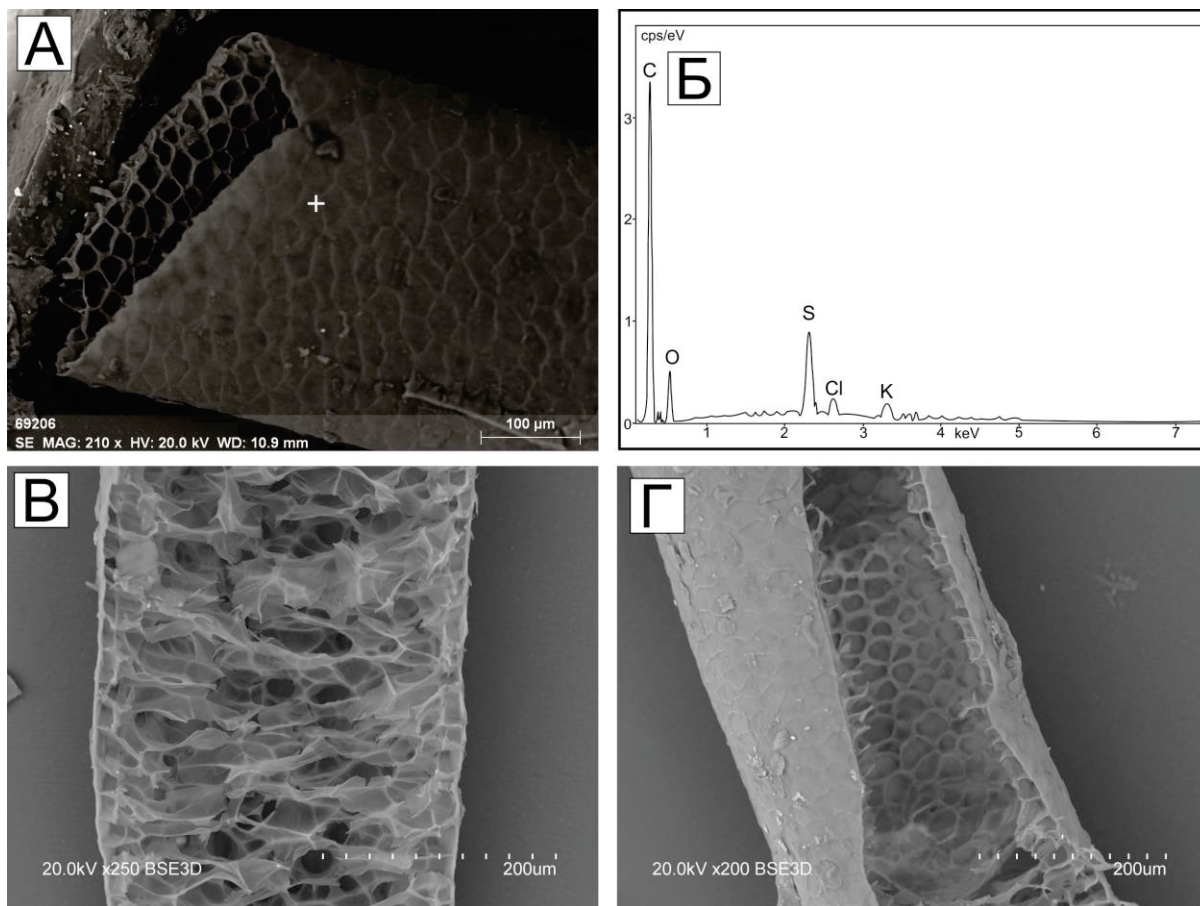


Рис. 4. Снимки в обратно-рассеянных электронах (А) и энергодисперсионный спектр (Б) волоса благородного оленя *Cervus elaphus*; В, Г – продольный срез волоса благородного оленя

Fig. 4. Back-scattered electron images (A) and the energy-dispersive spectrum (B) of red deer *Cervus elaphus* hair; В, Г – longitudinal section of a deer's hair

Внутри образца микроминеральные фазы встречаются крайне редко. В петельчато-ячеистых структурах в центре волоса выявлены кальциевые и

алюмосиликатные фазы; в сотах на периферии обнаружены металлические фазы восстановленных форм железа, никеля и меди.

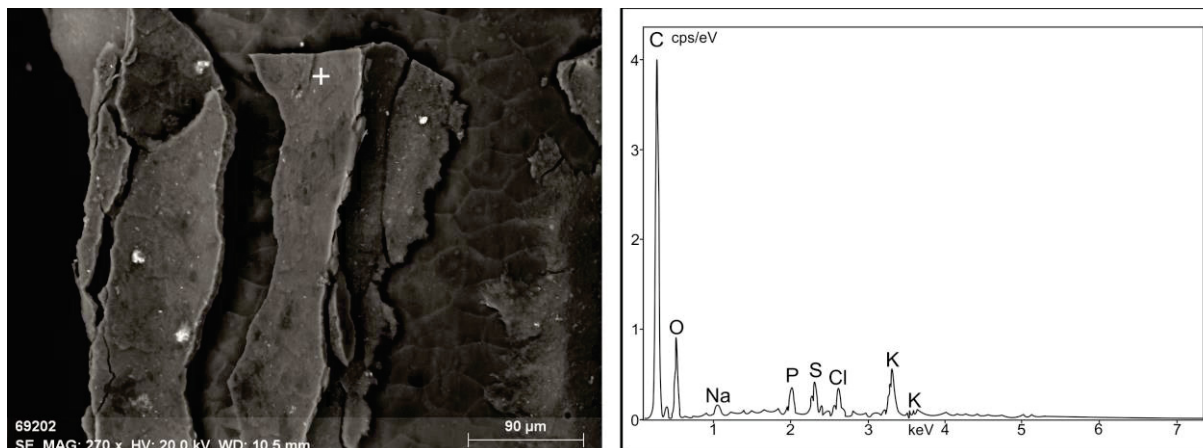


Рис. 5. Снимок в обратно-рассеянных электронах и энергодисперсионный спектр чешуек на волосе благородного оленя
Fig. 5. Back-scattered electron image and energy-dispersive spectrum of scale on red deer hair

Обсуждение результатов исследования

Строение волосяного покрова изученных животных различно. Волосяной покров оленя в значительной степени отличается от такового у кабана и свиньи. За счет своего трубчатого строения и сетчатой сердцевинки волос благородного оленя не накапливает элементы эндогенным путем в таком объеме, как волос животных семейства свиных. Кутикулярные чешуйки в шерсти благородного оленя не нарастают друг на друга, а соприкасаются. Это отражается на невысокой депонирующей способности такого волоса в отношении минеральных загрязнителей за счет экзогенных факторов. Минеральные частицы просто не имеют возможности попасть между чешуйками кутикулы и задержаться там. В то же время на волосах оленя обнаружено большое количество отмерших кутикул, грязь, высохшие соки растений, смола, которые служат средой для отложения микроминералов. Все найденные в отмерших кутикулах частицы микроминералов, по всей видимости, образовались эндогенным путем, из чего следует, что обновление шерсти способствует ее периодической очистке. В петельчато-пленочных структурах сердцевинки волоса благородного оленя выявлены только самородные элементы (Fe, Cu и Ni), которые, вероятно, образовались за счет эндогенных процессов и сохранились в неокисленном состоянии, находясь в герметичных ячейках.

Волос дикого кабана по толщине достигает 400 мкм, очень плотный, жесткий. Внутренняя часть волоса довольно чистая, из чего можно предположить, что изученное животное было здоровым. В противном случае дисбаланс в работе организма отразился бы на волосяном покрове. Важно отметить, что образцы шерсти отбирались в июне, в это время у самцов дикого кабана заканчивается линька и начинает расти новый волосяной покров [60]. Концентратом основных минеральных микровключений в волосяном покрове оказалась кутикула, на поверхности и внутри которой отложилось большое количество силикатов, алюмосиликатов, карбонатов и солей. Коровое вещество кутикулы довольно чистое, микро-

элементы в нём находились в гораздо меньших концентрациях, что и отразилось в низком количестве микроминеральных образований.

Обращает на себя внимание большое количество оксидов и фосфатов церия, а также соединения Ce-Al-O, обнаруженных внутри коркового вещества кутикулы, а также единственная находка зерна оксида церия размером 6 мкм. Судя по тому, что большая часть обнаруженных микроминералов находится внутри кутикулы или прорывает ее, очень похоже, что все изобилие минералов церия, найденное на поверхности стержня, может также иметь эндогенное происхождение.

Волосяной покров домашней свиньи оказался самым загрязненным из трёх изученных животных. Видимо, питание, образ жизни, особенности организма (метаболизм) и иные факторы [61] привели к тому, что в организме свиньи накопился большой избыток микроэлементов, отразившийся на состоянии волосяного покрова. Волос свиньи внутри настолько минерализованный, что трудно увидеть его строение, различить сердцевину и корковое вещество. Все обнаруженные в волосяном покрове свиньи фазы были образованы постепенно, в процессе жизни животного.

Заключение

Электронно-микроскопическое изучение поверхности и продольных срезов волос животных позволило оценить вклад эндогенных факторов в накоплении химических элементов в волосяном покрове животных.

Обнаруженные микроминеральные образования в волосяном покрове животных не являются свидетельством того, что отложенные химические элементы в живом организме находились в минеральной форме, однако это не исключается. Судя по высокой концентрации микроминералов, отложенных во внутренней части волос, рацион свиньи был перенасыщен такими элементами, как Na, Mg, Al, Si, P, K, Ca, Ti, Fe, Ba, Sr, Cu, Pb, Zr, Y, PЗЭ. За счет факторов окружающей среды волосяной покров свиньи обогатился баритом, оксидами железа, алюмосиликатами, кварцем, рутилом, кальцитом и альбитом.

Внутренняя часть волоса дикого кабана оказалась менее обогащенной породообразующими элементами, особо следует отметить обнаружение в ней моноцериевой фазы. На поверхности кутикулы встречаются кварц, мусковит-иллит, каолинит, оксиды железа, хлорит, титанит, рутил, ильменит, никель, железо, оксиды церия, Се-Al-O фазы, фосфаты РЗЭ. Факт обнаружения моно-цериевых фаз в кутикуле волоса позволяет предполагать, что отложение этого элемента происходило эндогенным путем.

Шерсть благородного оленя внутри оказалась довольно чистой, в корковом веществе кутикулы встречаются кальциевые и алюмосиликатные минералы, а также редкие фазы самородных элементов железа, никеля и меди. На поверхности шерсти выявлены

кварц, мусковит, плагиоклаз, оксиды железа, кальцит, титанит и монтмориллонит.

Шерсть благородного оленя и дикого кабана обновляется в начале лета, из-за чего влияние как эндогенных, так и экзогенных факторов на состояние волос в полном объеме оценено не было. Однако даже за малый промежуток времени в шерсти успели накопиться элементы и отложиться микроминералы, характеризующие образ жизни млекопитающих и состояние окружающей среды.

Выявленные особенности накопления элементов в волосяном покрове животных требуют более углубленного их изучения с расширением объектов и методов исследования.

Работа выполнена при поддержке грантов РНФ № 20-67-47005 и 20-64-47021.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Exogenous and endogenous influences on the trace element content of hair and feathers shown at the example of molybdenum / M. Anke, B. Groppel, H. Kroneman, E. Riedel // The hair as an indicator of macro and trace element supply: Proc. of Intern. Conf. of Feed Additives. – Budapest, 1981. – V. 3. – P. 1–9.
2. Monitoring of environmental persistent organic pollutants in hair samples collected from wild terrestrial mammals of Primorsky Krai, Russia / E.I. Iatrou, V. Tsygankov, I. Seryodkin, M.N. Tzatzarakis, E. Vakonaki, E. Barbounis, A.M. Zakharenko, V.V. Chaika, A.A. Sergievich, A.M. Tsatsakis, K. Golokhvast // Environmental Science and Pollution Research. – 2019. – V. 26 (8). – P. 7640–7650.
3. Nishiyama K., Nordberg G.F. Adsorption and elution of cadmium on hair // Arch Environ Health. – 1972. – V. 25. – P. 92–96.
4. Nordberg G.F., Nishiyama K. Whole-body and hair retention of cadmium in mice including an autoradiographic study on organ distribution // Arch Environ Health. – 1972. – V. 24. – P. 209–214.
5. Rabinowitz M., Wetherill G., Kopple J. Lead metabolism in the normal man: Stable isotope studies // Science (Wash. D.C.). – 1973. – V. 182. – P. 725–727.
6. Rabinowitz M., Wetherill J., Kopple J. Kinetic analysis of lead metabolism in healthy humans // J Clin Invest. – 1976. – V. 58. – P. 260–270.
7. Rabinowitz M.B. Toxicokinetics of bone lead // Environmental health perspectives. – 1991. – V. 91. – P. 33–37.
8. Interrelationships of blood and hair mercury concentrations in a North American population exposed to methylmercury / R.W. Phelps, T.W. Clarkson, T.G. Kershaw, B. Wheatley // Arch Environ Health. – 1980. – V. 35. – P. 161–168.
9. Kollmer W.E. Arsenic in induced hair of the rat and its relation to the content in various organs during chronic exposure // J Trace Elem Electrolytes Health Dis. – 1992. – V. 6. – P. 11–14.
10. Trace elements in human hair: an international comparison / Y. Takagi, S. Matsuda, S. Imai, Y. Ohmori, T. Masuda, J.A. Vinson, M.C. Mehra, B.K. Puri, A. Kaniewski // Bull Environ Contam Toxicol. – 1986. – V. 36. – P. 793–800.
11. Brown A.C., Crouse R.G. Hair, trace elements, and human illness. – New York: Praeger, 1980. – 350 p.
12. Ryabukhin Yu.S. Activation analysis of hair as an indicator of contamination of man by environmental trace element pollutants. – Vienna: IAEA, 1978. – 134 p.
13. Kist A.A., Zhuk L.I. Human hair composition and the problems of global ecology. – Tashkent, USSR: Institute of Nuclear Physics of the Uzbek Academy of Sciences, 1991. – 60 p.
14. Ермаков В.В., Тютиков С.Ф. Геохимическая экология животных / отв. ред. В.Т. Самохин. – М.: Наука, 2008. – 315 с.
15. Ермаков В.В., Тютиков С.Ф., Сафионов В.А. Биогеохимическая индикация микроэлементов / отв. ред. Т.И. Моисеенко. – М.: РАН, 2018. – 386 с.
16. Влияние техногенеза на формирование элементного состава волос детского населения / Д.В. Наркович, Н.В. Барановская, Е.В. Коваль, Н.П. Корогод // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – Т. 327. – № 8. – С. 116–128.
17. Очерки геохимии человека = The human geochemistry essays: монография / Н.В. Барановская, Л.П. Рихванов, Т.Н. Игнатова, Д.В. Наркович, О.А. Денисова. – Томск: Дельтаплан, 2015. – 377 с.
18. Экологические и биомониторинговые исследования ртуты в Крымском регионе / Е.В. Евстафьева, Н.В. Барановская, С.Л. Тымченко, А.М. Богданова, Г.П. Нараев, Н.А. Сологуб, Д.В. Наркович // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 3. – С. 96–106.
19. Редкоземельные и радиоактивные (Th, U) элементы в компонентах природной среды на территории Томской области / Н.В. Барановская, Е.В. Агеева, Б.Р. Соколов, Д.В. Наркович, О.А. Денисова, Т.В. Матковская // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 2. – С. 17–28.
20. Индикаторные показатели состояния экосистем в элементном составе волос жителей районов Северного Казахстана / Г.Е. Байкенова, Н.В. Барановская, А.А. Какабаев, Р.И. Берсимбаев, Н.П. Корогод, Д.В. Наркович, В.В. Куровская // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 7. – С. 148–158.
21. Hair mineral and trace element content in children with Down's syndrome / A.R. Grabeklis, A.V. Skalny, A.A. Skalnaya, I.V. Zhegalova, S.V. Notova, A.L. Mazaletskaia, M.G. Skalnaya, A.A. Tinkov // Biol Trace Elem Res. – 2019. – V. 188. – P. 230–238.
22. The impact of maternal overweight on hair essential trace element and mineral content in pregnant women and their children / A.V. Skalny, A.A. Tinkov, T.G. Bohan, M.B. Shabalovskaya, O. Terekhina, S.B. Leshchinskaya, L.A. Agarkova, S.V. Notova, M.G. Skalnaya, Y. Kovas // Biol Trace Elem Res. – 2020. – V. 193. – P. 64–72.
23. Trace element biomonitoring in hair and blood of occupationally unexposed population residing in polluted areas of East Kazakhstan and Pavlodar regions / Y. Semenova, Y. Zhunussov, L. Pivina, A. Abisheva, A. Tinkov, T. Belikhina, A. Skalny, M. Zhanaspayev, T. Bulegenov, N. Glushkova, A. Lipikhina, M. Dauletyarova, T. Zhunussova, G. Bjorklund // J Trace Elem Med Biol. – 2019. – V. 56. – P. 31–37.
24. Geographic variation of environmental, food, and human hair selenium content in an industrial region of Russia / A.V. Skalny, T.I. Burtseva, E.V. Salnikova, O.P. Ajsuvakova // Environ. Res. – 2019. – V. 171. – P. 293–301.
25. The reference values of hair content of trace elements in dairy cows of Holstein breed / S.A. Miroshnikov, A.V. Skalny, O.A. Zavyalov, A.N. Frolov, A.R. Grabeklis // Biol Trace Elem Res. – 2020. – V. 194. – P. 145–151.
26. Hair trace element concentrations in autism spectrum disorder (ASD) and attention deficit/hyperactivity disorder (ADHD) / A.V. Skalny, A.L. Mazaletskaia, O.P. Ajsuvakova, G. Bjorklund, M.G. Skalnaya, S.V. Notova, L.N. Chernova, A.A. Skalny, T.I. Burtseva, A.A. Tinkov // J. Trace Elem. Med. Biol. – 2020. – V. 61. – Article 126539.
27. Selenium, zinc, chromium, and vanadium levels in serum, hair, and urine samples of obese adults assessed by inductively coupled

- plasma mass spectrometry / A.A. Tinkov, M.G. Skalnaya, O.P. Ajsuvakova, E.P. Serebryansky, J.C. Chao, M. Aschner, A.V. Skalny // *Biol Trace Elem Res.* – 2021. – V. 199. – P. 490–499.
28. Filon J., Ustymowicz-Farbiszewska J., Krajewska-Kulak E. Analysis of lead, arsenic and calcium content in the hair of children with autism spectrum disorder // *BMC Public Health.* – 2020. – 20:383.
29. Hair levels of heavy metals and essential elements in Chinese children with autism spectrum disorder / Q. Zhou, D. Huang, C. Xu, J. Wang, Y. Jin // *Journal of Trace Elements in Medicine and Biology.* – 2021. – V. 66. – 126748.
30. Metal toxicity and trace element deficiency in some wild animal species from north-east India, as revealed by cellular, bio-inorganic and behavioural studies / S. Dey, R. Stafford, M.K.D. Roy, C.R. Bhattacharjee, D.T. Khathing, P.C. Bhattacharjee, P.S. Dkhar // *Current Science.* – 1999. – V. 77. – P. 276–280.
31. The application of wool as a biosubstrate to assess the impact of various strontium levels on the biological characteristics and productive qualities of dairy cattle under conditions of increased technogenic load / O.A. Zavyalov, S.A. Miroshnikov, A.N. Frolov, M.Ya. Kurilkina // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science.* – Omsk: IOP Publishing Ltd, 2021. – V. 624. – P. 012188.
32. Oropesa A.L., Ramos A., Gómez L.J. Toxic and essential metal levels in the hair of red deer (*Cervus elaphus*) and wild boar (*Sus scrofa*) for monitoring the contamination in protected areas of South-Western Spain // *Environ Sci Pollut Res.* – 2022. – V. 29. – P. 27430–27442.
33. White Monkey syndrome and presumptive copper deficiency in Wild Savannah Baboons / A.C. Markham, L.R. Gesquiere, J.-P. Bellenger, S.C. Alberts, J. Altmann // *Am. J. Primatol.* – 2011. – V. 73. – P. 1160–1168.
34. In situ fiducial markers for 3D correlative cryo-fluorescence and FIB-SEM imaging / N. Scher, K. Rechav, P. Paul-Gilloteaux, O. Avinoam // *iScience.* – 2021. – V. 24. – 102714.
35. Microscopic visualization of cell-cell adhesion complexes at micro and nanoscale / B. Vanslebrouck, J. Chen, C. Larabell, J. Hengel // *Front. Cell Dev. Biol.* – 2022. – V. 10. – 819534.
36. Stability of erythrocyte-derived nanovesicles assessed by light scattering and electron microscopy / D. Božič, M. Hočvar, M. Kisovec, M. Pajnič, L. Pađen, M. Jeran, A.B. Zavec, M. Podobnik, K. Kogej, A. Igljč, V. Kralj-Igljč // *Int. J. Mol. Sci.* – 2021. – V. 22. – 12772.
37. Cytotoxicity of *Cymbopogon citratus* (DC) Stapf fractions, essential oil, citral, and geraniol in human leukocytes and erythrocytes / A.C. Mendes Hacke, F.D. Silva, D. Lima, J.C.R. Velloso, J.B.T. Rocha, J.A. Marques, R.P. Pereira // *Journal of Ethnopharmacology.* – 2022. – V. 291. – 115147.
38. Evaluation of enamel loss by scanning electron microscopy after debonding brackets place with four different adhesives / J. Rodríguez Chávez, J. Arenas-Alatorre, H. Flores-Ruiz, A. Flores-Ledesma, F. Aguilar-Perez // *Microscopy Research and Technique.* – 2021. – V. 84. – P. 912–920.
39. Chitosan–Agarose polysaccharide-based hydrogel for biomimetic remineralization of dental enamel / V. Musat, E.M. Anghel, A. Zaharia, I. Atkinson, O.C. Mocioiu, M. Busila, P. A. Alexandru // *Biomolecules.* – 2021. – V. 11. – 1137.
40. Nano-structured hydroxyapatite and titanium dioxide enriching PENTA/UDMA adhesive as aesthetic coating for tooth enamel / A. Nevarez-Rascón, A. Hurtado-Macias, H.E. Esparza-Ponce, M.M. Nevarez-Rascón, J. González-Hernández, M.J. Yacamán // *Dent. Mater.* – 2021. – V. 37. – P. 290–299.
41. Molecular reorganization during the formation of the human skin barrier studied in situ / A. Narangifard, C.L. Wennberg, L. Hollander, I. Iwai, H. Han, M. Lundborg, S. Masich, E. Lindahl, B. Daneholt, L. Norlén // *J Invest Dermatol.* – 2021. – V. 141. – P. 1243–1253.
42. Sharova A.A., Chekmareva I.A., Agapova M.A. Effect of platelet-rich plasma on skin quality in patients with involution of the neck area // *Plastic Surgery and Aesthetic Medicine.* – 2022. – V. 1. – P. 56–67.
43. The anticancer effect of extract of medicinal mushroom *Sanghuangprou vaninii* against human cervical cancer cell via endoplasmic reticulum stress-mitochondrial apoptotic pathway / P.-Y. He, Y.-H. Hou, Y. Yang, N. Li // *Journal of Ethnopharmacology.* – 2021. – V. 279. – 114345.
44. Accumulation of sulfur and phosphorus in the eye's drainage system in primary open-angle glaucoma / M.V. Kravchik, I.A. Novikov, A.M. Subbot, A.A. Antonov, S.Yu. Petrov, N.A. Pakhomova // *Vestnik Oftalmologii.* – 2020. – V. 136. – P. 5–14.
45. Yavuzer K., Akinay Y. Microstructure and chemical analysis in Pseudoexfoliation syndrome // *Current Eye Research.* – 2020. – V. 46. – P. 490–495.
46. Expression pattern of seminal plasma extracellular vesicle small RNAs in boar semen / Z. Xu, Y. Xie, C. Zhou, Q. Hu, T. Gu, J. Yang, E. Zheng, S. Huang, Z. Xu, G. Cai, D. Liu, Z. Wu, L. Hong // *Front. Vet. Sci.* – 2020. – V. 7. – 585276.
47. Antimicrobial activity of silver-carbon nanoparticles on the bacterial flora of bull semen / M.S. Yousef, H.N. Abdelhamid, M. Hidalgo, R. Fathy, L. Gómez-Gascón, J. Dorado // *Theriogenology.* – 2021. – V. 161. – P. 219–227.
48. Banaszewska D., Andraszek K. Assessment of the morphometry of heads of normal sperm and sperm with the dag defect in the semen of duroc boars // *Journal of Veterinary Research.* – 2021. – V. 65. – P. 239–244.
49. Impact of lighting regimes on reproductive performance and sperm ultrastructure in rabbit bucks under very severe heat stress conditions / S.F. Fouda, A.A. El-Raghi, A.-K.E. Abdel-Khalek, M.A. Hassan, I.T. El-Ratel // *Livestock Science.* – 2022. – V. 255. – 104780.
50. Hormones and hair growth: variations in androgen receptor content of dermal papilla cells cultured from human and red deer (*Cervus elaphus*) hair follicles / V.A. Randall, M.J. Thornton, A.G. Messenger, N.A. Hibberts, A.S. Loudon, B.R. Brinklow // *J Invest Dermatol.* – 1993. – V. 101. – P. 114–120.
51. Рожнов В.В., Чернова О.Ф., Перфилова Т.В. Видовая диагностика оленей – пищевых объектов амурского тигра (по микро-структуре остевых волос из экскрементов хищника). – М.: Товарищество научных изданий КМК, 2011. – 47 с.
52. Особенности структуры оленьей шерсти как текстильного сырья / А.В. Чешкова, П.Н. Рудовский, М.В. Киселев, С.В. Смирнова, В.В. Жариков // *Технология текстильной промышленности* – 2014. – № 3. – С. 58–62.
53. Кудуры Солонцовского палеовулкана в бассейне реки Таежная, Восточный Сихотэ-Алинь / А.М. Паничев, В.К. Попов, И.Ю. Чекрызов, К.С. Голохваст, И.В. Середкин // *Achievements in the life sciences.* – 2012. – № 5. – С. 7–28.
54. Results of geological and geochemical investigations of Kaplanov kudurs in Sikhote-Alin, Russian Far East / A.M. Panichev, I.V. Seryodkin, O.Yu. Zaumyslova, E.A. Wach, T.A. Stolyarova, A.A. Sergievich, V.K. Popov, I.Yu. Chekryzhov, M.G. Blokhin, P.P. Khoroshikh // *Arabian J. Geosciences.* – 2018. – 11:493.
55. Rare earth elements upon assessment of reasons of the geophagy in Sikhote-Alin region (Russian Federation), Africa and other world regions / A.M. Panichev, V.K. Popov, I.Yu. Chekryzhov, I.V. Seryodkin, T.A. Stolyarova, S.V. Zakusin, A.A. Sergievich, P.P. Khoroshikh // *Environ. Geochem. Health.* – 2016. – V. 38. – P. 1255–1270.
56. Geological nature of mineral licks and the reasons for geophagy among animals / A.M. Panichev, V.K. Popov, I.Yu. Chekryzhov, I.V. Seryodkin, A.A. Sergievich, K.S. Golokhvast // *Biogeosciences.* – 2017. – V. 14. – P. 2767–2779.
57. Редкоземельные элементы как причинный фактор геофагии среди растительноядных животных / А.М. Паничев, Н.В. Барановская, И.Ю. Чекрызов, И.В. Середкин, Е.А. Вах, А.И. Белянская // *Доклад российской академии наук. Науки о Земле.* – 2021. – Т. 499. – № 1. – С. 82–86.
58. Mindat.org. 1993. Mineralogy Database. Available at: <https://www.mindat.org> (accessed 12 December 2022).
59. Mineralogy Database. 1997. Mineral Website. Available at: <https://webmineral.com/> (accessed 12 December 2022).
60. Козло П.Г. Дикий кабан. – Минск: Ураджай, 1975. – 223 с.
61. Combs D.K., Goodrich R.D., Meiske J.C. Mineral concentrations in hair as indicators of mineral status: a review // *J Anim Sci.* – 1982. – V. 54. – P. 391–398.

Поступила: 13.12.2022 г.
Дата рецензирования: 07.01.2023 г.

Информация об авторах

Ильенок С.С., кандидат геолого-минералогических наук, старший преподаватель отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Барановская Н.В., доктор биологических наук, профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Паничев А.М., доктор биологических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории экологии и охраны животных Тихоокеанского института географии Дальневосточного отделения Российской академии наук.

Серёдкин И.В., кандидат биологических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории экологии и охраны животных Тихоокеанского института географии Дальневосточного отделения Российской академии наук.

Беляновская А.И., кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории седиментологии и эволюции палеобиосферы Тюменского государственного университета.

Чекрыжов И.Ю., научный сотрудник лаборатории геохимии Дальневосточного геологического института Дальневосточного отделения Российской академии наук.

Макаревич Р.А., научный сотрудник лаборатории геохимии Тихоокеанского института географии Дальневосточного отделения Российской академии наук.

Соктоев Б.Р., кандидат геолого-минералогических наук, доцент отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 550.42:639.11-037.31/34

THE FIRST DATA ON MICROMINERAL MODES OF ELEMENTS IN THE HAIR OF MAMMALS IN PRIMORSKY KRAI

Sergey S. Ilenok¹,
ilenokss@tpu.ru

Natalya V. Baranovskaya¹,
nata@tpu.ru

Alexander M. Panichev²,
sikhote@mail.ru

Ivan V. Seryodkin²,
seryodkinivan@inbox.ru

Aleksandra I. Belyanovskaya³,
alexandra.belyanovskaya@outlook.com

Igor Yu. Chekryzhov⁴,
chekr2004@mail.ru

Raisa A. Makarevich²,
mak@tigdvo.ru

Bulat R. Soktoev¹,
bulatsoktoev@tpu.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

² Pacific Geographical Institute of the Far Eastern Branch, Russian Academy of Sciences,
7, Radio street, Vladivostok, 690041, Russia.

³ Tyumen State University,
6, Volodarsky street, Tyumen, 625003, Russia.

⁴ Far East Geological Institute Russian Academy of Sciences Far Eastern Branch,
159, Stoletiy Vladivostoka avenue, Vladivostok, 690022, Russia.

The relevance of the work lies in the need to comprehend the variability of the chemical composition of mammalian organisms depending on the geological and geochemical environmental factors in their habitats under normal functioning conditions and in the presence of pathological processes. The performed studies bring new knowledge to understanding migration of a wide range of chemical elements from rocks into living organisms. As part of the implementation of the RSF grant the authors have studied the hair cover of red deer (*Cervus elaphus*) and wild boar (*Sus scrofa*), caught in the Terney district of Primorsky Krai, on the territory adjacent to the Sikhote-Alin State Biosphere Reserve; as well as the domestic pig (*Sus scrofa domesticus*) from a private farmstead in the village of Terney. In some areas of the reserve, the phenomenon of geophagy among wild ungulates is developed which results in the formation of characteristic landscape complexes – kudur. In recent years, rare earth elements are increasingly considered as the cause of geophagy: moreover, both their deficiency in the body and their excess are possible. As a consequence, animals may need to either replenish of rare earth elements or get rid of them. Rare earth elements sources for animals can be water, fodder vegetation, and weathered rocks of the crusts (in Sikhote-Alin, these are mainly rhyolites, their tuffs, and tuffites). Chemical elements, including rare earth elements, upon entering the body of mammals, can be accumulated in body tissues, including hair. That is why the study of the composition of micromineral inclusions in animal hair is of interest.

Aim of the research is to search and determine microminerals in the hairline of animals from the territory of the Termeisky district of Primorsky Krai; to identify the localization sites of microminerals.

Methods. Animal hair samples were studied using a Hitachi S-3400N scanning electron microscope with a Bruker X@Flash 5010 energy-dispersive spectrometer. The results were interpreted using modern Internet databases of minerals.

Results. Electron microscopic studies have shown that the hairline of a domestic pig contains aluminosilicates of complex composition, copper and iron oxides, ilmenite, quartz, galena, muscovite, calcite, potassium feldspar, albite, barite, zircon, pyroxene, apatite, rare earth phosphates. In red deer hair: quartz, muscovite, plagioclase, iron oxides, calcite, titanite, and montmorillonite were found. Quartz, plagioclase, muscovite-illite, kaolinite, titanium silicate, calcite, iron oxides, chlorite, titanite, rutile, ilmenite, native nickel, sylvite, cerium oxides, Ce-Al phases, rare earth elements phosphates and complex phases Si-Al-S-Na-O were found in the wild boar hairline. At the same time, a significant part of these minerals were found in the thickness of the hair cuticle in all animals, which suggests their endogenous origin (due to the intake of chemical elements from the blood).

Conclusions. The study of the internal sections of animal hair and their surface revealed the existence of both exogenous and endogenous factors in the accumulation of elements in the form of mineral inclusions.

Key words:

microminerals, electron microscopy, wool, bristle, hair, wild boar, red deer, domestic pig, Primorsky Krai.

The research was supported by the RSF grants no. 20-67-47005 and 20-64-47021.

REFERENCES

1. Anke M., Groppe B., Kroneman H., Riedel E. Exogenous and endogenous influences on the trace element content of hair and feathers shown at the example of molybdenum. *Proc. of Intern. Conf. of Feed Additives. The hair as an indicator of macro and trace element supply.* Budapest, 1981. Vol. 3, pp. 1–9.
2. Iatrou E.I., Tsygankov V., Seryodkin I., Tzatzarakis M.N., Vakonaki E., Barbounis E., Zakharenko A.M., Chaika V.V., Sergievich A.A., Tsatsakis A.M., Golokhvast K. Monitoring of environmental persistent organic pollutants in hair samples collected from wild terrestrial mammals of Primorsky Krai, Russia. *Environmental Science and Pollution Research*, 2019, vol. 26 (8), pp. 7640–7650.

3. Nishiyama K., Nordberg G.F. Adsorption and elution of cadmium on hair. *Arch Environ Health*, 1972, vol. 25, pp. 92–96.
4. Nordberg G.F., Nishiyama K. Whole-body and hair retention of cadmium in mice including an autoradiographic study on organ distribution. *Arch Environ Health*, 1972, vol. 24, pp. 209–214.
5. Rabinowitz M., Wetherill G., Kopple J. Lead metabolism in the normal man: stable isotope studies. *Science (Wash. D.C.)*, 1973, vol. 182, pp. 725–727.
6. Rabinowitz M., Wetherill G., Kopple J. Kinetic analysis of lead metabolism in healthy humans. *J. Clin. Invest.*, 1976, vol. 58, pp. 260–270.
7. Rabinowitz M. Toxicokinetics of bone lead. *Environmental health perspectives*, 1991, vol. 91, pp. 33–37.
8. Phelps R.W., Clarkson T.W., Kershaw T.G., Wheatley B. Interrelationships of blood and hair mercury concentrations in a North American population exposed to methylmercury. *Arch Environ Health*, 1980, vol. 35, pp. 161–168.
9. Kollmer W.E. Arsenic in induced hair of the rat and its relation to the content in various organs during chronic exposure. *J Trace Elem Electrolytes Health Dis.*, 1992, vol. 6, pp. 11–14.
10. Takagi Y., Matsuda S., Imai S., Ohmori Y., Masuda T., Vinson J.A., Mehra M.C., Puri B.K., Kaniewski A. Trace elements in human hair: an international comparison. *Bull Environ Contam Toxicol*, 1986, vol. 36, pp. 793–800.
11. Brown A.C., Crouse R.G. *Hair, trace elements, and human illness*. New York, Praeger, 1980. 350 p.
12. Ryabukhin Yu.S. *Activation analysis of hair as an indicator of contamination of man by environmental trace element pollutants*. Vienna, IAEA, 1978. 134 p.
13. Kist A.A., Zhuk L.I. *Human hair composition and the problems of global ecology*. Tashkent, USSR, Institute of Nuclear Physics of the Uzbek Academy of Sciences, 1991. 60 p.
14. Ermakov V.V., Tyutikov S.F. *Geokhimicheskaya ekologiya zhivotnykh* [Geochemical ecology of animals]. Moscow, Nauka Publ., 2008. 315 p.
15. Ermakov V.V., Tyutikov S.F., Safonov V.A. *Biogeokhimicheskaya indikatsiya mikroelementov* [Biogeochemical indication of microelementoses]. Moscow, RAN Publ., 2018. 386 p.
16. Narkovich D.V., Baranovskaya N.V., Koval E.V., Korogod N.P. Influence of technogenesis on forming element composition of children's hair. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2016, vol. 327, no. 8, pp. 116–128. In Rus.
17. Baranovskaya N.V., Rikhvanov L.P., Ignatova T.N., Narkovich D.V., Denisova O.A. *Ocherki geokhimii cheloveka = The human geochemistry essays: monografiya* [The human geochemistry essays = The human geochemistry essays: monograph]. Tomsk, Deltaplan Publ., 2015. 377 p.
18. Evstafeva E.V., Baranovskaya N.V., Tymchenko S.L., Bogdanova A.M., Naraev G.P., Sologub N.A., Narkovich D.V. Environmental and biomonitoring mercury research in the Crimean region. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 3, pp. 96–106. In Rus.
19. Baranovskaya N.V., Ageeva E.V., Soktoev B.R., Narkovich D.V., Denisova O.A., Matkovskaya T.V. Rare earth and radioactive (Th, U) elements in the components of the environment on the territory of Tomsk region. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 2, pp. 17–28. In Rus.
20. Baykenova G.E., Baranovskaya N.V., Kakabaev A.A., Bersimbaev R.I., Korogod N.P., Narkovich D.V., Kurovskaya V.V. Indicators of the state of the ecosystems based on the hair compositions of the Northern Kazakhstan residents. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no 7, pp. 148–158. In Rus.
21. Grabeklis A.R., Skalny A.V., Skalnaya A.A., Zhegalova I.V., Notova S.V., Mazaletskaia A.L., Skalnaya M.G., Tinkov A.A. Hair mineral and trace element content in children with Down's syndrome. *Biol Trace Elem Res*, 2019, vol. 188, pp. 230–238.
22. Skalny A.V., Tinkov A.A., Bohan T.G., Shabalovskaya M.B., Terekhina O., Leshchinskaia S.B., Agarkova L.A., Notova S.V., Skalnaya M.G., Kovas Y. The impact of maternal overweight on hair essential trace element and mineral content in pregnant women and their children. *Biol Trace Elem Res*, 2020, vol. 193, pp. 64–72.
23. Semenova Y., Zhunussov Y., Pivina L., Abisheva A., Tinkov A., Belikhina T., Skalny A., Zhanaspayev M., Bulegenov T., Glushkova N., Lipikhina A., Dauletyarova M., Zhunussova T., Bjørklund G. Trace element biomonitoring in hair and blood of occupationally unexposed population residing in polluted areas of East Kazakhstan and Pavlodar regions. *J Trace Elem Med Biol*, 2019, vol. 56, pp. 31–37.
24. Skalny A.V., Burtseva T.I., Salnikova E.V., Ajsuvakova O.P. Geographic variation of environmental, food, and human hair selenium content in an industrial region of Russia. *Environ. Res.*, 2019, vol. 171, pp. 293–301.
25. Miroshnikov S.A., Skalny A.V., Zavyalov O.A., Frolov A.N., Grabeklis A.R. The reference values of hair content of trace elements in dairy cows of Holstein breed. *Biol Trace Elem Res.*, 2020, vol. 194, pp. 145–151.
26. Skalny A.V., Mazaletskaia A.L., Ajsuvakova O.P., Bjørklund G., Skalnaya M.G., Notova S.V., Chernova L.N., Skalny A.A., Burtseva T.I., Tinkov A.A. Hair trace element concentrations in autism spectrum disorder (ASD) and attention deficit/hyperactivity disorder (ADHD). *J. Trace Elem. Med. Biol.*, 2020, vol. 61, Article 126539.
27. Tinkov A.A., Skalnaya M.G., Ajsuvakova O.P., Serebryansky E.P., Chao J.C., Aschner M., Skalny A.V. Selenium, zinc, chromium, and vanadium levels in serum, hair, and urine samples of obese adults assessed by inductively coupled plasma mass spectrometry. *Biol Trace Elem Res.*, 2021, vol. 199, pp. 490–499.
28. Filon J., Ustymowicz-Farbiszewska J., Krajewska-Kulak E. Analysis of lead, arsenic and calcium content in the hair of children with autism spectrum disorder. *BMC Public Health*, 2020, 20:383.
29. Zhou Q., Huang D., Xu C., Wang J., Jin Y. Hair levels of heavy metals and essential elements in Chinese children with autism spectrum disorder. *Journal of Trace Elements in Medicine and Biology*, 2021, vol. 66, 126748.
30. Dey S., Stafford R., Roy M.K.D., Bhattacharjee C.R., Khathing D.T., Bhattacharjee P.C., Dkhar P.S. Metal toxicity and trace element deficiency in some wild animal species from north-east India, as revealed by cellular, bio-inorganic and behavioural studies. *Current Science*, 1999, vol. 77, pp. 276–280.
31. Zavyalov O.A., Miroshnikov S.A., Frolov A.N., Kurilkina M.Ya. The application of wool as a biosubstrate to assess the impact of various strontium levels on the biological characteristics and productive qualities of dairy cattle under conditions of increased technogenic load. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. Omsk, IOP Publishing Ltd, 2021. Vol. 624, pp. 012188.
32. Oropesa A.L., Ramos A., Gómez L.J. Toxic and essential metal levels in the hair of red deer (*Cervus elaphus*) and wild boar (*Sus scrofa*) for monitoring the contamination in protected areas of South-Western Spain. *Environ Sci Pollut Res.*, 2022, vol. 29, pp. 27430–27442.
33. Markham A.C., Gesquiere L.R., Bellenger J.-P., Alberts S.C., Altmann J. White Monkey syndrome and presumptive copper deficiency in Wild Savannah Baboons. *Am. J. Primatol.*, 2011, vol. 73, pp. 1160–1168.
34. Scher N., Rechav K., Paul-Gilloteaux P., Avinoam O. In situ fiducial markers for 3D correlative cryo-fluorescence and FIB-SEM imaging. *iScience*, 2021, vol. 24, pp. 102714.
35. Vanslebrouck B., Chen J., Larabell C., Hengel J. Microscopic visualization of cell-cell adhesion complexes at micro and nanoscale. *Front. Cell Dev. Biol.*, 2022, vol. 10, pp. 819534.
36. Božič D., Hočevar M., Kisovec M., Pajnič M., Pađen L., Jeran M., Zavec A.B., Podobnik M., Kogej K., Igljič A., Kralj-Igljič V. Stability of erythrocyte-derived nanovesicles assessed by light scattering and electron microscopy. *Int. J. Mol. Sci.*, 2021, vol. 22, pp. 12772.
37. Mendes Hacke A.C., Silva F.D., Lima D., Velloso J.C.R., Rocha J.B.T., Marques J.A., Pereira R.P. Cytotoxicity of Cymbopogon citratus (DC) Stapf fractions, essential oil, citral, and geraniol in human leukocytes and erythrocytes. *Journal of Ethnopharmacology*, 2022, vol. 291, pp. 115147.
38. Rodríguez Chávez J., Arenas-Alatorre J., Flores-Ruiz H., Flores-Ledesma A., Aguilar-Perez F. Evaluation of enamel loss by scanning electron microscopy after debonding brackets place with four different adhesives. *Microscopy Research and Technique*, 2021, vol. 84, pp. 912–920.
39. Musat V., Anghel E.M., Zaharia A., Atkinson I., Mocioiu O.C., Busila M., Alexandru P.A. Chitosan–agarose polysaccharide-based hydrogel for biomimetic remineralization of dental enamel. *Biomolecules*, 2021, vol. 11, 1137.

40. Nevarez-Rascón A., Hurtado-Macías A., Esparza-Ponce H.E., Nevarez-Rascón M.M., González-Hernández J., Yacamán M.J. Nanostructured hydroxyapatite and titanium dioxide enriching PENTA/UDMA adhesive as aesthetic coating for tooth enamel. *Dent. Mater.*, 2021, vol. 37, pp. 290–299.
41. Narangifard A., Wennberg C.L., Hollander L., Iwai I., Han H., Lundborg M., Masich S., Lindahl E., Daneholt B., Norlén L. Molecular reorganization during the formation of the human skin barrier studied in situ. *J Invest Dermatol*, 2021, vol. 141, pp. 1243–1253.
42. Sharova A.A., Chekmareva I.A., Agapova M.A. Effect of platelet-rich plasma on skin quality in patients with involution of the neck area. *Plastic Surgery and Aesthetic Medicine*, 2022, vol. 1, pp. 56–67.
43. He P.-Y., Hou Y.-H., Yang Y., Li N. The anticancer effect of extract of medicinal mushroom *Sanguangprou* vaninii against human cervical cancer cell via endoplasmic reticulum stress-mitochondrial apoptotic pathway. *Journal of Ethnopharmacology*, 2021, vol. 279, pp. 114345.
44. Kravchik M.V., Novikov I.A., Subbot A.M., Antonov A.A., Petrov S.Yu., Pakhomova N.A. Accumulation of sulfur and phosphorus in the eye's drainage system in primary open-angle glaucoma. *Vestnik Oftalmologii*, 2020, vol. 136, pp. 5–14.
45. Yavuzer K., Akinay Y. Microstructure and chemical analysis in Pseudoexfoliation syndrome. *Current Eye Research*, 2020, vol. 46, pp. 490–495.
46. Xu Z., Xie Y., Zhou C., Hu Q., Gu T., Yang J., Zheng E., Huang S., Xu Z., Cai G., Liu D., Wu Z., Hong L. Expression pattern of seminal plasma extracellular vesicle small RNAs in boar semen. *Front. Vet. Sci*, 2020, vol. 7, pp. 585276.
47. Yousef M.S., Abdelhamid H.N., Hidalgo M., Fathy R., Gómez-Gascón L., Dorado J. Antimicrobial activity of silver-carbon nanoparticles on the bacterial flora of bull semen. *Theriogenology*, 2021, vol. 161, pp. 219–227.
48. Banaszewska D., Andraszek K. Assessment of the morphometry of heads of normal sperm and sperm with the dag defect in the semen of duroc boars. *Journal of Veterinary Research*, 2021, vol. 65, pp. 239–244.
49. Fouda S.F., El-Raghi A.A., Abdel-Khalek A.-K.E., Hassan M.A., El-Ratel I.T. Impact of lighting regimes on reproductive performance and sperm ultrastructure in rabbit bucks under very severe heat stress conditions. *Livestock Science*, 2022, vol. 255, pp. 104780.
50. Randall V.A., Thornton M.J., Messenger A.G., Hibberts N.A., Loudon A.S., Brinklow B.R. Hormones and hair growth: variations in androgen receptor content of dermal papilla cells cultured from human and red deer (*Cervus elaphus*) hair follicles. *J Invest Dermatol.*, 1993, vol. 101, pp. 114–120.
51. Rozhnov V.V., Chernova O.F., Perfilova T.V. *Vidovaya diagnostika oleney – pishchevykh obektov amurskogo tigra (po mikrostrukture ostevykh volos iz ekskrementov khishchnika)* [Species diagnostics of deer – food objects of the Amur tiger (according to the microstructure of guard hairs from the excrement of a predator)]. Moscow, Tovarishchestvo nauchnykh izdaniy KMK Publ., 2011. 47 p.
52. Cheshkova A.V., Rudovskiy P.N., Kiselev M.V., Smirnova S.V., Zharikov V.V. Osobennosti struktury oleney shersti kak tekstilnogo syrya [Features of the structure of reindeer wool as a textile raw material]. *Tekhnologiya tekstilnoy promyshlennosti*, 2014, no. 3, pp. 58–62.
53. Panichev A.M., Popov V.K., Chekryzhov I.Yu., Golokhvast K.S., Serezhkin I.V. Kudury Solontsovskogo paleovulkana v bassejne reki Taezhnaya, Vostochny Sihote-Alin [Kudury of the Solontsovsky paleovolcano in the basin of the Taiga River, Vostochny Sihote-Alin]. *Achievements in the life sciences*, 2012, no. 5, pp. 7–28.
54. Panichev A.M., Seryodkin I.V., Zaumyslova O.Yu., Wach E.A., Stolyarova T.A., Sergievich A.A., Popov V.K., Chekryzhov I.Yu., Blokhin M.G., Khoroshikh P.P. Results of geological and geochemical investigations of Kaplanov kudurs in Sikhote-Alin, Russian Far East. *Arabian J. Geosciences*, 2018, 11:493.
55. Panichev A.M., Popov V.K., Chekryzhov I.Yu., Seryodkin I.V., Stolyarova T.A., Zakusin S.V., Sergievich A.A., Khoroshikh P. Rare earth elements upon assessment of reasons of the geophagy in Sikhote-Alin region (Russian Federation), Africa and other world regions. *Environ. Geochem. Health*, 2016, vol. 38, pp. 1255–1270.
56. Panichev A.M., Popov V.K., Chekryzhov I.Yu., Seryodkin I.V., Sergievich A.A., Golokhvast K.S. Geological nature of mineral licks and the reasons for geophagy among animals. *Biogeosciences*, 2017, vol. 14, pp. 2767–2779.
57. Panichev A.M., Baranovskaya N.V., Chekryzhov I.Yu., Seryodkin I.V., Vah E.A., Belyanovskaya A.I. Rare earth elements as a causal factor of geophagy among herbivorous animals. *DOKLADY EARTH SCIENCES*, 2021, vol. 499, no. 1, pp. 82–86. In Rus.
58. *Mindat.org. 1993. Mineralogy Database*. Available at: <https://www.mindat.org> (accessed 12 December 2022).
59. *Mineralogy Database. 1997. Mineral Website*. Available at: <https://webmineral.com/> (accessed 12 December 2022).
60. Kozlo P.G. *Dikiy kaban* [A wild boar]. Minsk, Uradzhay Publ., 1975. 223 p.
61. Combs D.K., Goodrich R.D., Meiske J.C. Mineral concentrations in hair as indicators of mineral status: a review. *J Anim Sci*, 1982, vol. 54, pp. 391–398.

Received: 13 December 2022.

Reviewed: 7 January 2023.

Information about the authors

Sergey S. Ilenok, Cand. Sc., senior lecturer, National Research Tomsk Polytechnic University.

Natalya V. Baranovskaya, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Alexander M. Panichev, Dr. Sc., leading researcher, Pacific Geographical Institute of the Far Eastern Branch, Russian Academy of Sciences.

Ivan V. Seryodkin, Cand. Sc., leading researcher, Pacific Geographical Institute of the Far Eastern Branch, Russian Academy of Sciences.

Aleksandra I. Belyanovskaya, Cand. Sc., senior researcher, Tyumen State University.

Igor Yu. Chekryzhov, researcher, Far East Geological Institute Russian Academy of Sciences Far Eastern Branch.

Raisa A. Makarevich, researcher, Pacific Geographical Institute of the Far Eastern Branch, Russian Academy of Sciences.

Bulat R. Soktoev, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 620.92; 621.432.2; 621.432.3

ЧИСЛЕННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ДВИГАТЕЛЯ ВНУТРЕННЕГО СГОРАНИЯ ДИЗЕЛЯ ПРИ СЖИГАНИИ В КАЧЕСТВЕ ОСНОВНОГО ТОПЛИВА ПАРОГАЗОВЫХ ПРОДУКТОВ ПИРОЛИЗА ДРЕВЕСИНЫ

Цибульский Святослав Анатольевич¹,
stzibulsky@tpu.ru

Ларионов Кирилл Борисович²,
lariionovkb@kuzstu.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

² Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева,
Россия, 650000, г. Кемерово, ул. Весенняя, 28.

Актуальность: замена в существующих двигателях внутреннего сгорания с различными конструкциями впрыска и системами зажигания дизельного топлива парогазовыми продуктами пиролиза, что позволяет заместить для производства электроэнергии дорогое топливо пиролизным газом, полученным из биомассы, вторичных продуктов древесно-перерабатывающих предприятий и муниципальных твердых отходов.

Целью данного исследования является оценка эффективности сжигания парогазовых продуктов пиролиза в двигателе внутреннего сгорания, конструктивно предназначенного для использования дизельного топлива, для возможности применения данной системы.

Объекты: четырехтактные дизельные двигатели внутреннего сгорания V-образной компоновки цилиндров с турбонагнетателем и без него, работающие на парогазовых продуктах пиролиза древесных отходов.

Методы: численные исследования на основе математических алгоритмов систем дизельных двигателей внутреннего сгорания без наддува и с турбонаддувом с использованием методов теплового баланса.

Результаты. Разработана математическая модель и программа теплового расчета четырехтактного двигателя внутреннего сгорания с V-образным расположением цилиндров с непосредственным впрыском парогазовых продуктов пиролиза древесины в камеру сгорания с системой турбонаддува и без нее. Проведен анализ влияния частоты вращения коленчатого вала, количества цилиндров на мощность, крутящий момент, удельный расход топлива. Показано, что увеличение количества цилиндров при одном и том же рабочем объеме двигателя внутреннего сгорания приводит к росту мощности, крутящего момента, при этом снижается удельный расход парогазовых продуктов пиролиза. Отмечено, что сжигание парогазовых продуктов пиролиза в двигателе внутреннего сгорания приводит к увеличению температуры выхлопных газов относительно сжигания дизельного топлива. Для двигателя с турбонаддувом увеличение температуры выхлопных газов составляет около 50 °С, без турбонаддува – около 100 °С. Установлено, что в четырехтактном дизельном двигателе внутреннего сгорания при сжигании пиролизного газа, получаемого из древесных отходов, для выработки одинакового количества электрической энергии необходим массовый расход в 7,5–8,6 раз больше, чем дизельного топлива. Выявлено, что дизельный двигатель с турбонагнетателем более экономичен и эффективен, чем силовой агрегат без нагнетателя. При частоте вращения 3000 мин⁻¹ для 12-ти цилиндрового двигателя с турбонагнетателем экономия расхода пирогаза составляет 11,9 %, эффективная мощность и крутящий момент на 10,0 % выше, чем у двигателя без турбонагнетателя. Одним из наиболее доступных на данный момент для сжигания пиролизного газа является четырехтактный дизельный двигатель V12 с турбонаддувом отечественного производства ЯМЗ 845.10 с рабочим объемом 25,86 л, максимальной мощностью 537 кВт (730 л.с.), максимальным крутящим моментом 2788 Н·м при частоте вращения 1500–3000 мин⁻¹.

Ключевые слова:

двигатель внутреннего сгорания, парогазовые продукты пиролиза, пиролизный газ, камера сгорания, топливно-воздушная смесь, степень расширения, мощность, рабочий объем, математическая модель.

Номенклатура, аббревиатуры		η_e	– эффективный КПД ДВС;
α	– коэффициент избытка воздуха; для двигателя внутреннего сгорания (ДВС) с турбонаддувом – 1,6–1,8; для безнаддувного ДВС – 1,4–1,5 [1, 2];	η_v	– коэффициент наполнения ДВС;
		λ	– степень повышения давления; для ДВС с турбонаддувом – 1,5; для ДВС без наддува – 2 [1–4];
		μ	– мольная масса воздуха (свежего заряда), 29 г/моль;
δ	– степень расширения;	$(\mu_{cp})_{t_0}^{t_x}$	– мольная изобарная теплоемкость рабочего тела в интервале t_0 – t_x , °С;
ΔT	– естественный подогрев заряда в ДВС; при сжатии в компрессоре и смешении с дизельным топливом – 10 °С, при смешении с пиролизным газом – 50 °С [1, 2];	ζ	– коэффициент использования теплоты для дизеля с наддувом, 0,79–0,88 [1, 2, 5];
ϵ	– степень сжатия ДВС, 15–20 [2];	ρ	– степень предварительного расширения ДВС, 1,2–1,7 [2];
$\epsilon_{вп} + \beta_2$	– комплексный коэффициент, учитывающий гидравлическое сопротивление впускного канала, 2,5–4 [1, 2];		

τ	– количество тактов работы одного цикла для современного компактного ДВС, 4 [1–3];	NG	– nature gas (природный газ);
$\varphi_{\text{И}}$	– коэффициент полноты диаграммы рабочего цикла для четырехтактных ДВС, 0,92–0,96 [6];	N_{max}	– максимальная мощность ДВС, снимаемая с коленчатого вала, кВт (л.с.);
$\omega_{\text{ВП}}$	– скорость движения заряда при максимальном открытии клапана, 50–130 м/с [1, 2];	m	– показатель степени для четырехтактных двигателей внутреннего сгорания, 0,6–0,7 [1, 5];
a	– эмпирический коэффициент для четырехтактного дизельного двигателя V12, 0,03 [1];	M	– крутящий момент, приведенный к рабочему объему двигателя, Н·м/л;
b	– коэффициент для четырехтактного дизельного двигателя V12, 0,012 [1];	p_a	– давление в конце впуска, МПа;
b_1	– эмпирический коэффициент для четырехтактного дизельного двигателя V12, 0,1–0,15 [1];	p_e	– среднее эффективное давление в цилиндре двигателя, МПа;
CFD	– Computational Fluid Dynamics modeling;	R	– универсальная газовая постоянная, 8,314 Дж/(моль·К);
CI	– compression ignition type (воспламенение от сжатия топливно-воздушной смеси);	R_B	– газовая постоянная сухого воздуха, 287 Дж/кг·К;
c_i	– коэффициент пропорциональности для четырехтактных двигателей, 0,45–0,53 [1, 5];	SI	– spark ignition (искровое зажигание от свечи);
G_e	– массовый расход топлива в ДВС, кг/с;	t_a	– температура топливно-воздушной смеси в конце процесса впуска, °С;
g_e	– удельный расход топлива, приведенный к эффективной мощности в ДВС, г/кВт·ч;	t_f	– температура остаточных газов, °С;
i	– количество цилиндров в двигателе, шт.;	t_z	– температура в зоне видимого горения в камере сгорания двигателя, °С;
k	– показатель адиабаты;	T_0	– температура перевода из шкалы Цельсия в шкалу Кельвина, 273,15 К;
ICE	– internal combustion engine (двигатель внутреннего сгорания);	Q_i^R	– низшая теплота сгорания, МДж/кг (м ³);
LPG	– liquid petroleum gas (сжиженный нефтяной газ);	$V_{\text{ДВС}}$	– рабочий объем двигателя, см ³ либо л;
MSW	– Municipal solid waste (муниципальные твердые отходы);	ДВС	– двигатель внутреннего сгорания;
n	– показатель политропного процесса; для процесса сжатия топливно-воздушной смеси $n_1=1,32–1,38$ [2]; для сжатия свежего заряда от центробежного нагнетателя (компрессора) $n_K=1,55–1,7$ [1, 4];	Заряд	– воздух в дизельном двигателе внутреннего сгорания, в бензиновом – топливно-воздушная смесь [1–5];
N_e	– эффективная мощность ДВС на коленчатом валу, кВт (л.с.);	Н.у.	– нормальные условия;
		ОЦР	– органический цикл Ренкина;
		Пирогаз	– пиролизный газ, парогазовые продукты процесса пиролиза;
		ШПГ	– шатунно-поршневая группа;
		ЯМЗ	– ярославский моторный завод.

Введение

Актуальность

Спрос на электрическую энергию в мире имеет непрерывный рост, что обусловлено увеличением численности населения, повышением урбанизации, активным развитием технологического прогресса и увеличением стоимости энергоносителей.

Альтернативой традиционным и нетрадиционным источникам электроэнергии может служить комбинированное применение электростанций, основанное на пиролизе биомассы для выработки жидкого и газообразного продуктов, которые могут в дальнейшем использоваться в качестве моторного топлива в ДВС для привода электрогенератора [7–10].

Применение ДВС вместо паровых и газовых турбин для обеспечения пиковых электрических нагрузок, при децентрализованной выработке электрической энергии, в труднодоступных, отдаленных районах страны имеет ряд преимуществ: большой выбор мощностей установленного агрегата – от 1 кВт до нескольких МВт; способность работать на нескольких видах топлив; быстрый запуск и останов, относительно простое управление выходной мощностью; высоко-

кий уровень проработки конструкции, достигнутый за счет непрерывных продолжительных исследований двигателей в автомобильной и промышленной областях [9, 11].

ДВС дизельного типа на сегодняшний момент повсеместно используются в различных областях: в судах, в наземном и воздушном транспорте, для выработки электроэнергии, в сельском хозяйстве и т. д. В ближайшем будущем они останутся популярными, так как имеют наибольшую эффективность независимо от назначения, номинальной мощности и режима работы [12].

Применение жидких продуктов пиролиза в ДВС ограничено проблемами, связанными с загрязнением инжекторов [8, 13]; образованием коррозии на стенках цилиндров из-за наличия карбоновых кислот, которые способствуют образованию среды с низким значением pH [14]; сложностью организации запуска вследствие значительно большей вязкости пиролизного масла по сравнению с дизельным топливом [15]; нестабильной работой силового агрегата ввиду присутствия 15–30 % влаги [16]; коксованием поршней, которое является следствием присутствия в жидкой фазе мелких фракций золы [17].

Кроме конденсируемых паров, в результате процесса пиролиза генерируются парогазовые продукты – пирогаз. В настоящее время пирогаз находит все большее применение в битопливных двигателях с SI и с CI, так как не имеет приведенных недостатков пиролизного масла. Пирогаз может заменить природный газ, однако он должен обладать $Q_i^R > 5$ МДж/м³ [18] и иметь достаточную скорость горения для предотвращения нестабильной работы двигателя.

Мировой опыт сжигания пиролизного газа в ДВС

Результаты исследований [7, 19, 20] подтвердили возможность применения пирогаза в качестве моторного топлива в ДВС с непосредственным впрыском. Во всех ДВС настроена битопливная система подачи. Поскольку хранение пирогаза технически и экономически затруднено, реактор пиролизной установки напрямую должен быть связан с двигателем. Исследование [21] было направлено на моделирование сгорания пирогаза в одном цилиндре двигателя, работающего при $n=1000$ мин⁻¹. Пирогаз подается в камеру сгорания с $Q_i^R=5,02-8,79$ МДж/м³. В этом исследовании применяется оптический анализ для оценки влияния инертного газа N₂ и CO₂ на время и скорость зажигания пирогаза. Таким образом, авторы привели подтверждающие данные об эффективности использования пирогаза с низким значением Q_i^R в ДВС.

Технология интегрированной пиролизной регенеративной установки подразумевает использование в газовой турбине или ДВС пирогаза различных исходных продуктов. При этом энергия, необходимая для поддержания процесса пиролиза, обеспечивается высокой температурой выхлопных газов, сжиганием летучих веществ пиролиза и твердых продуктов. В работе [22] приведено описание лабораторного стенда, состоящего из пиролизного реактора, адиабатической горелки, секции очистки от твердых фракций, подключенного ДВС с электрогенератором. Пилотный концепт способен выдавать 80 кВт электрической энергии в час. Четырехтактный ДВС Caterpillar 3306 имеет шесть цилиндров, в нем сгорает пирогаз каштановой щепы с элементным составом, приведенным к объему: H₂=12,84 %, CH₄=8,94 %, CO=25,64 %, CO₂=19,49 %, O₂=5,13 %, N₂=24,86 %, C₂H₆=2,95 %, C₃H₈=0,15 %, C₅H₁₂=0,02 %. К коленчатому валу ДВС присоединен двухполюсный электрогенератор, который также подключен к изменяемому сопротивлению для исследования переменной нагрузки на характеристики работы лабораторной установки. Для ДВС $n=1500$ мин⁻¹, абсолютный электрический КПД 29 %, температура выхлопных газов 512 °С. Для сжигания пирогаза, получаемого при температуре 650 °С, в ДВС с $Q_i^R=8,5$ МДж/кг была установлена электронная система опережения зажигания на 30°, модернизирована система питания топливно-воздушной смеси. Пилотный проект показал абсолютный электрический КПД установки 16 % при общем снижении выбросов CO₂ в атмосферу в размере 300 т/год при сжигании пеллет с массовым расходом 372 кг/ч и относительной влажностью 28–60 %. Результаты показывают, что при пиролизе пластика, MSW либо шин для элект-

рогенерирующей установки с ДВС абсолютный электрический КПД составляет 20–33 %.

В работе [23] авторы предлагают систему очистки пирогаза для производства электроэнергии. Большое внимание уделяется очистке газа от смолы для предотвращения преждевременного выхода ДВС из строя. Лабораторный стенд включает в себя регенеративную пиролизную установку каштановой древесины, систему очистки, состоящую из масляного скруббера и адсорбционного слоя угля. К установке подключен ДВС фирмы Lamborghini с электрогенератором номинальной электрической мощностью 6 кВт. Пирогаз имеет элементный состав, приведенный к объему: H₂=14,00 %, CH₄=9,73 %, CO=27,93 %, CO₂=21,24 %, N₂=27,10 %, $Q_i^R=7,18$ МДж/кг, объемный расход 0,7 м³/ч, после пиролизного реактора направляется в систему очистки, состоящую из масляного скруббера объемом 15 л и адсорбционного слоя массой 0,922 кг. Из пирогаза удаляется до 98,7 % смолы, при этом элементный состав газообразного топлива не меняется, тем самым обеспечивается плавная работа ДВС и стабильная выработка электрической энергии.

Работа [24] сфокусирована на процессах горения проектного топлива, пирогаза и их смеси в дизельном ДВС с турбонаддувом. Работа четырехтактного двигателя осуществляется при $n=3000$ мин⁻¹, при трех различных электрических нагрузках на генератор – 16, 31, 94 кВт, крутящий момент составляет 50, 100, 300 Н·м, соответственно. Для каждого рабочего условия массовая доля в топливной смеси пирогаза к дизельному топливу увеличивалась до достижения максимально возможной мощности при данных условиях – 85 кВт. Исследователями установлено, что применение пирогаза в качестве добавки к топливу не приводит к снижению рабочего давления в цилиндрах, поэтому отсутствует необходимость изменения конструкции имеющихся дизельных ДВС. Другим важным моментом является положительное воздействие сжигания пирогаза на рабочие свойства моторного масла, которое со временем работы двигателя в меньшей степени утрачивает свои рабочие характеристики, кроме того снижается ее склонность к угару.

В работе [25] приводится численное CFD-исследование дизельного двигателя Kohler KDW 1404 $V_{ДВС}=1372$ см³ с номинальной $n=3000$ мин⁻¹ при сжигании смеси дизельного топлива и пиролизного синтез-газа, получаемого из тополиной щепы. Пиролизный синтез-газ имеет элементный состав, приведенный к мольной массе: H₂=20,3 %, N₂=45,3 %, CH₄=1,8 %, CO=25,1 %, CO₂=7,6 %, $Q_i^R=6,0$ МДж/м³. Исследователями выявлено, что при содержании в топливной смеси 40–50 % синтетического газа производительность и тепловой КПД ДВС повышаются на 1–5 %. Таким образом, в данном исследовании продемонстрирована эффективность сжигания топливной смеси в ДВС, содержащей дизель и пирогаз, без конструктивных изменений.

На примере ДВС типа SI Honda GX270 в исследовании [26] приведено сравнение эффективности работы при сжигании трех видов топлива: стандартного

бензина с октановым числом 95, LPG с октановым числом 103–111 и пиролизного синтез-газа. Этот одноцилиндровый четырехтактный двигатель имеет номинальную мощность 4,7 кВт, достигаемую при $n=3000 \text{ мин}^{-1}$, и предназначен для привода электрогенератора. Элементный состав синтетического газа, приведенный к объему: $\text{CO}=15 \%$, $\text{CO}_2=10 \%$, $\text{H}_2=40 \%$, $\text{N}_2=30 \%$, $\text{CH}_4=5 \%$. Удельный расход топлива составляет: для бензина 510 г/кВт·ч, для LPG 660 г/кВт·ч, для синтез-газа 812 г/кВт·ч. При номинальной нагрузке термический КПД ДВС при работе на синтез-газе был снижен на 15,5 % (отн.), однако корректировка угла опережения зажигания позволяет повысить эффективность работы ДВС на данном виде топлива до проектного значения. При сжигании синтез-газа ДВС с выхлопными газами выбрасывает на 58,5 % меньше NO_x , чем при сжигании бензина.

В ряде работ [27–29] исследователи изучали влияние сжигания синтетического газа на производительность и эффективность работы ДВС SI. В [27] отмечено, что при сжигании в четырехцилиндровом четырехтактном ДВС фирмы Hyundai синтетического газа с объемной долей 2,43 % в смеси с бензином при 1800 мин^{-1} тепловой КПД повышается с 34,52 до 39,01 %, снижаются выбросы HC и NO_x , однако выбросы CO растут с 2625 до 3821 ppm из-за снижения температуры горения внутри цилиндров. Авторы в [28] проводят численное исследование четырехтактного ДВС GM Vortec $V_{\text{двс}}=3,0 \text{ л}$, максимальной механической мощностью 37 кВт, при частоте вращения коленчатого вала 3000 мин^{-1} . ДВС в проектном режиме сжигает NG либо LPG, в исследовании сгорает синтез-газ, полученный путем пиролиза дерева акации, эвкалипта, MSW. Максимальная мощность, выдаваемая ДВС при сжигании синтез-газа, варьируется от 11,6 до 15 кВт, абсолютный электрический КПД – 16,88–20,09 %. В [29] приведены результаты лабораторного исследования выработки в пиролизном реакторе и сжигания синтез-газа в четырехтактном четырехцилиндровом ДВС Ford DSG423 с SI и максимальной мощностью 66 кВт при работе на бензине и $n=3500 \text{ мин}^{-1}$. Для исследования на синтез-газе ДВС в работе была выбрана более низкая $n=1800 \text{ мин}^{-1}$. В качестве исходного сырья применяются: щепа сосны, красного дуба, картон и лошадиный навоз. Для ДВС, работающего на синтез-газе из биомассы, N_e варьируется в пределах 9,6–13,1 % от номинального значения, абсолютный электрический КПД – 15,8–23 %.

В табл. 1 сведены основные данные систем пиролизный реактор/ДВС для генерации электрической энергии при сжигании в нем пирогаза.

Проблематика исследования

В работе [35] приведено описание и принцип действия существующей установки медленного пиролиза для переработки древесных брикетов. Побочным энергетическим продуктом этой установки является пирогаз с известным элементным составом, расходом и температурой. Сравнивается тепловая эффективность четырех термодинамических циклов: Тринклера, Отто, Брайтона и Гемфри. Установлено, что наибольшей

мощностью и абсолютным электрическим КПД обладает силовая установка, работающая по принципу термодинамического цикла Тринклера, который описывает рабочий процесс дизельного двигателя с поэтапным подводом и сгоранием топливно-воздушной смеси в объеме камеры сгорания цилиндра.

Таблица 1. Опыт применения комбинированной системы пиролиза/ДВС/электрогенератора для выработки электрической энергии

Table 1. Experience in using the combined pyrolysis system/ICE/electro-generator to produce electric energy

Пиролиз продукта Product pyrolysis	Частота вращения, мин^{-1} Rotation frequency, мин^{-1}	Тип воспламенения Ignition type	Мощность на валу, кВт Power on the shaft, kW	Абсолютный электрический КПД, % Electric efficiency, %
Каштановая щепа Brown wood chips	1500	CI	80	16 [22, 23]
Дерево/Wood	3000	CI	85	27 [24]
Тополиная щепа Poproliian chips	3000	CI	19,45	29,4 [25]
н/д/n/d	3000	SI	2,57	21,87 [26]
н/д/n/d	1800	SI	83,32	34,52 [27]
Сосна/Pine	1800	SI	11,76 ± 3 %	23,0 ± 3,1 [28]
Красный дуб Red oak	1800	SI	13,10 ± 3 %	20,6 ± 3,1 [28]
Навоз/Manure	1800	SI	10,14 ± 3 %	21,3 ± 3,1 [29]
Картон Cardboard	1800	SI	9,60 ± 3 %	15,8 ± 3,1 [29]
Дерево/Wood	1500	CI	12–16	21–24 [30]
Щепа/Chips	1500	CI	15–20	25 [31]
Акация/Acacia	3000	SI	13,8	19,34 [28, 29]
MSW	3000	SI	11,6	16,88 [28, 29]
MSW	3000	SI	15,0	20,09 [28, 29]
Эвкалипт Eucalyptus	3000	SI	15,0	19,28 [28, 29]
Эвкалипт Eucalyptus	3000	н/д n/d	10	12,82 [32]
Оливковое дерево Olive tree	3000	н/д/n/d	70	20,2–21,3 [33]
Пеллеты/Pellets	3000	н/д/n/d	48	10,2 [34]
Сельхоз отходы Agricultural waste	3000	н/д/n/d	1000	18,1 [20]

n/d – нет данных/n/d – no data.

В ходе проведенного анализа литературы выявлено большое количество опытных и численных исследований по эффективному сжиганию пирогаза в различных ДВС с целью получения электрической энергии в электрогенераторе.

Поэтому задача данной работы – численно исследовать дизельный двигатель с непосредственным впрыском и сжиганием при сжатии в цилиндре смеси воздуха и пирогаза. В работе приводится сравнение характеристик и параметров при работе дизельного ДВС с турбонаддувом и атмосферного ДВС при сжигании пирогаза, выбирается компоновка и условия для надежной и эффективной эксплуатации электрогенерирующего аппарата.

Методология расчета четырехтактного двигателя, работающего по циклу Дизеля с турбонаддувом на пирогазе

Алгоритм расчета

Ниже представлена методика теплового расчета для четырехтактного ДВС с V-образным расположением цилиндров с непосредственным впрыском топлива и воспламенением топливно-воздушной смеси от сжатия в цилиндре.

Определение параметров сжигания для воздуха

- Теор. кол-во воздуха для полного сгорания пирогаза при н.у.

$$V_0 = 4,76(0,5c_{CO} + 0,5c_{H_2} + 2c_{CH_4}), \text{ м}^3/\text{кг}$$

- Теор. объем N_2 при сгорании 1 м³ газа

$$V_{0,N_2} = 0,792V_0, \text{ м}^3/\text{кг}$$

- Теор. объем CO_2 при сгорании 1 м³ газа

$$V_{0,CO_2} = c_{CH_4} + c_{CO} + c_{CO_2}, \text{ м}^3/\text{кг}$$

- Теор. объем H_2O при сгорании 1 м³ газа

$$V_{0,H_2O} = 2c_{CH_4} + 0,0161V_0, \text{ м}^3/\text{кг}$$

Расчет параметров газа

- Плотность составляющих пирогаза для н.у.

$$d_{CH_4}^{н.у.} = \text{density}(CH_4; p_{н.у.}, t_{н.у.} + T_0), \text{ кг/м}^3$$

$$d_{H_2}^{н.у.} = \text{density}(H_2; p_{н.у.}, t_{н.у.} + T_0), \text{ кг/м}^3$$

$$d_{CO_2}^{н.у.} = \text{density}(CO_2; p_{н.у.}, t_{н.у.} + T_0), \text{ кг/м}^3$$

$$d_{CO}^{н.у.} = \text{density}(CO; p_{н.у.}, t_{н.у.} + T_0), \text{ кг/м}^3$$

- Плотность газа при н.у

$$d_{Г}^{н.у.} = d_{CH_4}^{н.у.} c_{CH_4} + d_{H_2}^{н.у.} c_{H_2} + d_{CO_2}^{н.у.} c_{CO_2} + d_{CO}^{н.у.} c_{CO}, \text{ кг/м}^3$$

- Q_i^R газа при н.у.*

$$Q_i^{н.у.} = Q_i^{CH_4} c_{CH_4} + Q_i^{H_2} c_{H_2} + Q_i^{CO_2} c_{CO_2} + Q_i^{CO} c_{CO}, \text{ МДж/кг}$$

* Q_i^R газа при нормальных условиях [36]: $Q_i^{CH_4} = 35,88 \text{ МДж/кг}$, $Q_i^{H_2} = 10,79 \text{ МДж/кг}$, $Q_i^{CO_2} = 0 \text{ МДж/кг}$, $Q_i^{CO} = 12,64 \text{ МДж/кг}$. При известном составе газа определяется массовое содержание отдельных компонентов: для углерода $c_C = 0,471 \text{ кг/кг}$, для водорода $c_H = 0,035 \text{ кг/кг}$, для кислорода $c_O = 0,578 \text{ кг/кг}$.

- Плотности составляющих пирогаза при заданной температуре

$$d_{CH_4}^T = \text{density}(CH_4; p_0, t_T + T_0), \text{ кг/м}^3$$

$$d_{H_2}^T = \text{density}(H_2; p_0; t_T + T_0), \text{ кг/м}^3$$

$$d_{CO_2}^T = \text{density}(CO_2; p_0; t_T + T_0), \text{ кг/м}^3$$

$$d_{CO}^T = \text{density}(CO; p_0; t_T + T_0), \text{ кг/м}^3$$

- Плотность пирогаза при заданных условиях

$$d_{Г}^T = d_{CH_4}^T c_{CH_4} + d_{H_2}^T c_{H_2} + d_{CO_2}^T c_{CO_2} + d_{CO}^T c_{CO}, \text{ кг/м}^3$$

- Q_i^R сжигаемого топлива

$$Q_i^T = [33,91c_C + 103,1c_H - 10,89c_O] d_{Г}^T / d_{Г}^{н.у.}, \text{ МДж/кг}$$

- Теор. мольная масса воздуха, необходимая для сжигания 1 кг топлива

$$L_0 = 0,208^{-1} (c_C / M_C + c_H / M_H + c_O / M_O), \text{ кмоль/кг}$$

- Теор. масса воздуха, необходимая для сжигания 1 кг топлива

$$l_0 = 0,23^{-1} (8c_C / 3 + 8c_H - c_O), \text{ кг/кг}$$

- Кол-во свежего заряда, поступающего в ДВС, отнесенное к 1 кг топлива

$$M_1 = aL_0, \text{ кмоль св. зар./кг}$$

- Кол-во отдельных компонентов продуктов сгорания [1]

$$M_{CO_2} = c_C / M_{CO_2}, \text{ кмоль/кг}$$

$$M_{H_2O} = c_H / M_H, \text{ кмоль/кг}$$

$$M_{O_2} = 0,208(a-1)L_0, \text{ кмоль/кг}$$

$$M_{N_2} = 0,792aL_0, \text{ кмоль/кг}$$

- Общее кол-во продуктов сгорания, образующихся в ДВС

$$M_2 = M_{CO_2} + M_{H_2O} + M_{O_2} + M_{N_2}, \text{ кмоль/кг}$$

- Температура заряда после нагнетания в турбокомпрессоре

$$t_K = (t_0 + T_0)(p_K / p_0)^{(nk-1)/nk} - T_0, \text{ }^\circ\text{C}$$

Процесс впуска

- Плотность заряда на впуске

$$\rho_K = p_K \cdot 10^6 / [R(t_K + T_0)], \text{ кг/м}^3$$

- Потери давления заряда на впуске

$$\Delta p_a = (\epsilon_{вп1} + \beta_2) \omega^2_{вп} \cdot 10^{-6} / 2, \text{ МПа}$$

- Давление в конце впуска

$$p_a = p_K - \Delta p_a, \text{ МПа}$$

- Давление остаточных газов

$$p_r = 1,05p_a, \text{ МПа}$$

- Принимаемая температура остаточных газов

$$t'_r, \text{ }^\circ\text{C}$$

- Коэффициент остаточных газов

$$\gamma_r = [(t_T + T_0) + \Delta t] p_r / [(t_T + T_0)(e p_a - p_r)]$$

- Температура в конце впуска

$$t_a = (t_K + \Delta t + \gamma_r t_r) / (1 + \gamma_r) - 273,15, \text{ }^\circ\text{C}$$

- Коэффициент наполнения [1, 2]

$$\eta_V = \left[\frac{p_a}{p_0} + \left(\frac{p_a}{p_0} - \frac{p_r}{p_0} \right) \frac{1}{\epsilon - 1} \right] \frac{t_0 + T_0}{t_0 + T_0 + \Delta t}$$

Процесс сжатия

- Давление в конце процесса сжатия

$$p_c = p_a \epsilon^{n1}, \text{ МПа}$$

- Температура в конце сжатия

$$t_c = (t_a + 273,15) \epsilon^{n1-1} - T_0, \text{ }^\circ\text{C}$$

- Средняя мольная теплоемкость воздуха в конце процесса сжатия

$$(\mu c_v)_{t_0}^{t_c} = 20,6 + 2,638 \cdot 10^{-3} t_c, \text{ кДж/кмоль} \cdot \text{ }^\circ\text{C}$$

- Средняя мольная теплоемкость остаточных газов в конце процесса сжатия

$$(\mu c_v)_{t_0}^{t_c} = c_v(c_r; t_c + T_0; v_c; \text{ Molar SI}), \text{ кДж/кмоль} \cdot \text{ }^\circ\text{C}$$

- Средняя мольная теплоемкость рабочей смеси в конце процесса сжатия

$$(\mu c_v)_{t_0}^{t_c} = [(m c_v)_{t_0}^{t_c} + (m c_v)_{t_0}^{t_c}] / (1 + \gamma_r), \text{ кДж/кмоль} \cdot \text{ }^\circ\text{C}$$

Процесс сгорания

- Коэфф. молекулярного изменения свежей смеси

$$\mu_0 = M_2/M_1$$
- Коэфф. молекулярного изменения рабочей смеси

$$\mu_{c.c.} = (\mu_0 + \gamma_r)/(1 + \gamma_r)$$
- Теплота сгорания рабочей смеси в ДВС

$$Q_{раб} = Q_1^T [M_1(1 + \gamma_r)], \text{ кДж/кМоль}$$
- Максимальное давление сгорания для ДВС

$$p_z = p_c \lambda, \text{ МПа}$$
- Мольная изобарная теплоемкость продуктов сгорания в процессе горения [1, 5]

$$(\mu_{c.p.})_{i0}^{t_z} = c_p(c_r; t_z; p_z; \text{ Molar SI}), \text{ кДж/кМоль} \cdot ^\circ\text{C}$$
- Температура в процессе горения t_z определяется при решении уравнения

$$\zeta z Q_{раб} + (\mu_{c.v.})_{i0}^{t_c} + 8,315 \lambda [t_c + 2270(\lambda - \mu)] = \mu_{c.c.} (\mu_{c.p.})_{i0}^{t_z} t_z$$
- Степень предварительного расширения в ДВС

$$p_z = \mu (t_z + T_0) / [\lambda (t_c + T_0)]$$

Процесс расширения

- Уточненная степень последующего расширения

$$\delta = \varepsilon / p_z$$
- Давление рабочей смеси в конце процесса расширения

$$p_b = p_z / \delta^{n_2}, \text{ МПа}$$
- Температура рабочей смеси в конце процесса расширения

$$t_b = (t_z + T_0) / \delta^{n_2 - 1} - T_0, ^\circ\text{C}$$
- Температура остаточных газов

$$t_r = [(t_b + T_0) / (p_b / p_r)^{1/3}] - T_0, ^\circ\text{C}$$
- Проверка температуры остаточных газов

$$\Delta = |t_r - t_r'| \cdot 100\% / t_r \leq 4\%$$

Индикаторные параметры рабочего цикла

- Теоретическое среднее индикаторное давление

$$p_i' = \frac{p_c}{\varepsilon - 1} \left[\lambda(p - 1) + \frac{\lambda p}{n_2 - 1} \left(1 - \frac{1}{\delta^{n_2 - 1}} \right) - \frac{1}{n_1 - 1} \left(1 - \frac{1}{\varepsilon^{n_1 - 1}} \right) \right], \text{ МПа}$$
 - Среднее индикаторное давление ДВС

$$p_i = \varphi_{и} p_i', \text{ МПа}$$
 - Индикаторный КПД ДВС

$$\eta_i = p_i l_0 a / (Q_{раб} \rho_k \eta_v)$$
 - Индикаторный удельный расход топлива

$$g_i = 3600 / [Q_{раб} \eta_i], \text{ г/кВт} \cdot \text{ч}$$
- Эффективные показатели двигателя
- Предварительная средняя скорость движения поршня в цилиндре [5]

$$v'_{cp} = 5,5 - 18, \text{ м/с}$$
 - Среднее давление механических потерь для дизельного ДВС с турбонаддувом [1]

$$p_M = \left(\frac{p_K}{p_0} \right)^{b_1} (a + b v'_{cp}), \text{ МПа}$$

- Среднее эффективное давление в цилиндре

$$p_e = p_i - p_M, \text{ МПа}$$
 - Механический КПД

$$\eta_M = p_e / p_M$$
 - Эффективный КПД

$$\eta_e = \eta_M \eta_i$$
 - Эффективный удельный расход топлива

$$g_e = 3600 / [Q_{раб} \eta_e], \text{ г/кВт} \cdot \text{ч}$$
- Основные характеристики цилиндра и двигателя
- Эффективная мощность ДВС

$$N_e^* = G_e \eta_e Q_{раб} / 3,6, \text{ кВт}$$
 - Рабочий объем ДВС

$$V^*_{двс} = 30 \tau N_e / (p_c n), \text{ л}$$
 - Рабочий объем цилиндра ДВС

$$V_i = V_{двс} / i, \text{ л}$$
 - Диаметр цилиндра определяется с учетом равенства хода поршня к диаметру $S/D \approx 1$ [1, 2]

$$D = 100 [4 V_i / (\pi S/D)]^{1/3}, \text{ мм}$$
 - По значению хода и диаметра поршня определяются рабочий объем ДВС, рабочая площадь цилиндра и средняя скорость движения поршня

$$V_{двс} = \pi D^2 S i / (4 \cdot 10^6), \text{ л}$$

$$F_{п} = \pi D^2 / (4 \cdot 10^6), \text{ м}^2$$

$$v_{cp} = S n / (3 \cdot 10^4), \text{ м/с}$$
 - Погрешность определения средней скорости

$$\Delta v_{cp} = |v'_{cp} - v_{cp}| \cdot 100\% / v_{cp} \leq 5\%$$
 - Уточненная эффективная мощность ДВС

$$N_e = p_e V_{двс} n / 30 \tau, \text{ кВт}$$
 - Эффективный крутящий момент ДВС

$$M_e = 3 \cdot 10^4 \cdot N_e / (\pi n), \text{ Н} \cdot \text{м}$$
 - Уточненный расход топлива ДВС

$$G_e^* = 10^{-3} \cdot N_e g_e, \text{ кг/ч}$$
 - Приведенная мощность к рабочему объему ДВС

$$N_n = N_e / V_{двс}, \text{ кВт} \cdot \text{ч/дм}^3$$
- Тепловой баланс двигателя
- Общее количество тепла в ДВС с топливом

$$Q_0 = Q_{раб} G_e^* / 3,6, \text{ кДж/с}$$
 - Теплота, равная эффективной работе ДВС

$$Q_e = N_e, \text{ кДж/с}$$
 - Теплота, передаваемая охлаждающей системе

$$Q_{охл} = c_i D^{1+2m} n^m (1/a), \text{ кДж/с}$$
 - Унесенное тепло с уходящими газами [1, 5]

$$Q_r = (G_e^* / 3600) [M_2 (\mu_{c.p.})_{i0}^{t_r} - M_1 (\mu_{c.p.})_{i0}^{t_k}], \text{ кДж/с}$$
 - Неучтенные потери тепла

$$\Delta Q_{двс} = Q_0 - [Q_e + Q_{охл} + Q_r], \text{ кДж/с}$$

Численные исследования работы дизельных двигателей на пиролизном газе и обсуждение

Численные исследования проводились по выше-описанной методике. Элементный состав дизельного топлива принят по [1]: $C=0,87$, $H=0,126$, $S=0,004$, $Q_i^R=42,44$ МДж/кг при н.у. Элементный состав пирогаза, приведенный к массе: $CH_4=20,3\%$, $H_2=4,4\%$, $CO_2=30,4\%$, $CO=32,3\%$, $Q_i^R=5,03$ МДж/кг, при температуре выхода из пиролизной установки $t_1=350\text{ }^\circ\text{C}$ [35]. Давление газа на выходе из пиролизной установки $p_0=0,1013$ МПа. Удельный объем газов на выходе из пиролизной установки $v_0=0,775$ м³/кг. Температура воздуха на входе в ДВС $t_0=20\text{ }^\circ\text{C}$. Давление рабочей смеси после нагнетателя $p_k=0,15$ МПа.

Для теплового расчета был принят двигатель, работающий по принципу термодинамического цикла Дизеля. Рабочий процесс ДВС осуществляется в стационарном режиме. Номинальный расход и температура пирогаза на выходе из реактора составляют $G_c=350$ кг/ч, $t_1=350\text{ }^\circ\text{C}$ [35]. Частота вращения коленчатого вала подбирается из диапазона $n=1000\text{--}4000$ мин⁻¹ и определяет максимальную механическую мощность ДВС. Сниже-

ние частоты вращения коленчатого вала ниже заданного интервала приводит к уменьшению температурного режима, что влечет интенсивный процесс коксования камер сгорания и преждевременный выход из строя агрегата. Увеличение частоты вращения выше приведенного диапазона негативно сказывается на надежности оборудования, сокращает срок его службы из-за возрастающих окружных усилий на ШПГ.

ДВС выбран с V-образным расположением цилиндров друг относительно друга, так как эта компоновка обладает компактной, надежной и эффективной конструкцией [37]. Из серии V-образных выпускаемых ДВС наиболее распространены двигатели с 6, 8, 10 и 12 цилиндрами. Таким образом, для численных исследований был выбран ряд из четырех конструктивных вариаций V-образных ДВС, работающих при $n=1000, 2000, 3000, 4000$ мин⁻¹.

На рис. 1, 2 приведены зависимости удельной мощности и удельного крутящего момента ДВС от количества цилиндров, частоты вращения коленчатого вала, сжигаемого топлива и наличия либо отсутствия турбонаддува.

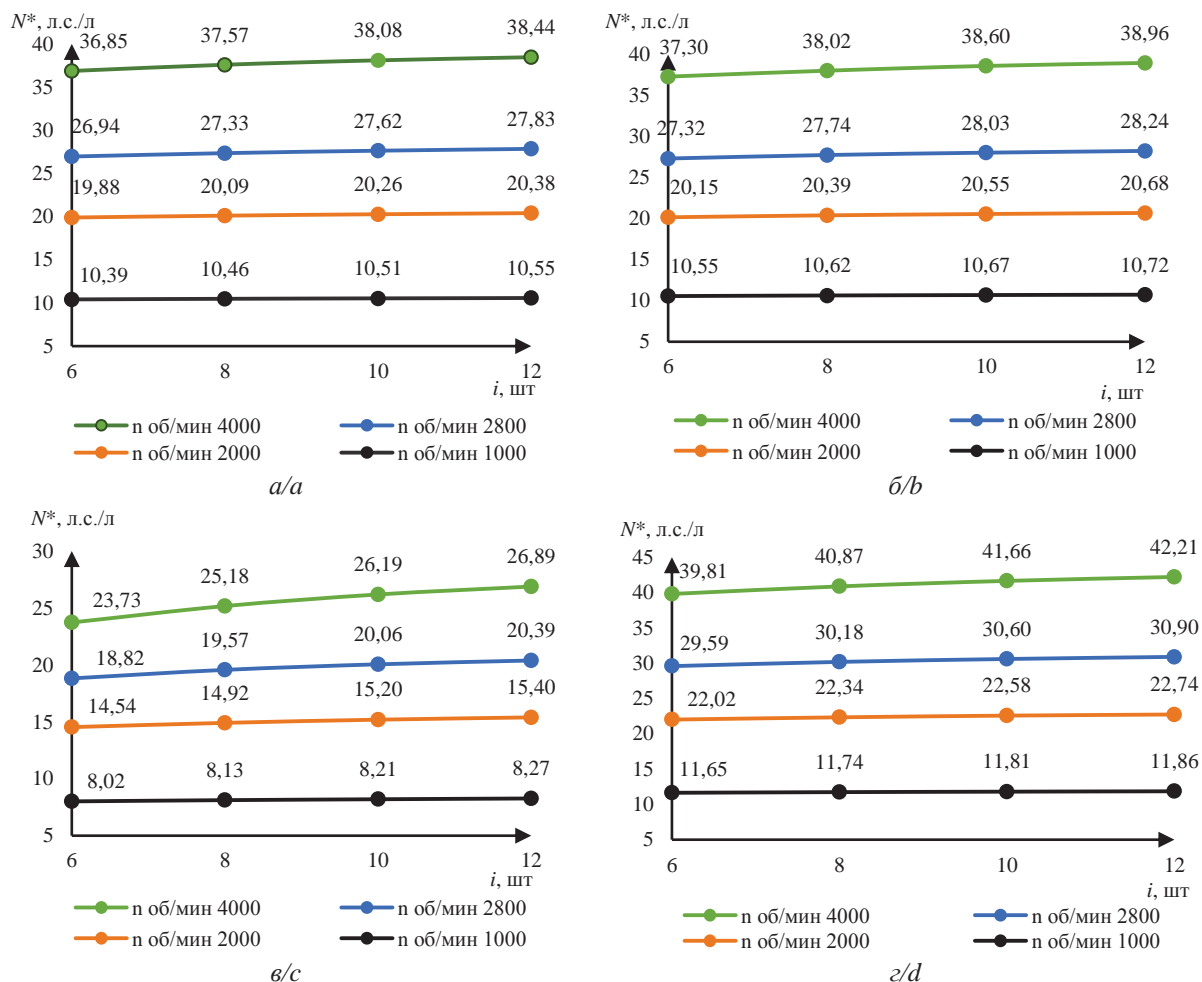


Рис. 1. Зависимость удельной мощности двигателя от частоты вращения коленчатого вала и количества цилиндров: а) ДВС, сжигающий пирогаз; б) ДВС с турбонаддувом, сжигающий пирогаз; в) дизельный ДВС; г) дизельный ДВС с турбонаддувом. *удельная мощность двигателя от рабочего объема (л)

Fig. 1. Dependence of ICE specific power on crankshaft rotation frequency and the number of cylinders: а) pyrolysis ICE; б) pyrolysis ICE with turbocharged; с) diesel ICE; д) diesel ICE with turbocharged. *engine specific power per working volume (l)

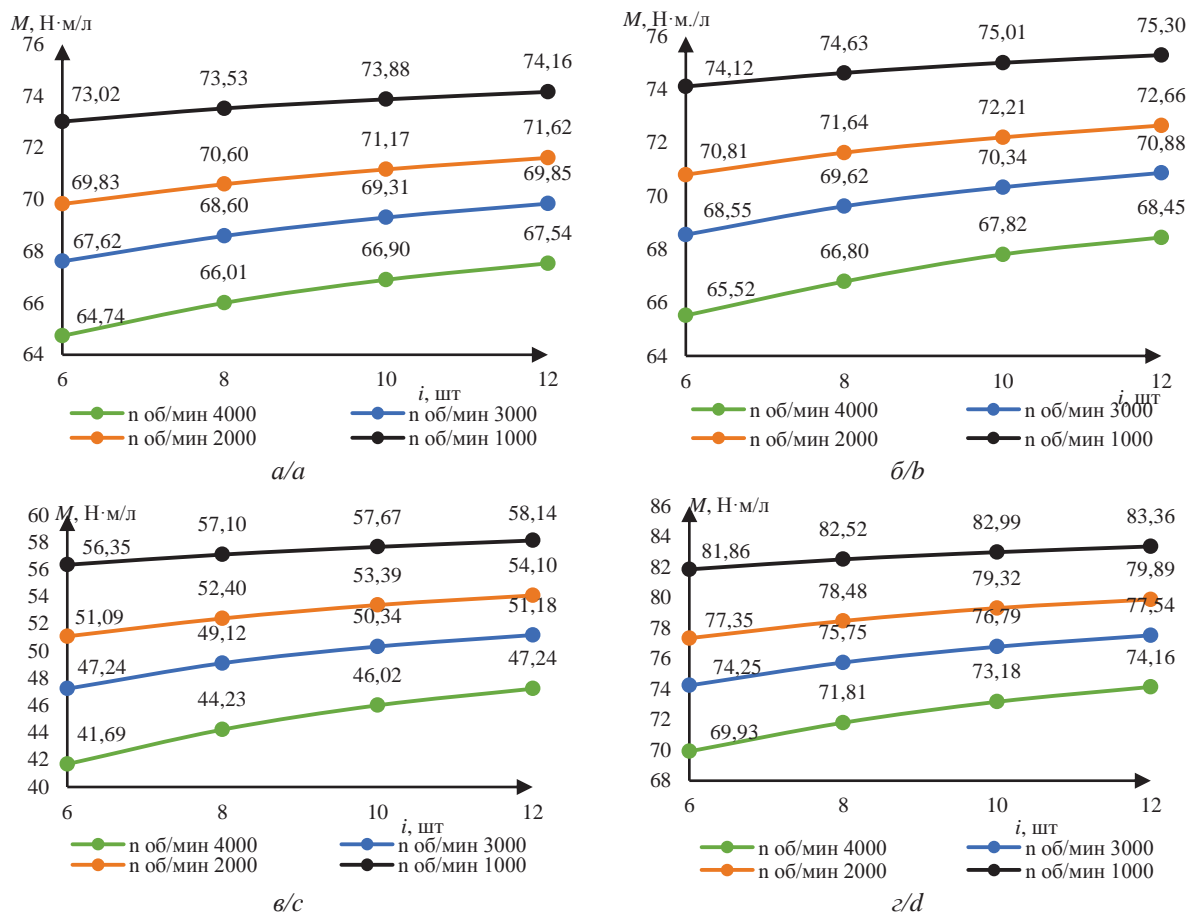


Рис. 2. Зависимость крутящего момента ДВС, приведенного к его рабочему объему, от частоты вращения коленчатого вала и количества цилиндров: а) ДВС, сжигающий пирогаз; б) ДВС с турбонаддувом, сжигающий пирогаз; в) дизельный ДВС; г) дизельный ДВС с турбонаддувом

Fig. 2. Dependence of the ICE specific torque per working volume on crankshaft rotation frequency and the number of cylinders: а) pyrolysis ICE; б) pyrolysis ICE with turbocharged; в) diesel ICE; д) diesel ICE with turbocharged

Из рис. 1 видно, что для ДВС без наддува, сжигающего пирогаз, удельная мощность, приведенная к его рабочему объему, выше, чем у ДВС, работающего на проектом топливе. Данный эффект объясняется большим эффективным давлением p_e у ДВС без наддува, сжигающего пирогаз, по отношению к дизельному. Большее значение p_e определяется большей ρ_Z у пиролизного ДВС за счет высокой температуры в зоне горения, так как температура подаваемого пирогаза в камеру сгорания выше, чем температура дизельного топлива. Для дизельного двигателя с турбонаддувом за счет лучшего коэффициента наполнения η_v и большей степени расширения ρ_Z отношение мощности к рабочему объему больше, чем у ДВС с турбонаддувом, сжигающего пирогаз.

Такая же картина наблюдается на рис. 2, так как крутящий момент прямо пропорционален эффективной мощности и обратно пропорционален частоте вращения.

На рис. 3 приведены зависимости удельного расхода топлива, приведенного к вырабатываемой электрической энергии (кВт·ч), от количества цилиндров i и частоты вращения ДВС n .

На рис. 3 для ДВС, сжигающего дизельное топливо, g_e меньше, чем для двигателя, сжигающего пирогаз, в 7,1–8,2 раза. Это различие объясняется тем, что

g_e в большей степени определяется Q_i^R , которая для дизельного топлива больше в ~ 8 раз. Незначительные отклонения g_e в большую или меньшую сторону говорят об относительной эффективности работы при тех или иных условиях, которые описаны ранее и приведены ниже. Наименьшим g_e обладают ДВС СИ с турбонаддувом при $n=3000 \text{ мин}^{-1}$. Эта частота вращения соответствует параметрам отпускаемого переменного тока в сеть, для ДВС, сжигающего пирогаз $g_e=1,765 \text{ кг/кВт}$, для дизельного ДВС $g_e=0,219 \text{ кг/кВт}$.

Из рис. 1–3 видно, при уменьшении количества цилиндров при неизменном $V_{\text{ДВС}}$ снижается вырабатываемая мощность и крутящий момент, повышается удельный расход сжигаемого топлива, т. е. снижается эффективность работы ДВС при неизменных условиях подачи топлива. Данный эффект объясняется изменением скорости движения поршня внутри цилиндра. При уменьшении количества цилиндров площадь поршня и поперечного сечения цилиндра увеличиваются, возрастает рычаг ШПГ, таким образом увеличивается скорость движения и площадь соприкосновения поршня с цилиндром, что в свою очередь приводит к увеличению потерь на трение, снижается общая эффективность работы двигателя, уменьшается вырабатываемая мощность.

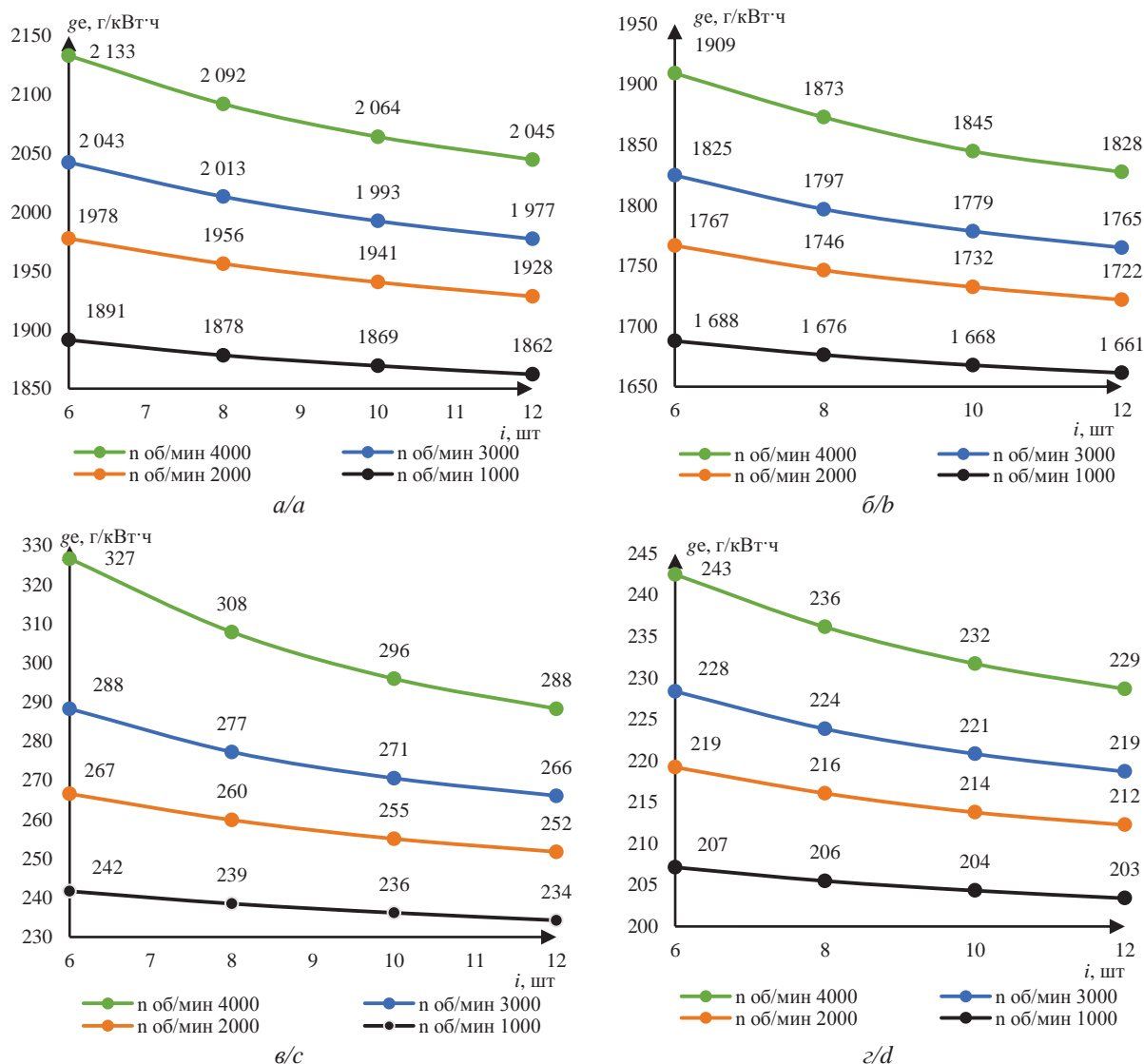


Рис. 3. Зависимость удельного расхода топлива от частоты вращения коленчатого вала и количества цилиндров: а) DВС, сжигающий пирогаз; б) DВС с турбонаддувом, сжигающий пирогаз; в) дизельный DВС; г) дизельный DВС с турбонаддувом

Fig. 3. Dependence of the of the specific fuel consumption on crankshaft rotation frequency and the number of cylinders: а) pyrolysis ICE; б) pyrolysis ICE with turbocharged; в) diesel ICE; г) diesel ICE with turbocharged

При неизменной частоте вращения увеличение количества цилиндров снижает скорость движения поршня, что приводит к уменьшению потерь на трение о стенки цилиндра, и таким образом повышается эффективность работы DВС.

На рис. 1–3 при увеличении частоты вращения коленчатого вала значение максимальной мощности двигателя также возрастает, однако длительная эксплуатация при 4000 мин⁻¹ нежелательна, так как приводит к снижению ресурса и увеличению количества выхода из строя в межсервисный интервал [38]. Результаты накопленного опыта эксплуатации поршневых силовых агрегатов в мире в различных отраслях [39] позволяют сделать вывод о возможности использовании в течение всего срока службы DВС CI в диапазоне 1500–3000 мин⁻¹. В данном диапазоне, исходя из рис. 1–3, максимальной N_e и тепловой эффективности будет соответствовать $n=3000$ мин⁻¹. При этой частоте враще-

ния ротора возможна выработка электрической энергии в электрогенераторе и ее отпуск в сеть к потребителям. При этих параметрах работы DВС, сжигающего пирогаз, максимальная удельная мощность будет составлять 30,9 л.с./л. Удельная мощность косвенно показывает, сколько необходимо капитальных затрат для выработки определенного количества электрической энергии в единицу времени. Поэтому полученная конфигурация характеристик и параметров DВС может отвечать требованиям надежности, долговечности и умеренным капитальным затратам.

Из вышеприведенного анализа была выбрана компоновка четырехтактного двигателя V12, работающего при частоте вращения 3000 мин⁻¹. В табл. 2 приведены характеристики, полученные в результате численных исследований для DВС CI, сжигающего пирогаз и проектное топливо. Так как Q_t^R дизельного топлива значительно превышает значение для пирогаза, в

исследованиях было установлено ограничение по эффективной мощности дизельного ДВС по аналогичной мощности для ДВС, сжигающий пирогаз.

Таблица 2. Основные характеристики для четырехтактного ДВС CI при $i=12$, $n=3000 \text{ мин}^{-1}$

Table 2. Main characteristics for the four-stroke ICE CI at $i=12$, $n=3000 \text{ min}^{-1}$

Сжигаемый вид топлива Burned type of fuel	Система впуска Engine intake system	Расход топлива, г/с Fuel consumption, g/s	Рабочий объем, см ³ Working volume, cm ³	Диаметр и ход поршня, мм Diameter and piston stroke, mm	Эффективная мощность*, кВт Effective power*, kW	Крутящий момент*, Нм Torque*, N·m	Температура остаточных газов**, °C Temperature of the exhaust gases**, °C
Пирогаз Pyrolysis gas	Атмосферная Atmospheric	96,7	8597	97	176,0	600,5	606,0
	Турбонаддув Turbocharged	95,9	9420	100	195,7	667,6	569,2
Дизель Diesel	Атмосферная Atmospheric	12,8	11733	107	176,0	590,7	493,8
	Турбонаддув Turbocharged	11,1	8157	95	195,7	661,1	514,7

*уточненные значения крутящего момента и эффективной мощности ДВС, снимаемые с коленчатого вала;
 **температура газов, фиксируемая непосредственно на выходе из двигателя.

*specified values of torque and effective power of the ICE from the crankshaft; **temperature of the gases on the exhaust from the ICE.

Для ДВС, сжигающего пирогаз, G_e был принят номинальным, соответствующим расходу на выходе из пиролизной установки, ~350 кг/ч. Для дизельного ДВС с турбонаддувом при N_{max} соответствует $G_e \sim 103$ кг/ч, для ДВС без наддува – $G_e \sim 132$ кг/ч.

Рабочий объем ДВС напрямую зависит от τ совершаемого цикла, N_e и его функция находятся в обратной зависимости от n и от p_c . Так как для всех ДВС, представленных в табл. 2, $\tau=4$, $n=3000 \text{ мин}^{-1}$, $V_{двс}$ определяется N_e и p_c . Для двигателей, сжигающих пирогаз, турбонаддув не оказывает существенного влияния на p_c , соответственно его значение находится в районе ~0,88 МПа. Поэтому $V_{двс}$ для ДВС, сжигающего пирогаз, находится в прямой зависимости от N_e . Для дизельного ДВС турбонаддув увеличивает p_c , что влечет повышение индикаторного давления, а также p_c . Для дизельного ДВС с турбонаддувом $p_c=1,028$ МПа, для дизельного ДВС без турбонаддува $p_c=0,64$ МПа. Рабочий объем для дизельных ДВС в данном случае определяется p_c и N_e .

Диаметр и ход поршня напрямую зависят от рабочего объема ДВС и количества цилиндров (в данном случае $i=12$). Чем больше i при неизменном рабочем объеме ДВС, тем меньше размеры ШПГ. Для современных объемных двигателей диаметр и ход поршня принимаются равными.

Снимаемая с коленчатого вала N_e определяется расходом топлива, Q_i^R и η_e . В данном случае для ДВС, сжигающих пирогаз, расход и Q_i^R определены режимом и условиями работы пиролизной установки [35]. Для дизельных ДВС известны Q_i^R и N_e , поэтому расход топлива устанавливается этими факторами, с последующим уточнением. N_e в значительной степени определяется η_e , который, в свою очередь, зависит от индикаторного КПД $\eta_e \sim f(\eta_i) \sim f(p_c, a)$. В следующую очередь N_e находится в зависимости от a и от давления в конце процесса сжатия p_c . Поэтому для ДВС с турбонаддувом значения a и p_c выше, чем для безнаддувного ДВС, соответственно, N_e больше. У дизельного ДВС с турбонаддувом расход топлива ниже на 28,3 % и N_e меньше на 0,8 %, чем у безнаддувного дизельного ДВС. Соответственно, ДВС с турбонаддувом более экономичнее, чем безнаддувный.

Температура остаточных газов t_r зависит от t_z и δ . Для ДВС, сжигающих пирогаз, $t_z=1948$ °C для наддувного и $t_z=2177$ °C для безнаддувного ДВС соответственно. Для дизельных двигателей t_z , соответственно, составляет 1966 и 1995 °C. Для ДВС, сжигающего пирогаз, $\delta=21, 25$ для наддувного и безнаддувного типа, соответственно. Для дизельных двигателей $\delta=13, 15$, соответственно. Поэтому t_r в первую очередь зависит от δ , во вторую – от температурного режима видимого процесса горения.

Коэффициент наполнения η_v оказывает значительное влияние на тепловую эффективность ДВС и скорость сгорания топлива в камере сгорания. Этот коэффициент показывает отношение количества заряда, сжимаемого в цилиндре, к количеству заряда, который мог бы поместиться во всем объеме цилиндра при нормальных условиях. Наименьшее значение η_v в данном исследовании отмечено у безнаддувного ДВС, сжигающего пирогаз. Для ДВС без наддува, сжигающего пирогаз, $\eta_v=0,79$, и для ДВС с турбонаддувом $\eta_v=0,83$. Для дизельного ДВС без наддува $\eta_v=0,85$, и с турбонаддувом $\eta_v=0,91$ [40].

В ходе исследований для ДВС, сжигающих пирогаз, было выявлено наибольшее значение температуры в конце впуска $t_a=307$ °C. Эта температура определяет плотность заряда, при этом чем ниже t_a , тем большее количество заряда может поместиться в объеме камеры сгорания цилиндра. Однако для ДВС с турбонаддувом компрессор, нагнетающий воздух в цилиндр, повышает давление топливно-воздушной смеси, соответственно, p_a выше, чем у двигателя без турбонаддува. В двигателях, сжигающих проектное дизельное топливо, температура подачи равна температуре окружающей среды (20 °C), поэтому t_a равна 61 и 120 °C для атмосферного ДВС и наддувного ДВС, соответственно. Повышение температуры заряда на впуске для ДВС с турбонаддувом можно объяснить характером политропного процесса сжатия воздуха в компрессоре. В двигателе, сжигающем пирогаз, эта закономерность не прослеживается в двух случаях по причине подогрева в цилиндре заряда пирогазом, который поступает на впуск с температурой $t_1=350$ °C. Таким образом, наибольшим коэффициентом наполнения обладают двигатели с турбонаддувом, а также

оборудованные промежуточным охладителем для снижения температуры в конце выпуска.

Анализ данных, приведенных на рис. 1–3 и в табл. 2, и ряд современных дизельных ДВС с турбонаддувом отечественного производства, выявил, что наиболее подходящим является дизельный ДВС V12 с турбонаддувом отечественного производства ЯМЗ 845.10 $V_{\text{ДВС}}=25,86$ л, $N_e=537$ (730 л.с.), максимальный крутящий момент 2788 Н·м, который возможен при $n=1500\text{--}3000$ мин⁻¹, $D=S=140$ мм [41].

Предложения по улучшению работы установки

На основе литературного анализа для стабильной и надежной работы опытной установки для генерации электроэнергии путем сжигания пирогаза предлагаются: система очистки пиролизного газа от смолы, система улавливания NO_x в выхлопных газах для стабильной и надежной работы ДВС.

Более высокую температуру выхлопных газов при сжигании в ДВС пирогаза древесины относительно сжигания дизельного топлива можно использовать в качестве источника тепла для ОЦР [42]. В теплообменнике выхлопные газы омывают поверхности нагрева, передавая свое тепло через стенку низкокипящему веществу – фреону. Фреон, проходя внутри трубок, нагревается, затем испаряется. На выходе из теплообменника в состоянии насыщенного пара уходит в детандер, где расширяется, приводя во вращение вал, который через систему передач связан с ротором электрогенератора. Конденсация фреона осуществляется в конденсаторе с воздушным охлаждением [43]. Детандер и конденсатор воздушного охлаждения обладают компактными размерами и широким диапазоном мощностей, данная компоновка наиболее выгодна и позволит по предварительным данным генерировать дополнительно ~30 % электрической энергии, снижая при этом температуру выхлопных газов.

Выводы

1. Выполнен литературный обзор применения двигателей внутреннего сгорания для генерации механической энергии при сжигании в них пиролизного газа. При рассмотрении результатов исследований установок, была выявлена их стабильная работа и высокая эффективность при сжигании пирогаза с более низкой теплотой сгорания, чем у проектного топлива.
2. Проведены численные исследования по методике, основанной на тепловом расчете и тепловых балансах для четырехтактного дизельного двигателя внутреннего сгорания с V-образным расположением цилиндров друг относительно друга с тур-

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мелисаров В.М., Каменская М.А., Беспалько П.П. Тепловой расчёт и тепловой баланс дизельного двигателя без наддува и с турбонаддувом. Расчёт основных деталей двигателя. – Тамбов: Изд-во ФГБОУ ВПО «ТГТУ», 2011. – 100 с.
2. Шароглазов Б.А., Фарафонов М.Ф., Клементьев В.В. Двигатели внутреннего сгорания: теория, моделирование и расчёт процессов. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2005. – 213 с.

бонагнетателем и без него. Определено, что для выработки электрической энергии, подаваемой в сеть, подходит ДВС при $n=3000$ мин⁻¹. При этой частоте вращения для дизельного двигателя наблюдается наибольший крутящий момент и эффективная мощность.

3. Установлено, что в четырехтактном дизельном ДВС при сжигании пиролизного газа, получаемого из древесных отходов, для генерации одинакового количества электрической энергии необходим массовый расход в 7,5–8,6 раз больше, чем для проектного дизельного топлива.
4. Выявлено, что дизельный ДВС с турбонагнетателем более экономичен и эффективен, чем силовой агрегат без нагнетателя. При 3000 мин⁻¹ и $i=12$ для ДВС с турбонагнетателем экономия расхода пирогаза составляет 11,9 %, эффективная мощность и крутящий момент на 10,0 % выше, чем у ДВС без нагнетателя.
5. Отмечено, что увеличение количества цилиндров для V-образного ДВС дизельного типа приводит к снижению потерь на трение поршня о стенки цилиндра, поэтому при неизменном расходе и рабочем объеме возрастает электрическая мощность и крутящий момент. Для ДВС с турбонагнетателем, сжигающего пирогаз, $n=3000$ мин⁻¹ при $i=12$, эффективная мощность и крутящий момент на 4,3 % выше, расход топлива на 6,1 % ниже, чем при $i=6$.
6. В результате численного анализа определена эффективность применения существующих дизельных двигателей с турбонагнетателем и V-образной компоновкой для сжигания пирогаза древесных отходов для привода электрогенератора: рабочий объем ДВС позволяет сжигать пирогаз в камерах сгорания цилиндров, наибольшая эффективность и мощность достигается при частоте вращения 1500–3000 мин⁻¹ и делает возможным отпуск электрической энергии в сеть.
7. Выявлено, что сжигание пирогаза древесных отходов приводит к повышению температуры выхлопных газов из двигателя внутреннего сгорания на 50–100 °С в зависимости от конструкции подачи свежего заряда. Высокая температура выхлопных газов ДВС позволяет их использовать в качестве источника тепловой энергии для ОЦР с целью выработки дополнительной электрической энергии и повышения тепловой эффективности пиролизной установки.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект 075-03-2021-138/3 (FZES-2021-0008)).

3. Вырубов Д.Н., Ивин В.И. Двигатели внутреннего сгорания. Теория поршневых и комбинированных двигателей. – М.: Машиностроение, 1983. – 376 с.
4. Юша В.Л., Бусаров С.С. Определение показателей политропы схематизированных рабочих процессов воздушных поршневых тихоходных длинноходовых компрессорных ступеней // Омский научный вестник. Серия Авиационно-ракетное и энергетическое машиностроение. – 2020. – Т. 4. – № 1. – С. 15–22.

5. Гаврилов А.А., Игнатов М.С., Эфрос В.В. Расчет циклов поршневых двигателей. – Владимир: Владимирский государственный университет, 2003. – 124 с.
6. Индикаторная диаграмма работы дизельного двигателя. URL: <https://avtika.ru/indikatornaya-diagramma-raboty-dizelnogo-dvigatelya/> (дата обращения 16.11.2022).
7. Kleinert M., Barth T. Motor fuels from biomass pyrolysis // Chem. Eng. Technol. – 2008. – V. 31. – № 5. – P. 773–781.
8. Hossain A.K., Davies P.A. Pyrolysis liquids and gases as alternative fuels in internal combustion engines – a review // Renewable and Sustainable Energy Reviews. Pergamon. – 2013. – V. 21. – P. 165–189.
9. Rinaldini C.A. Performance, emission and combustion characteristics of a DI engine running on waste plastic oil // Fuel. Elsevier Ltd. – 2016. – V. 183. – P. 292–303.
10. Allesina G. Biodiesel and electrical power production through vegetable oil extraction and byproducts gasification: Modeling of the system // Bioresour. Technol. Elsevier Ltd. – 2014. – V. 170. – P. 278–285.
11. Hossain A.K., Davies P.A. Plant oils as fuels for compression ignition engines: a technical review and life-cycle analysis // Renewable Energy. Pergamon. – 2010. – V. 35. – № 1. – P. 1–13.
12. Solantausta Y., Nylund N.O., Gust S. Use of pyrolysis oil in a test diesel engine to study the feasibility of a diesel power plant concept // Biomass and Bioenergy. – 1994. – V. 7. – № 1–6. – P. 297–306.
13. Rao V.P., Rao B.V.A. Influence of physical and chemical properties of two biodiesel fuels on performance, combustion and exhaust emission characteristics in a DI-CI engine // Proceedings of the Spring Technical Conference of the ASME Internal Combustion Engine Division. – Chicago, Illinois, USA, 2008. – P. 115–128.
14. Zhang Q. Review of biomass pyrolysis oil properties and upgrading research // Energy Convers. Manag. – 2007. – V. 48. – № 1. – P. 87–92.
15. Goyal H.B., Seal D., Saxena R.C. Bio-fuels from thermochemical conversion of renewable resources: a review // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2008. – V. 12. – № 2. – P. 504–517.
16. Mohammed H.I., Garba K., Abubakar L.G. Recent advances on strategies for upgrading biomass pyrolysis vapour to value-added bio-oils for bioenergy and chemicals // Sustainable Energy Technologies and Assessments. – 2022. – V. 55. – № 102984.
17. Lu Q., Li W.Z., Zhu X.F. Overview of fuel properties of biomass fast pyrolysis oils // Energy Convers. Manag. – 2009. – V. 50. – № 5. – P. 1376–1383.
18. Basu P. Biomass Gasification and Pyrolysis // Biomass Gasification and Pyrolysis. – Burlington: Elsevier Inc., 2010. – 365 p.
19. Hsu D.D. Life cycle assessment of gasoline and diesel produced via fast pyrolysis and hydroprocessing // Biomass and Bioenergy. – 2012. – V. 45. – P. 41–47.
20. Rentizelas A. Comparative techno-economic analysis of ORC and gasification for bioenergy applications // Energy Convers. Manag. Pergamon. – 2009. – V. 50. – № 3. – P. 674–681.
21. Shudo T., Nagano T., Robavashi M. Combustion characteristics of waste-pyrolysis gases in an internal combustion engine // Int. J. Automot. Technol. – 2003. – V. 4. – № 1. – P. 1–8.
22. D'Alessandro B. The IPRP (Integrated Pyrolysis Regenerated Plant) technology: from concept to demonstration // Appl. Energy. Elsevier Ltd. – 2013. – V. 101. – P. 423–431.
23. Rajkumar P., Somasundaram M. Pyrolysis of residual tyres: exergy and kinetics of pyrogas // South African Journal of Chemical Engineering. – 2022. – V. 42. – P. 53–60.
24. Rinaldini C.A. Experimental investigation on a Common Rail Diesel engine partially fuelled by syngas // Energy Convers. Manag. Elsevier Ltd. – 2017. – V. 138. – P. 526–537.
25. Rinaldini C.A. Modeling and optimization of industrial internal combustion engines running on Diesel/syngas blends // Energy Convers. Manag. Elsevier Ltd. – 2019. – V. 182. – P. 89–94.
26. Ganesan N. Experimental based comparative exergy analysis of a spark-ignition Honda GX270 Genset engine fueled with LPG and syngas // Energy Sci. Eng. John Wiley and Sons Ltd. – 2022. – V. 10. – № 7. – P. 2191–2204.
27. Ji C. Improving the performance of a spark-ignited gasoline engine with the addition of syngas produced by onboard ethanol steaming reforming // Int. J. Hydrogen Energy. – 2012. – V. 37. – № 9. – P. 7860–7868.
28. Copa J.R. Techno-economic assessment of the use of syngas generated from biomass to feed an internal combustion engine // Energies. MDPI AG. – 2020. – V. 13. – № 12. – P. 1–31.
29. Lee U., Balu E., Chung J.N. An experimental evaluation of an integrated biomass gasification and power generation system for distributed power applications // Appl. Energy. Elsevier Ltd. – 2013. – V. 101. – P. 699–708.
30. Martínez J.D. Syngas production in downdraft biomass gasifiers and its application using internal combustion engines // Renewable Energy. Pergamon. – 2012. – V. 38. – № 1. – P. 1–9.
31. Henriksen U. The design, construction and operation of a 75 kW two-stage gasifier // Energy. Elsevier Ltd. – 2006. – V. 31. – № 10–11. – P. 1542–1553.
32. Soares L.O., Guimaraes V.D.A. Comparison of electric vehicle types considering the emissions and energy-ecological efficiency // Clean Technologies and Environmental Policy. – 2022. – V. 24. – № 9. – P. 2851–2863.
33. Vera D. Experimental and economic study of a gasification plant fuelled with olive industry wastes // Energy Sustain. Dev. Elsevier B.V. – 2014. – V. 23. – P. 247–257.
34. Elsner W. Experimental and economic study of small-scale CHP installation equipped with downdraft gasifier and internal combustion engine // Appl. Energy. Elsevier Ltd. – 2017. – V. 202. – P. 213–227.
35. Оценка эффективности использования парогазовых продуктов пиролиза древесных отходов в качестве рабочего тела в газотурбинных установках и двигателях внутреннего сгорания / С.А. Цибульский, К.Б. Ларионов, К.В. Слюсарский, Н.Н. Галашов, Г.Д. Гаспарян, А.А. Улько // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – V. 333. – № 1. – С. 178–189.
36. Тепловой расчет котлов (Нормативный метод). – СПб: НПО ЦКТИ-ВТИ, 1998. – 256 с.
37. Nunney M.J. Light and heavy vehicle technology. – Oxford: Elsevier, 2006. – 688 p.
38. Likhanov V.A., Kozlov A.N., Araslanov M.I. Analysis of the combustion process of diesel fuel in the cylinder 2F 10.5 / 12.0 depending on the frequency of rotation of the crankshaft // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. Institute of Physics Publishing. – 2020. – V. 734. – № 1.
39. Agarwal A.K., Singh A.P., Kumar V. Effect of pilot injection strategy on the methanol-mineral diesel fueled reactivity controlled compression ignition combustion engine // Fuel. – 2023. – V. 338. – № 4. – P. 1132–1143.
40. Конькова И.Д., Коньков А.Ю. Определение коэффициента наполнения для автомобильного дизеля с наддувом по результатам измерения внутрицилиндрового давления // Автомобильный транспорт Дальнего Востока. – 2014. – V. 1. – № 1. – С. 229–234.
41. Двигатели ЯМЗ. URL: <https://www.ymzmotor.ru/catalog/dvigateli/ymz-v12/ymz-v12-840/euro-0/ymz-845-104533/> (дата обращения 16.11.2022).
42. Галашов Н.Н., Цибульский С.А. Параметрический анализ схемы парогазовой установки с комбинацией трех циклов для повышения КПД при работе в северных газодобывающих районах // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 5. – С. 44–55.
43. Galashov N.N., Tsibul'ski S.A. Numerical study of the characteristics of the air condenser section // MATEC Web of Conferences. – 2015. – V. 37. – P. 01021.

Поступила: 17.11.2022 г.

Дата рецензирования: 06.12.2022 г.

Информация об авторах

Цибульский С.А., кандидат технических наук, доцент НОЦ И.Н. Бутакова Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Ларионов К.Б., кандидат технических наук, заведующий лабораторией, Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева.

UDC 620.92; 621.432.2; 621.432.3

NUMERICAL INVESTIGATIONS OF A DIESEL INTERNAL COMBUSTION ENGINE WHEN BURNING STEAM-GAS PRODUCTS OF WOOD PYROLYSIS AS THE BASIC FUEL

Svyatoslav A. Tsibulskiy¹,
stzibulsky@tpu.ru

Kirill B. Larionov²,
larionovkb@kuzstu.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

² Gorbachev Kuzbass State Technical University,
28, Vesennaya street, Kemerovo, 650000, Russia.

The relevance of the research is caused by the need to conduct numerical studies of combustion in existing internal combustion engines with various injection designs and ignition systems for the fuel-air mixture of steam-gas pyrolysis products to generate mechanical energy on the crankshaft shaft. These directions will expand the role of pyrolysis of biomass, secondary products of wood processing enterprises and municipal solid waste in the field of heat and power complex.

The main aim of this study is to evaluate the efficiency of combustion of gas-steam products of pyrolysis of wood waste in an internal combustion engine designed to use diesel fuel in order to be able to test this system.

Objects: four-stroke diesel internal combustion engines of a V-shaped cylinder arrangement with and without a turbocharger, powered by the combustion of combined-cycle products of pyrolysis of wood waste.

Methods: numerical studies based on mathematical algorithms of systems, cycles and main parts of naturally aspirated and turbocharged diesel internal combustion engines based on thermal calculations and thermal balance.

Results. The authors have developed the mathematical model and a simulation program for thermal calculation of a four-stroke internal combustion engine with a V-shaped arrangement of cylinders with direct injection of combined-cycle products of wood pyrolysis into the combustion chamber with and without a turbocharging system. The analysis of the influence of the crankshaft speed, the number of cylinders on power, torque, and specific fuel consumption was carried out. It is shown that an increase in the number of cylinders with the same working volume of an internal combustion engine leads to growth in power and torque, while the specific consumption of steam-gas pyrolysis products decreases. It is noted that the combustion of steam-gas products of pyrolysis in an internal combustion engine leads to increase in the temperature of the exhaust gases relative to diesel fuel combustion. For turbocharged internal combustion engines, the increase in exhaust gas temperature is about 50 °C, without turbocharging – about 100 °C. It was established that in the four-stroke diesel engine of internal combustion when burning pyrolysis gas obtained from wood waste, mass consumption is 7,5–8,6 times more than diesel fuel is required to produce the same amount of electric energy. It was revealed that a diesel engine with a turbocharger is more economical and effective than a power unit without a supercharger. At a speed of 3000 min⁻¹ of a 12 cylinder engine with a turbocharger, pyrolysis gas consumption saving is 11,9 %, effective capacity and torque are 10,0 % higher than that of an internal combustion engine without a supercharger. One of the most available at the moment for burning pyrolysis gas is a four-stroke V12 diesel engine with a turbocharged YAMZ 845.10 with a working volume of 25,86 liters, maximum capacity of 537 kW (730 hp), maximum torque of 2788 N·m at rotation frequency 1500–3000 rpm.

Key words:

internal combustion engine, steam-gas pyrolysis products, pyrolysis gas, combustion chamber, fuel-air mixture, expansion ratio, power, working volume, mathematical model.

This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (project no. 075-03-2021-138/3 (FZES-2021-0008)).

REFERENCES

- Melisarov V.M., Kamenskaya M.A., Bepalko P.P. *Teplovoy raschet i teplovoy balans dizelnogo dvigatelya bez nadduva i s turbonaddvom. Raschet osnovnykh detaley dvigatelya* [Thermal calculation and the thermal balance of the diesel engine without boost and with turbocharged. Calculation of the main parts of the engine]. Tambov, FGBOU VPO «TGTU» Publ., 2011. 100 p.
- Sharoglazov B.A., Farafontov M.F., Klementyev V.V. *Dvigateli vnutrennego sgoraniya: teoriya, modelirovanie i raschet protsessov* [Internal combustion engines: theory, modeling and calculation of processes]. Chelyabinsk, YUURGU Publ., 2005. 213 p.
- Vyrubov D.N., Ivin V.I. *Dvigateli vnutrennego sgoraniya. Teoriya porshnevnykh i kombinirovannykh dvigateley* [Internal combustion engines. Theory of piston and combined engines]. Moscow, Mashinostroenie Publ., 1983. 376 p.
- Yusha V.L., Busarov S.S. *Opreделение pokazateley politropy skhmatizirovannykh rabochikh protsessov vozdushnykh porshnevnykh tikhokhodnykh dlinnokhodovykh kompressornykh stupeny* [Determination of the indicators of the political tropes of the schematized work processes of air piston low-proof long-flowing compressor steps]. *Omsk scientific messenger. Aviation-Rocket and Energy Engineering series*, 2020, no. 1 (4), pp. 15–22.
- Gavrilov A.A., Ignatov M.S., Efros V.V. *Raschet tsiklov porshnevnykh dvigateley* [Calculation of piston engines]. Vladimir, Vladimir State University Publ., 2003. 124 p.
- Indikatornaya diagramma raboty dizelnogo dvigatelya* [Diesel engine indicator diagram]. Available at: <https://avtika.ru/indikatornaya-diagramma-raboty-dizelnogo-dvigatelya/> (accessed 16 November 2022).
- Kleinert M., Barth T. Motor fuels from biomass pyrolysis. *Chem. Eng. Technol.*, 2008, vol. 31 (5), pp. 773–781.
- Hossain A.K., Davies P.A. Pyrolysis liquids and gases as alternative fuels in internal combustion engines – a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews. Pergamon*, 2013, vol. 21, pp. 165–189.

9. Rinaldini C.A. Performance, emission and combustion characteristics of a DI engine running on waste plastic oil. *Fuel. Elsevier Ltd*, 2016, vol. 183, pp. 292–303.
10. Allesina G. Biodiesel and electrical power production through vegetable oil extraction and byproducts gasification: Modeling of the system. *Bioresour. Technol. Elsevier Ltd*, 2014, vol. 170, pp. 278–285.
11. Hossain A.K., Davies P.A. Plant oils as fuels for compression ignition engines: A technical review and life-cycle analysis. *Renewable Energy. Pergamon*, 2010, vol. 35, vol. 1, pp. 1–13.
12. Solantausta Y., Nylund N.O., Gust S. Use of pyrolysis oil in a test diesel engine to study the feasibility of a diesel power plant concept. *Biomass and Bioenergy*, 1994, vol. 7, vol. 1–6, pp. 297–306.
13. Rao V.P., Rao B.V.A. Influence of physical and chemical properties of two biodiesel fuels on performance, combustion and exhaust emission characteristics in a DI-CI engine. *Proceedings of the Spring Technical Conference of the ASME Internal Combustion Engine Division*. Chicago, Illinois, USA, 2008, pp. 115–128.
14. Zhang Q. Review of biomass pyrolysis oil properties and upgrading research. *Energy Convers. Manag.*, 2007, vol. 48, no. 1, pp. 87–92.
15. Goyal H.B., Seal D., Saxena R.C. Bio-fuels from thermochemical conversion of renewable resources: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2008, vol. 12, no. 2, pp. 504–517.
16. Mohammed H.I., Garba K., Abubakar L.G. Recent advances on strategies for upgrading biomass pyrolysis vapour to value-added bio-oils for bioenergy and chemicals. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 2022, vol. 55, no. 102984.
17. Lu Q., Li W.Z., Zhu X.F. Overview of fuel properties of biomass fast pyrolysis oils. *Energy Convers. Manag.*, 2009, vol. 50 (5), pp. 1376–1383.
18. Basu P. *Biomass Gasification and Pyrolysis*. Burlington, Elsevier Inc., 2010. 365 p.
19. Hsu D.D. Life cycle assessment of gasoline and diesel produced via fast pyrolysis and hydroprocessing. *Biomass and Bioenergy*, 2012, vol. 45, pp. 41–47.
20. Rentizelas A. Comparative techno-economic analysis of ORC and gasification for bioenergy applications. *Energy Convers. Manag. Pergamon*, 2009, vol. 50 (3), pp. 674–681.
21. Shudo T., Nagano T., Robavashi M. Combustion characteristics of waste-pyrolysis gases in an internal combustion engine. *Int. J. Automot. Technol.*, 2003, vol. 4 (1), pp. 1–8.
22. D'Alessandro B. The IPRP (Integrated Pyrolysis Regenerated Plant) technology: from concept to demonstration. *Appl. Energy. Elsevier Ltd*, 2013, vol. 101, pp. 423–431.
23. Rajkumar P., Somasundaram M. Pyrolysis of residual tyres: exergy and kinetics of pyrogas. *South African Journal of Chemical Engineering*, 2022, vol. 42, pp. 53–60.
24. Rinaldini C.A. Experimental investigation on a Common Rail Diesel engine partially fuelled by syngas. *Energy Convers. Manag. Elsevier Ltd*, 2017, vol. 138, pp. 526–537.
25. Rinaldini C.A. Modeling and optimization of industrial internal combustion engines running on Diesel/syngas blends. *Energy Convers. Manag. Elsevier Ltd*, 2019, vol. 182, pp. 89–94.
26. Ganesan N. Experimental based comparative exergy analysis of a spark-ignition Honda GX270 Genset engine fuelled with LPG and syngas. *Energy Sci. Eng. John Wiley and Sons Ltd*, 2022, vol. 10, no. 7, pp. 2191–2204.
27. Ji C. Improving the performance of a spark-ignited gasoline engine with the addition of syngas produced by onboard ethanol steaming reforming. *Int. J. Hydrogen Energy*, 2012, vol. 37 (9), pp. 7860–7868.
28. Copa J.R. Techno-economic assessment of the use of syngas generated from biomass to feed an internal combustion engine. *Energies. MDPI AG*, 2020, vol. 13 (12), pp. 1–31.
29. Lee U., Balu E., Chung J.N. An experimental evaluation of an integrated biomass gasification and power generation system for distributed power applications. *Appl. Energy. Elsevier Ltd*, 2013, vol. 101, pp. 699–708.
30. Martinez J.D. Syngas production in downdraft biomass gasifiers and its application using internal combustion engines. *Renewable Energy. Pergamon*, 2012, vol. 38 (1), pp. 1–9.
31. Henriksen U. The design, construction and operation of a 75 kW two-stage gasifier. *Energy. Elsevier Ltd*, 2006, vol. 31 (10–11), pp. 1542–1553.
32. Soares L.O., Guimaraes V.D.A. Comparison of electric vehicle types considering the emissions and energy-ecological efficiency. *Clean Technologies and Environmental Policy*, 2022, vol. 24 (9), pp. 2851–2863.
33. Vera D. Experimental and economic study of a gasification plant fuelled with olive industry wastes. *Energy Sustain. Dev. Elsevier B.V.*, 2014, vol. 23, pp. 247–257.
34. Elsner W. Experimental and economic study of small-scale CHP installation equipped with downdraft gasifier and internal combustion engine. *Appl. Energy. Elsevier Ltd*, 2017, vol. 202, pp. 213–227.
35. Tsibulskiy S.A. Evaluation of the efficiency of applying wood pyrolysis steam-gas products as a working fluid for gas turbine and internal combustion engine. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 1, pp. 178–189. In Rus.
36. *Teplovoy raschet kotlov (Normativny metod)* [Thermal calculation of boilers (normative method)]. St-Petersburg, NPO-TCTI Publ., 1998. 256 p.
37. Nunney M.J. *Light and heavy vehicle technology*. Oxford, Elsevier, 2006. 688 p.
38. Likhonov V.A., Kozlov A.N., Araslanov M.I. *Analysis of the combustion process of diesel fuel in the cylinder 2F 10.5/12.0 depending on the frequency of rotation of the crankshaft*. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. Institute of Physics Publishing, 2020, vol. 734 (1).
39. Agarwal A.K. Effect of pilot injection strategy on the methanol-mineral diesel fueled reactivity controlled compression ignition combustion engine. *Fuel*, 2023, vol. 338 (3), pp. 1132–1143.
40. Konkova I.D., Konkov A.Yu. Opreddeniye koeffitsiyenta napolneniya dlya avtomobilnogo dizelya s nadduvom po rezultatam izmereniya vnutritsilindrovogo davleniya [Determination of the filling factor for car diesel with a boost based on the results of the measurement of intracylinder pressure]. *Avtomobilny transport Dalnego Vostoka*, 2014, vol. 1 (1), pp. 229–234.
41. *Dvigateli YAMZ* [YAMZ engines]. Available at: <https://www.yamzmotor.ru/catalog/dvigateli/ymz-v12/ymz-v12-840/euro-0/ymz-845-104533/> (accessed 16 November 2022).
42. Galashov N.N., Tsibulskiy S.A. Parametric analysis of the diagram of the combined cycle gas turbine with a combination of three cycles for improving efficiency when operating in northern gas producing areas. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 5, pp. 44–55. In Rus.
43. Galashov N.N., Tsibul'ski S.A. Numerical study of the characteristics of the air condenser section. *MATEC Web of Conferences*, 2015, vol. 37, pp. 01021.

Received: 17 November 2022.

Reviewed: 6 December 2022.

Information about the authors

Svyatoslav A. Tsibulskiy, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Kirill B. Larionov, Cand. Sc., Laboratory head, Gorbachev Kuzbass State Technical University.

УДК 622.23.05

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПЕРЕКРЕСТНОЙ СХЕМЫ РЕЗАНИЯ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ПЫЛЕВИДНЫХ И НЕОБОГАТИМЫХ ФРАКЦИИ ПРИ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧЕ КАЛИЙНОЙ РУДЫ

Суханов Андрей Евгеньевич¹,
andy1997sae@gmail.com

Шишлянников Дмитрий Игоревич²,
4varjag@mail.ru

Исаевич Алексей Геннадьевич¹,
aero_alex@mail.ru

¹ Горный институт УрО РАН,
Россия, 614007, г. Пермь, ул. Сибирская, 78-А.

² Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29.

Актуальность. Добыча калийной руды с использованием проходческо-очистных комбайнов характеризуется высокой степенью пылевыведения в призабойной зоне. Основными источниками пылевыведения являются процессы разрушения массива, погрузки отбитой горной массы и перегрузки руды. Длительное нахождение горнорабочих в зоне с превышением предельно допустимых концентраций по калийной пыли в атмосфере выработки негативно сказывается на их здоровье. С точки зрения экономических потерь переизмельчение руды также имеет негативный эффект. Частицы полезного компонента размером менее 250 мкм не поддаются обогащению и уходят в отвал. Зачастую количество необогатимой руды при поступлении на обогатительную фабрику достигает 18 % от общей массы. В связи с этим актуальной является разработка мер по снижению концентрации пыли, выделяемой при функционировании проходческо-очистного комбайна, в рабочей зоне машиниста и снижению количества необогатимой фракции в добываемой руде.

Цель данного исследования заключается в разработке и внедрении мероприятий по изменению исполнительных органов проходческо-очистных комбайнов, которые будут способствовать снижению пылевыведения в призабойной рабочей зоне калийных рудников.

Объектом исследования является исполнительный орган проходческо-очистного комбайна с режущим инструментом.

Результаты. Предлагаются технические решения по совершенствованию механической конструкции исполнительных органов проходческо-очистных комбайнов калийных рудников. Перспективный плоский планетарно-дисковый исполнительный орган позволит реализовать на поверхности калийного массива перекрестную схему резания и разрушать забой последовательными элементарными сколами устойчивой формы, что обуславливает снижение удельных энергозатрат на процесс отделения калийной руды от массива и уменьшение количества пылевидных классов в продуктах отбойки.

Ключевые слова:

калийная соль, проходческо-очистной комбайн, режущий инструмент, планетарно-дисковый исполнительный орган, перекрестная схема резания, предельно допустимая концентрация, микроклимат рабочей зоны рудников, фракционный состав калийной пыли.

Введение

Добыча калийной руды на территории Российской Федерации и стран Таможенного союза в настоящее время ведется с использованием проходческо-очистных комбайнов, способных разрушать калийный массив с высокой производительностью. Данный способ выемки полезного ископаемого сопровождается высоким уровнем концентрации вредных мелкодисперсных частиц в призабойном пространстве очистной выработки. Образование пылевидных частиц происходит на этапах разрушения горного массива, погрузки отбитого продукта шнеками и дальнейшей перегрузки руды в шахтный самоходный вагон [1]. В связи с этим актуальной является научно-исследовательская задача по разработке мероприятий, способствующих снижению пылевыведения от добычной машины. Решение данной проблемы позволит повысить уровень безопасности горнорабочих и снизить потери полезного продукта на этапе добычи.

Вопросам патофизиологического влияния калийной пыли на здоровье работников шахт посвящены работы А.Е. Красноштейна, И.И. Медведевой, И.И. Николаевой, М.М. Сметанина, С.Н. Доценко и т. д. [2–4]. Вопросом влияния пыли на здоровье горнорабочих занимались и за рубежом [5–11].

Концентрация мелкодисперсных частиц в рабочей зоне добычного комбайна может достигать 2 г/м^3 , при том что ПДК составляет 5 мг/м^3 . Анализ литературных источников [12] показывает, что сильвинитовая пыль, образующаяся при работе горных комбайнов, имеет высокую степень дисперсности. До 80 % витающей пыли имеет размер менее 5 мкм и легко проникает в дыхательные органы человека.

Сотрудниками лабораторий Аэрологии и теплофизики, а также Геологии полезных ископаемых Горного института Уральского отделения Российской академии наук был проведен анализ фракционного состава калийной пыли. При исследовании использовался микроскоп VEGA 3 LMH (Tescan) с системой

рентгеновского энергодисперсионного микроанализа Oxford Instruments INCA Energy 250/X-max 20. Пробы отбирались на рудниках Старобинского месторождения предприятия ОАО «Беларуськалий». Результат исследований показал, что в пробах содержатся остроугольные частицы галита – 84,3 %, сильвина – 14 %, кальцита – 1,7 %, а также небольшое содержание глинистых материалов и кварца.

На горнодобывающих предприятиях Верхнекамского и Старобинского месторождения калийных солей проводились исследования выявляемости про-

фессиональных заболеваний среди горнорабочих [13, 14]. Наиболее высокие показатели профессиональных заболеваний были связаны с высоким уровнем запыленности рабочего места (рис. 1). Как правило, под воздействие высокой концентрации пыли попадают профессии I группы: к ним относятся машинисты комбайнов, машинисты самоходных вагонов, бурильщики, скреперисты и др. Их показатель заболеваемости болезнями в среднем в 1,95 раз выше, чем у трудящихся II группы, пребывание которых в запыленной атмосфере носит эпизодический характер.

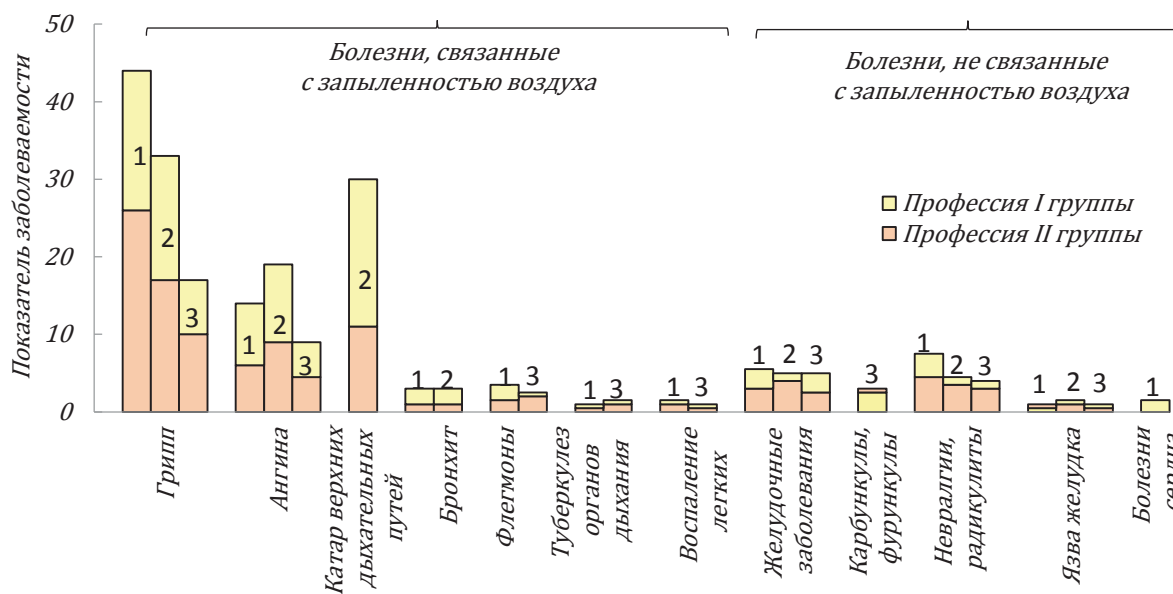


Рис. 1. Динамика заболеваемости горнорабочих на исследуемых рудниках: 1 – СКРУ-1; 2 – БКПРУ-1; 3 – Первое Солигорское рудоуправление

Fig. 1. Dynamics of morbidity among miners at the studied mines: 1 – SKRU-1; 2 – BKPRU-1; 3 – First Soligorsk Mining Administration

Несмотря на то, что калийная пыль не обладает ярко выраженными токсическими свойствами, долгое пребывание человека в зоне с концентрацией пыли в воздухе выше, чем ПДК, повышает уровень возникновения профессиональных заболеваний в 1,5...2 раза. У человека в организме возрастает уровень калия и натрия, а также увеличивается частота респираторных заболеваний [15–17]. Пребывание же людей в рабочих зонах калийных рудников с относительно невысокой запыленностью (50...60 мг/м³) не оказывает значительного влияния на организм шахтеров. Более того, вдыхание относительно небольших доз калийных аэрозолей оказывает лечебное воздействие на организм человека [3].

Выход пылевидных частиц напрямую зависит от количества мелкой небогатимой фракции. Частицы калийной руды размером менее 250 мкм не поддаются обогащению. Анализ исследований сотрудников кафедры горной электромеханики Пермского национального исследовательского политехнического университета (ПНИПУ) показал, что процентное содержание таких частиц при поступлении на обогатительную фабрику может достигать 18 % [1, 18]. Данные потери влекут за собой значительные экономические

убытки для горнодобывающих предприятий. Таким образом, разработка и внедрение мероприятий по снижению выхода пылевидных частиц, образующихся при работе комбайна, не только улучшит микроклиматические условия для горнорабочих, но и будет способствовать росту экономической прибыли предприятия.

Целью данного исследования является разработка и внедрение мероприятий по изменению исполнительных органов проходческо-очистных комбайнов, которые будут способствовать снижению пылевыведения в призабойной рабочей зоне калийных рудников. Предполагается, что изменение параметров исполнительных органов комбайна и изменение схемы резания повлекут за собой снижение выхода труднообогащаемого класса [19], а также снижение концентрации пылевидных частиц, способных негативно воздействовать на горнорабочих.

В работах [20, 21] предложено использование исполнительных органов проходческо-очистных комбайнов, которые реализуют перекрестную сетку резов при разрушении калийного массива. Такая схема резания позволяет формировать на поверхности разрушаемого забоя области, отделяемые от массива

устойчивыми сколами заданной крупности, что обуславливает существенное снижение пылевыделения при работе проходческо-очистного комбайна.

Содержательная постановка задачи

Добыча калийной руды осуществляется механизированными комбайновыми комплексами, в состав которых входят: проходческо-очистной комбайн (оснащенный, как правило, исполнительным органом бурового типа); бункер – перегружатель; шахтный самоходный вагон. Исполнительный орган проходческо-очистного комбайна посредством режущего инструмента внедряется в калийный массив и разрушает его. Продукты резания подбираются с почвы выработки погрузочным оборудованием, которое обычно выполнено в виде шнеков. Шнеки транспортируют отбитую горную породу с почвы выработки к разгрузочному окну, за которым находится скребковый конвейер. Далее руда грузится в бункер-перегрузатель и, наконец, после бункера-перегрузателя попадает в самоходный вагон.

Основные этапы механизированной добычи руды сопровождаются интенсивным пылеобразованием в призабойной рабочей зоне.

Разрушение калийной руды резанием – это случайный процесс циклического чередования фаз контактного дробления и образования последовательных элементарных сколов. Отделение крупного элементарного скола от массива происходит вследствие образования магистральной трещины [22, 23]. На сегодняшний день не существует прямых зависимостей, которые бы позволили аналитически рассчитать количество того или иного класса руды (по крупности) в продуктах отбойки. На интенсивность образования пылевых частиц большое влияние оказывают такие факторы, как параметры установки резцов на исполнительном органе, скорость резания, глубина резания t , шаг резания h и их соотношение t/h , схема резания, а также физико-механические свойства калийного массива.

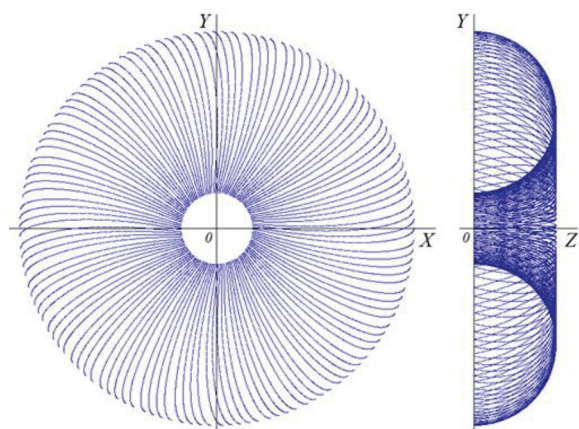


Рис. 2. Схема резания горного массива планетарно-дисксовым исполнительным органом комбайна «Урал-20Р»

Fig. 2. Scheme of cutting rock mass with the planetary-disk executive body of the combine «Ural-20R»

Широко применяемые в настоящее время на рудниках России проходческо-очистные комбайны «Урал-20Р» реализуют резание массива радиальными резами, направленными от центра к периферии забоя (рис. 2). При этом центральная часть забоя разрушается последовательными резами, средняя (большая) часть – шахматными резами, а периферийная часть забоя – блокированными резами малой толщины.

Разрушение забоя происходит стружками серповидной формы. В периферийной и центральных частях забоя расположены зоны интенсивного пылеобразования руды, где разрушение массива осуществляется стружками с малой толщиной.

Исследование процесса интенсивности выделения соляной пыли

При нагнетательном способе проветривания тупикового забоя для калийной пыли характерно оседание мелкодисперсных частиц по всей длине очистной выработки. Сотрудниками отдела Аэрологии и теплофизики Горного института Уральского отделения Российской академии наук выполнен ряд замеров концентрации пыли в разных местах очистной выработки длиной 150 м. Ближе к устью тупиковой выработки был выбран ряд точек, в которых производилось измерение массовой концентрации пыли (рис. 3).

Такое расположение замерных точек принято в связи с тем, что в области устья очистной выработки наблюдается устойчивое движение воздуха без возникновения турбулентных завихрений. Источником пылевыделения является проходческо-очистной комбайн «Урал-20Р».

Результаты замеров представлены на рис. 4.

Из рис. 4 видно, что даже в начале тупиковой выработки массовая концентрация соляной пыли превышает величину ПДК.

Анализ литературных источников показал, что интенсивность пылеобразования зависит от множества технических параметров добычного комбайна, таких как скорость подачи комбайна на забой, угол атаки реза, толщина стружки, геометрия оградительного щита, качество его герметизации и т. д. Резюмируя сказанное, интенсивность пылеобразования зависит от производительности добычной машины, микроклиматической обстановки в рабочей зоне и иных факторов.

Для исследования влияния производительности добычной машины на интенсивность пылевыделения в тупиковом забое были произведены замеры массовой концентрации соляной пыли в рабочей зоне машиниста горновыемочной машины (МГВМ). Объектом пылевыделения по-прежнему являлся проходческо-очистной комбайн «Урал-20Р». Рабочая зона проветривалась нагнетательным способом. Скорость свежего воздуха на выходе из вентиляционного става составляла 7,18 м/с, а скорость воздуха между горным комбайном и бортом выработки – 2,3 м/с. Результаты замеров представлены таблице.

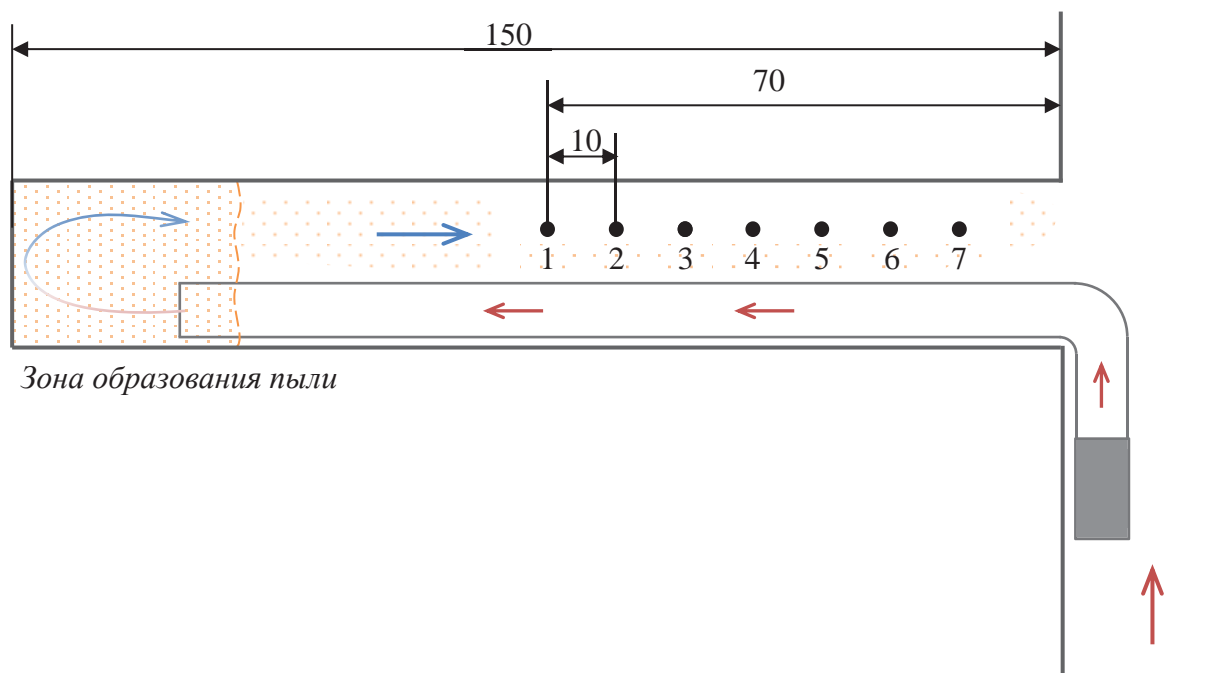


Рис. 3. Расположение замерных точек в очистной выработке длиной 150 м
 Fig. 3. Location of measuring points in a stope of 150 meters long

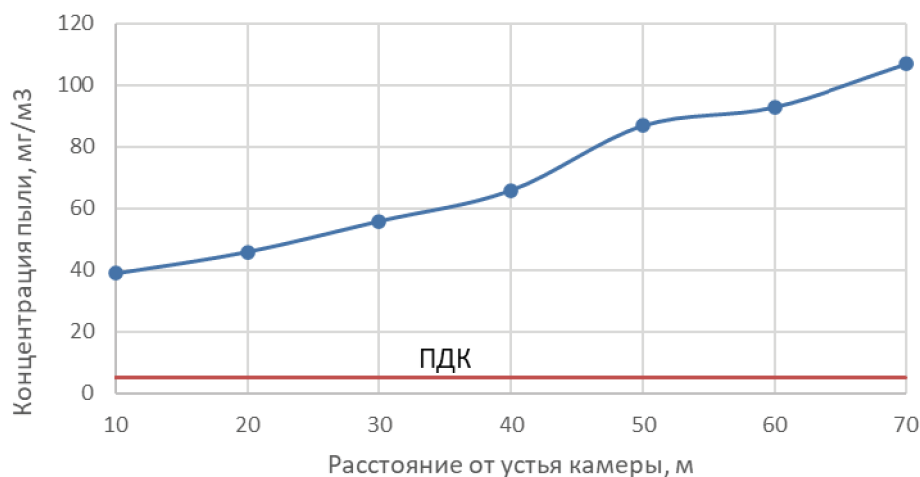


Рис. 4. Результаты измерения массовой концентрации пыли в очистной выработке
 Fig. 4. Results of measuring dust mass concentration in the stope

Таблица. Результаты замеров массовой концентрации пыли в рабочей зоне МГВМ при разных производительностях добычной машины «Урал-20Р»

Table. Results of measurements of dust mass concentration in the working area of the combine driver at different capacities of the mining machine «Ural-20R»

Производительность комбайна «Урал -20Р» Combine «Ural -20R» productivity	1,64	2,18	4,67
	т/мин (t/min)		
Концентрация пыли в рабочей зоне, мг/м ³ Dust concentration in the working area, mg/m ³	157,6	167,7	194,6
Предельно-допустимая концентрация, мг/м ³ Maximum permissible concentration, mg/m ³	5		

При работе проходческо-очистного комбайна на холостом ходу концентрация пыли снижалась, но по-прежнему превышала значения ПДК. Это связано с тем, что комбайны «Урал-20Р» оснащены десятью приводами, каждый из которых имеет воздушный обдув. Работы системы охлаждения электродвигателей и поток воздуха из вентиляционного става способствовали поддержанию в воздухе рабочей зоны некоторого количества пыли (порядка 50 мг/м³) за счет поднятия уже осевшей пыли и выноса небольшого её количества из-за щита.

Проходческо-очистные комбайны для калийных рудников оснащены системами пылеотсоса. Работа пылеотсоса добычной машины без специального пылесборника значительно ухудшает микроклиматические параметры рабочей зоны МГВМ, поскольку при слия-

нии потоков воздуха из вентиляционного стоа вентилятора местного проветривания (ВМП) и выхлопа вентилятора системы пылеотсоса происходит хаотичное завихрение мелкодисперсных частиц. Образующийся вихрь возвращает значительную часть запыленного воздуха к рабочему месту машиниста комбайна. Особенно это проявляется в момент перегрузки отбитой горной массы с бункера перегружателя в самоходный вагон. Такие процессы значительно снижают видимость и ухудшают санитарно-гигиенические условия работы людей, которые находятся в зоне влияния хаотичного движения пылевидных соляных частиц.

Анализируя результаты исследований, можно сделать вывод, что при работе добычного комбайна превышение ПДК соляной пыли характерно для любой точки тупикового забоя. Высокие концентрации пыли негативно влияют на здоровье горнорабочих и ухудшают условия труда. В связи с этим необходимо при-

менять меры по снижению интенсивности пылевыведения при работе проходческо-очистных комбайнов.

Предлагаемые технические решения

Сотрудниками кафедры горной электромеханики Пермского национального исследовательского политехнического университета совместно с сотрудниками Санкт-Петербургского горного университета были проведены исследования, целью которых было сравнение параметров перспективной перекрестной схемы резания с существующими схемами, применяемыми в настоящее время [24]. Результаты исследований показали, что использование перспективной перекрестной схемы резания, в сравнении с традиционными (шахматной и последовательной) схемами, позволит добиться снижения энергозатрат на разрушение массива и снизить выход мелких пылевидных классов (рис. 5).

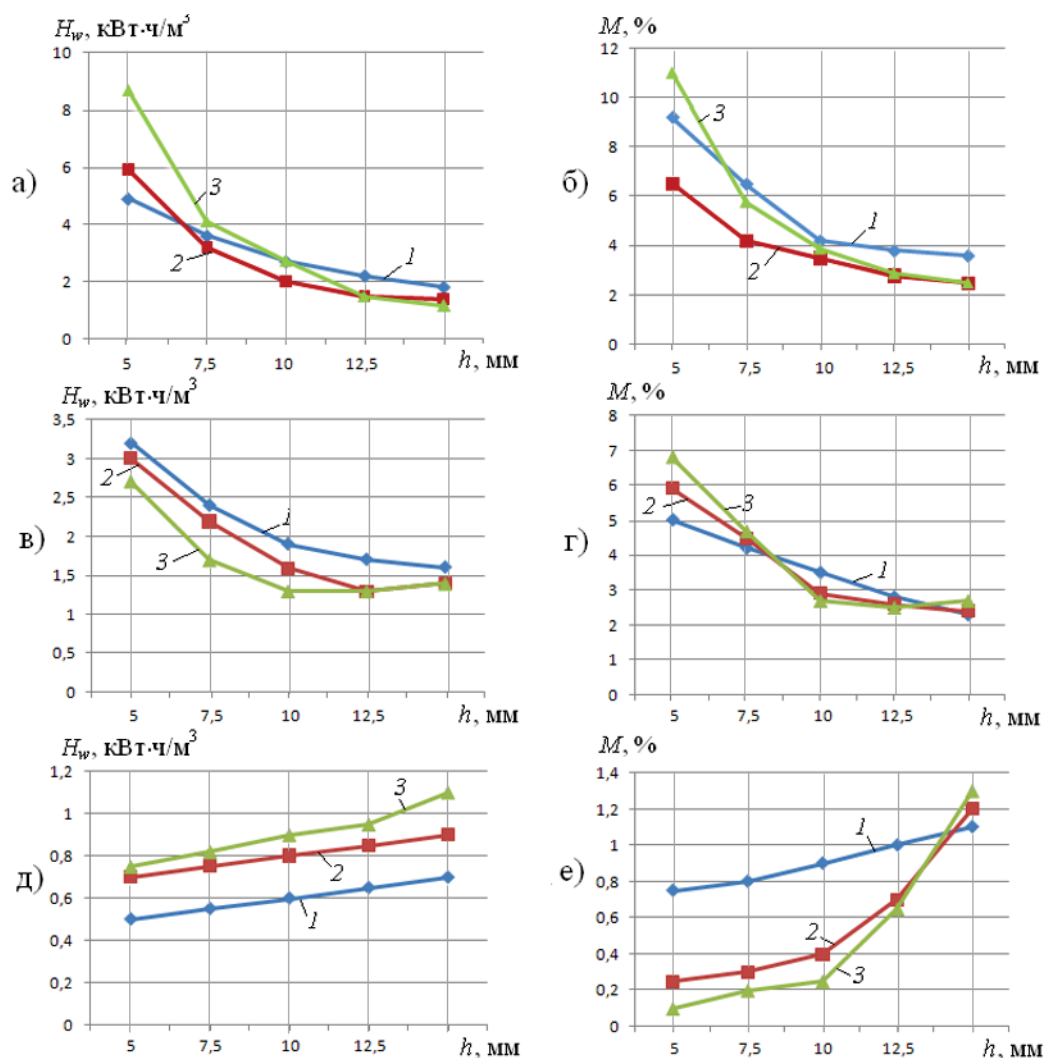


Рис. 5. Графики зависимости резания резца Д-6.22 от толщины стружки h и шага резания t : а, в, д) зависимость удельных энергозатрат от толщины стружки и шага резания; б, г, е) зависимость числа небогатых классов от толщины стружки и шага резания; а, б) последовательная схема резания; в, г) шахматная схема резания; д, е) перекрестная схема резания; 1 – $t=30$ мм; 2 – $t=40$ мм; 3 – $t=50$ мм

Fig. 5. Graphs dependence of the cutter D-6.22 cutting on the thickness of the chip h and the cutting step t : а, в, д) dependence of specific energy consumption on chip thickness and cutting step; б, г, е) dependence of the number of non-enriched classes on chip thickness and cutting step; а, б) sequential cutting scheme; в, г) chess cutting scheme; д, е) cross cutting scheme; 1 – $t=30$ mm; 2 – $t=40$ mm; 3 – $t=50$ mm

При перекрестной схеме резания разрушение каждого последующего слоя руды осуществляется резами, которые пересекаются под определённым углом с резами предыдущего слоя. Образование последовательных элементарных сколов в срезе приобретает более упорядоченный характер и начинает определяться параметрами и расположением пересекающихся резов. В результате на забое образуются области локальных ослаблений и концентрации напряжений. Сложное сечение стружки и наличие зон локализованных ослаблений обуславливает появление в срезе областей, разрушаемых сколами с устойчивыми значениями параметров, характеризующих их. Иначе говоря, при разрушении последующих слоёв образованные участки будут отделяться от массива единичными устойчивыми сколами с заданными параметрами.

Экспериментально доказано, что снижение удельных энергозатрат на разрушение массива при обработке каждого последующего слоя достигается за счет использования созданных ослаблений и трещин, оставшихся после резания предыдущего слоя.

Снижение объема раздробленной породы обуславливает уменьшение удельных энергозатрат на разрушение калийного массива, а также снижение массовой доли пылевидных классов в продуктах отбойки.

Реализация перспективной перекрестной схемы резания возможна посредством использования плоского планетарно-дискового исполнительного органа, разработанного и запатентованного авторами (рис. 6).

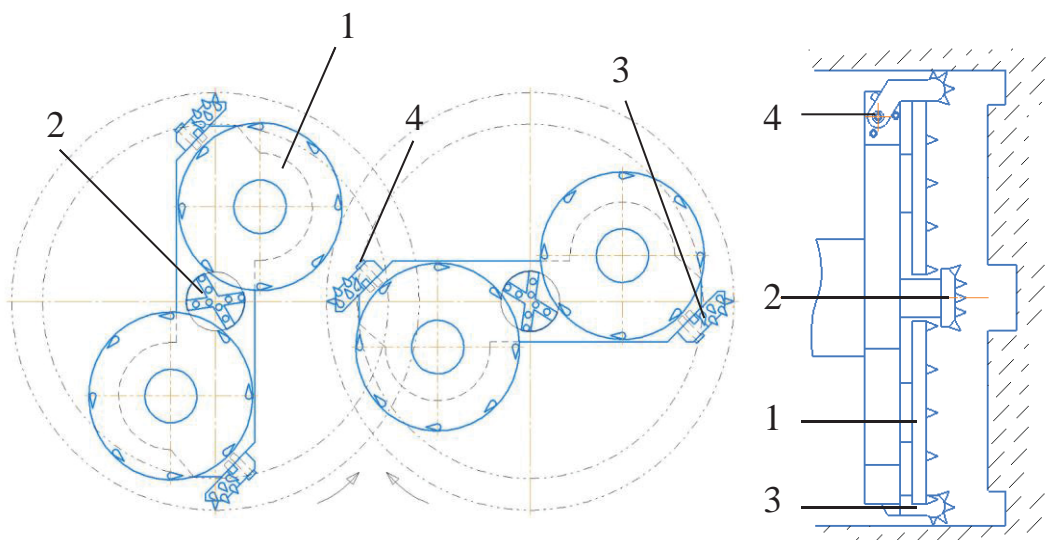


Рис. 6. Плоский планетарно-дисковый исполнительный орган. Вид спереди (слева) и сбоку (справа)
Fig. 6. Flat planetary-disk executive body. Front view (left) and side view (right)

Предлагаемый исполнительный орган оборудован режущими дисками – 1, роторным забурником – 2, режущими гребенками – 3 и удерживающими от складывания гребенок фиксирующими штифтами – 4. Режущие диски крепятся на рукоятях и приводятся в движение от электродвигателей через раздаточные

редукторы. Центральная часть забоя обрабатывается посредством забурника – 2. Гребенки и роторный забурник вынесены вперед, относительно дисков. Это сделано для исключения формирования зоны интенсивного пылеобразования в периферийной и центральной частях забоя (рис. 7).

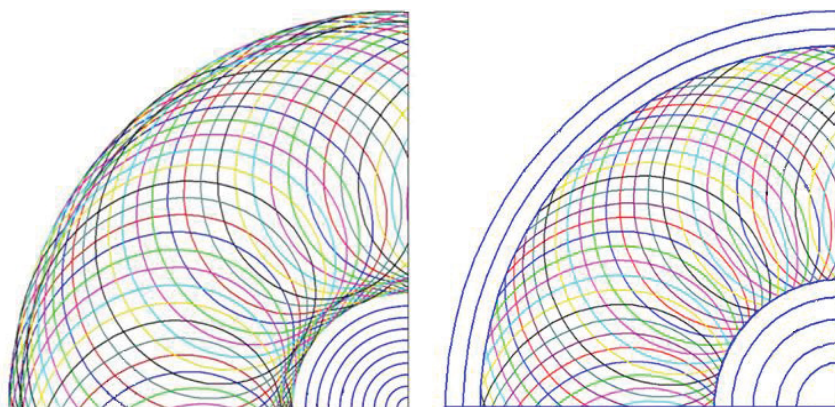


Рис. 7. Перекрестная схема резания плоско-дисковым исполнительным органом без гребенок (слева) и с гребенками (справа)
Fig. 7. Cross cutting pattern with a flat-disk executive body without combs (left) and with combs (right)

Наличие смещения на забой роторных гребенок – 3 (рис. 8) относительно режущих дисков также способствует увеличению срока службы резцов режущих дисков – 1. При пересечении траекторий резцов режущих дисков – 1 и гребенок – 3 резцы диска выходят из контакта с забоем и проходят некоторое расстояние, не разрушая массив. За это время твердосплавная вставка резца подвергается охлаждению окружающим воздухом в выработке, что значительно увеличивает срок службы резцов.

При отгонке комбайна от забоя удерживающие гребенки – 3 штифты – 4 извлекаются и гребенки – 3 складываются в направлении к центру ротора. Также при оснащении стопорных штифтов – 4 датчиками возможна реализация системы аварийного останова исполнительного органа. При достижении критической нагрузки на исполнительный орган крепежные изделия будут разрушаться, и работа исполнительного органа будет прекращена, как следствие, приводы относительного и переносного вращения останутся в работоспособном состоянии.

Для плоского планетарно-дискового исполнительного органа присущи две траектории движения резцов. Первая – гипоциклоидная траектория, при которой вращение водила исполнительного органа и режущих дисков осуществляется в разные стороны. Применение гипоциклоидной траектории движения осложняет процесс погрузки руды и, как следствие, характеризуется существенным переизмельчением. В данном случае режущие диски будут отбрасывать отбитую породу в сторону бортов выработки от загрузочного окна скребкового конвейера комбайна. Для снижения циркуляции руды режущими дисками, а также для улучшения условий погрузки выбрана эпициклоидная траектория резца (рис. 9), когда водило и диск вращаются в одну сторону. При такой траектории движения резца вращение режущих дисков способствует улучшению условий погрузки, перемещая отбитую руду в сторону загрузочного окна.

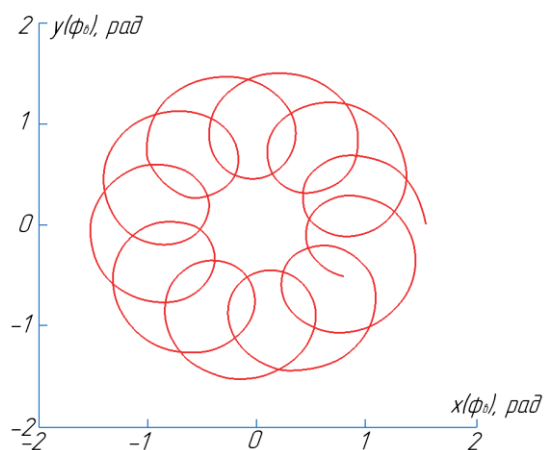


Рис. 8. Эпициклоидная траектория движения резца

Fig. 8. Epicycloid trajectory of the cutter

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Максимов А.Б. Повышение количества обогащаемых классов в калийной руде, добываемой проходческо-очистными комбайнами «Урал-20Р» // Актуальные проблемы повышения эффективности и безопасности эксплуатации горношахтного и

Данное движение характеризуется следующей системой уравнений:

$$\begin{cases} x(\varphi_{\text{в}}) = R_{\text{вод}} \cdot \cos(\varphi_{\text{в}}) + r \cdot \cos[(1+i) \cdot \varphi_{\text{в}}]; \\ y(\varphi_{\text{в}}) = R_{\text{вод}} \cdot \sin(\varphi_{\text{в}}) + r \cdot \sin[(1+i) \cdot \varphi_{\text{в}}], \end{cases}$$

где $R_{\text{вод}}$ – радиус водила, м; $\varphi_{\text{в}}$ – угол поворота водила, рад; r – радиус режущего диска, м; i – передаточное число.

Единичные экземпляры комбайнов с плоскими планетарно-дисковыми исполнительными органами проходят опытную эксплуатацию на рудниках ПАО «Уралкалий».

Несмотря на выявляемые недостатки опытных экземпляров, предполагается, что используемые технические решения будут способствовать улучшению условий труда машиниста горно-выемочной машины и увеличению экономической рентабельности процесса добычи за счет улучшения качества добываемой руды.

Заключение

В работе проведен анализ влияния высоких концентраций калийной пыли на здоровье горнорабочих. Отмечается, что долгое нахождение человека в зоне с концентрациями пыли выше, чем ПДК, повышает уровень возникновения профессиональных заболеваний в 1,5...2 раза.

Анализ потерь полезного ископаемого при его переизмельчении показал, что калийные горнодобывающие предприятия несут значительные убытки из-за высокого количества необогащаемой фракции полезного компонента, который поступает на обогатительные фабрики. Частицы размером менее 250 мкм не поддаются обогащению.

Описано исследование интенсивности пылевыведения при работе проходческо-очистных комбайнов «Урал-20Р». Выявлено, что при постоянной работе добычной машины и при длине тупика 150 м превышение ПДК фиксируется по всей длине выработки.

Предложены конструктивные изменения проходческо-очистных комбайнов с целью уменьшения интенсивности пылевыведения. Предполагается, что перспективный планетарный плоско-дисковый исполнительный орган позволит улучшить пылевую обстановку на рабочем месте оператора горно-выемочной машины, а также увеличить экономическую выгоду процесса разрушения массива. Последнее достигается за счет увеличения качества отбитой калийной руды.

Исследование выполнено при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования РФ в рамках дополнительного соглашения к Соглашению о предоставлении субсидии из федерального бюджета № 075-03-2021-374/5 от 29 сентября 2021 г.

нефтепромышленного оборудования. – 2018. – Т. 1. – С. 116–122.

2. Красноштейн А. Е. и др. Наземные спелеоклиматические палаты и опыт применения при бронхиальной астме // Вопр. курортол. – 1999. – Т. 3. – С. 25–28.

3. Медведев И.И., Красноштейн А.Е. Аэрология калийных рудников. – Свердловск: АН СССР, 1990. – 250 с.
4. Файнбург Г.З. О доказательности эффективности методов спелеотерапии в калийных рудниках и спелеоклиматотерапии в сильвинитовых спелеокамерах // Актуальные проблемы охраны труда и безопасности производства, добычи и использования калийно-магниевых солей. – 2018. – С. 416–441.
5. Hasheminejad N. et al. Hazard identification and risk assessment of occupational processes in Golgohar Mining Company, South-east Iran (2021) // Journal of Occupational Health and Epidemiology. – 2022. – V. 11. – № 1. – С. 32–40.
6. Ge X. et al. Cost-effectiveness of comprehensive preventive measures for coal workers' pneumoconiosis in China // BMC health services research. – 2022. – V. 22. – № 1. – P. 1–10.
7. Mu M. et al. Coal dust exposure triggers heterogeneity of transcriptional profiles in mouse pneumoconiosis and Vitamin D remedies // Particle and fibre toxicology. – 2022. – V. 19. – № 1. – P. 1–21.
8. Zhang W. et al. Study on the distribution characteristics of dust with different particle sizes under forced ventilation in a heading face // Powder Technology. – 2022. – V. 406. – P. 117504.
9. Janjuhah H.T. et al. Integrated underground mining hazard assessment, management, environmental monitoring, and policy control in Pakistan // Sustainability. – 2021. – V. 13. – № 24. – P. 13505.
10. Shah S.C. et al. Occupational exposures and odds of gastric cancer: a StOp project consortium pooled analysis // International Journal of Epidemiology. – 2020. – V. 49. – № 2. – P. 422–434.
11. Jorgenson M., Sandlos J. Dust versus dust: aluminum therapy and silicosis in the Canadian and global mining industries // Canadian Historical Review. – 2021. – V. 102. – № 1. – P. 1–26.
12. Dose-response relationships between occupational exposure to potash, diesel exhaust and nitrogen oxides and lung function: cross-sectional and longitudinal study in two salt mines / G. Lotz, S. Plitzko, E. Gierke, U. Tittelbach, N. Kersten, W.D. Schneider // International archives of occupational and environmental health. – 2008. – V. 81. – № 8. – P. 1003–1019.
13. Медведев И.И. Проветривание калийных рудников. – М.: Недра, 1970. – 161 с.
14. Медведев И.И., Красноштейн А.Е. Борьба с пылью на калийных рудниках. – М.: Недра, 1977. – 192 с.
15. Исаевич А.Г., Кормшиков Д.С. Исследование пылевой обстановки в условиях калийного рудника, опыт снижения запыленности атмосферы рабочих мест // Известия Тульского государственного университета. Науки о земле. – 2018. – № 4. – С. 60–74.
16. Martell J., Guidotti T.L. Trading one risk for another: consequences of the unauthenticated treatment and prevention of silicosis in Ontario miners in the McIntyre Powder Aluminum Inhalation Program // NEW SOLUTIONS: A Journal of Environmental and Occupational Health Policy. – 2022. – V. 31. – № 4. – P. 422–433.
17. Hutsich E.A., Kosiachenko G.E., Sychik S.I. Peculiarities of morbidity and assessment of occupational health risks for workers who contact aerosols of man-made mineral fibers // Health Risk Analysis. – 2019. – № 4. – P. 113–121.
18. Shishlyannikov D., Suhanov A. Improvement of rock-breaking tools of heading-and-winning machine of potash mines // E3S Web of Conferences. EDP Sciences. – 2020. – V. 177. – P. 03018.
19. Zvonarev I.E., Shishlyannikov D.I. Efficiency improvement of loading of potassium ore by means of «Ural-20R» heading-and-winning machine // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – № 87 (2). – 022055.
20. Лоскутов Л.А., Чекмасов Н.В. Совершенствование планетарно-дисковых исполнительных органов комбайнов «Урал» // Технологическое оборудование для горной и нефтегазовой промышленности: Сборник статей XIII Международной научно-технической конференции. – Екатеринбург, 16–17 апреля 2015. – Екатеринбург: Уральский государственный горный университет, 2015. – С. 90–93.
21. Чекмасов Н.В., Немцев В.А. Обоснование направлений совершенствования проходческо-очистных комбайнов // Вестник Пермского государственного технического университета. Нефть и газ. – 2005. – Т. 4. – № 6. – С. 238–244.
22. Максимов А.Б. Обоснование параметров породоразрушающих исполнительных органов и погрузочного оборудования проходческо-очистных комбайнов «Урал-20Р»: дис. ... канд. техн. наук. – М., 2019. – 183 с.
23. Parshyna O., Parshyn Y. Analytical platform to provide competitiveness of ore-mining machinery manufacturing // Mining of Mineral Deposits. – 2020. – V. 14. – № 3. – P. 61–70.
24. Lavrenko S.A., Shishlyannikov D.I., Trifanov M.G. Selecting technically justified operating modes of «Ural» combines on the basis of an evaluation of their driver load under real operating conditions // Innovation-Based Development of the Mineral Resources Sector: Challenges and Prospects: 11th conference of the Russian–German Raw Materials. – Potsdam, Germany, 2018. – P. 301–308.

Поступила: 07.07.2022 г.

Дата рецензирования: 20.09.2022 г.

Информация об авторах

Суханов А.Е., младший научный сотрудник отдела аэрологии и теплофизики Горного института УрО РАН.

Шишлянников Д.И., доктор технических наук, доцент Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Исаевич А.Г., кандидат технических наук, заведующий сектором «Рудничная вентиляция» отдела аэрологии и теплофизики Горного института УрО РАН.

UDC 622.23.05

APPLICATION OF A CROSS-CUTTING PATTERN FOR CUTTING ROCK MASS TO REDUCE DUST EMISSION DURING MECHANIZED MINING OF POTASH ORE

Andrey E. Sukhanov¹,
andy1997sae@gmail.com

Dmitriy I. Shishlyannikov²,
4varjag@mail.ru

Aleksey G. Isaevich¹,
aero_alex@mail.ru

¹ Mining Institute of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences,
78-A, Sibirskaya street, Perm, 614007, Russia.

² Perm National Research Polytechnic University,
29, Komsomolsky avenue, Perm, 614990, Russia.

Relevance. Mining of potash ore using borer miners is characterized by a high degree of dust emission. The main sources of dust emission are the processes of destruction of the massif, loading of the broken-off rock mass and further overloading of ore. Long-term presence of miners in an area where the maximum permissible concentration for potash dust is exceeded negatively affects their health. In terms of economic losses, ore regrinding also has a negative effect. Particles of a useful component less than 250 micrometers in size do not lend themselves to enrichment and go to the dump. Often, the amount of raw ore at the entrance to the processing plant reaches 18 % of the total supplied mass. In this regard, it is necessary to take measures to reduce dust concentration in the working area of the borer miner operator and to reduce the amount of non-enriched fraction.

The purpose of this work is to develop and implement measures to change the executive bodies of roadheaders, which will help reduce dust emissions in the bottomhole working area of potash mines.

The object of the study is the executive body of a roadheader with a cutting tool.

Results. The paper proposes constructive changes to the executive body of the borer miners. The new flat planetary-disk cutting unit will make it possible to implement a cross cutting scheme with a more stable geometry than the existing cutting sequence for Ural-20R borer miners. The design changes proposed in this paper take into account the previous problems described in the literature.

Key words:

potassium salt, borer miner, cutting unit, planetary flat disc cutting unit, cross cutting pattern, maximum permissible concentration, microclimate of the working area of mines, fractional composition of potash dust.

The study was financially supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under an additional agreement to the Agreement on the provision of subsidies from the federal budget no. 075-03-2021-374/5, September 29, 2021.

REFERENCES

- Maksimov A.B. Povyshenie kolichestva obogatimyykh klassov v kaliinoy rude dobyvaemoy prokhdchesko-ochistnymi kombinami Ural-20R [Increasing the number of enrichable classes in potash ore produced by Ural-20R tunneling and cleaning combines]. *Aktualnye problemy povysheniya effektivnosti i bezopasnosti ekspluatatsii gornoshakhtnogo i neftepromyslovogo oborudovaniya*, 2018, vol. 1, pp. 116–122.
- Krasnoshtein A.E. Nazemnye speleoklimaticheskie palaty i opyt primeneniia pri bronkhialnoy astme [Terrestrial speleoclimatic chambers and experience of use in bronchial asthma]. *Voprosy kurologii*, 1999, vol. 3, pp. 25–28.
- Medvedev I.I., Krasnoshtein A.E. *Aerologiya kaliinykh rudnikov* [Aerology of potash mines]. Sverdlovsk, USSR Academy of Sciences Publ., 1990. 250 p.
- Feinburg G.Z. O dokazatelnosti effektivnosti metodov speleoterapii v kaliinykh rudnikakh i speleoklimatoterapii v silvinitovykh speleokamerakh [On the evidence of the effectiveness of speleotherapy methods in potash mines and speleoclimatotherapy in silvinit speleocamers]. *Aktualnye problemy okhrany truda i bezopasnosti proizvodstva dobychi i ispolzovaniya kaliynomagnievykh soley*, 2018, pp. 416–441.
- Hasheminejad N. Hazard identification and risk assessment of occupational processes in Golgohar Mining Company, Southeast Iran (2021). *Journal of Occupational Health and Epidemiology*, 2022, pp. 32–40.
- Ge X. Cost-effectiveness of comprehensive preventive measures for coal workers' pneumoconiosis in China. *BMC health services research*, 2022, vol. 22, no. 1, pp. 1–10.
- Mu M. Coal dust exposure triggers heterogeneity of transcriptional profiles in mouse pneumoconiosis and Vitamin D remedies. *Particle and fibre toxicology*, 2022, vol. 19, no. 1, pp. 1–21.
- Zhang W. Study on the distribution characteristics of dust with different particle sizes under forced ventilation in a heading face. *Powder Technology*, 2022, vol. 406, pp. 117504.
- Janjuhah H.T. Integrated underground mining hazard assessment, management, environmental monitoring, and policy control in Pakistan. *Sustainability*, 2021, vol. 13, no. 24, pp. 13505.
- Shah S.C. Occupational exposures and odds of gastric cancer: a StoP project consortium pooled analysis. *International Journal of Epidemiology*, 2020, vol. 49, no. 2, pp. 422–434.
- Jorgenson M., Sandlos J. Dust versus dust: aluminum therapy and silicosis in the Canadian and global mining industries. *Canadian Historical Review*, 2021, vol. 102, no. 1, pp. 1–26.
- Lotz G., Plitzko S., Gierke E., Tittelbach U., Kersten N., Schneider W.D. Dose-response relationships between occupational exposure to potash, diesel exhaust and nitrogen oxides and lung function: cross-sectional and longitudinal study in two salt mines. *International archives of occupational and environmental health*, 2008, vol. 81, no. 8, pp. 1003–1019.
- Medvedev I.I. *Provetrivanie kaliinykh rudnikov* [Ventilation of potash mines]. Moscow, Nedra Publ., 1970. 161 p.

14. Medvedev I.I., Krasnoshtein A.E. *Borba s pylyu na kaliynykh rudnikakh* [Dust control at potash mines]. Moscow, Nedra Publ., 1977. 192 p.
15. Isaevich A.G., Kormshchikov D.S. Issledovanie pylevoy obstanovki v usloviyakh kaliynogo rudnika, opyt snizheniya zapylennosti atmosfery rabochikh mest [Investigation of the dust situation in a potash mine, experience in reducing the dustiness of the workplace atmosphere]. *Izvestiia Tul'skogo gosudarstvennogo universiteta. Nauki o zemle*, 2018, no. 4, pp. 60–74.
16. Martell J., Guidotti T.L. Trading one risk for another: consequences of the unauthenticated treatment and prevention of silicosis in Ontario miners in the McIntyre Powder Aluminum Inhalation Program. *NEW SOLUTIONS: A Journal of Environmental and Occupational Health Policy*, 2022, vol. 31, no. 4, pp. 422–433.
17. Hutsich E.A., Kosiachenko G.E., Sychik S.I. Peculiarities of morbidity and assessment of occupational health risks for workers who contact aerosols of man-made mineral fibers. *Health Risk Analysis*, 2019, no. 4, pp. 113–121.
18. Shishlyannikov D., Suhanov A. Improvement of rock-breaking tools of heading-and-winning machine of potash mines. *E3S Web of Conferences. EDP Sciences*, 2020, vol. 177, p. 03018.
19. Zvonarev I.E., Shishlyannikov D.I. Efficiency improvement of loading of potassium ore by means of «Ural-20R» heading-and-winning machine. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2017, no. 87 (2), pp. 022055.
20. Loskutov L.A., Chekmasov N.V. Sovershenstvovanie planetarnodiskovykh ispolnitelnykh organov kombainov Ural [Improvement of planetary-disk executive bodies of combines Ural]. *Tekhnologicheskoe oborudovanie dlya gornoy i neftegazovoy promyshlennosti. Sbornik statey XIII Mezhduнародnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii* [Technological equipment for mining and oil and gas industry. Collection of articles of the XIIIth International Scientific and Technical Conference]. Yekaterinburg, Ural State Mining University, 2015. pp. 90–93.
21. Chekmasov N.V., Nemtsev V.A. Obosnovanie napravleniy sovershenstvovaniya prokhodchesko-ochistnykh kombainov [Substantiation of directions for improving tunneling and cleaning combines]. *Vestnik Permskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta Neft i gaz*, 2005, vol. 4, no. 6, pp. 238–244.
22. Maksimov A.B. *Obosnovanie parametrov porodorazrushayushchikh ispolnitelnykh organov i pogruzochnogo oborudovaniya prokhodchesko ochistnykh kombainov «Ural 20R»*. Dis. Kand. nauk [Substantiation of parameters of rock-destroying executive bodies and loading equipment of the Ural 20R tunneling and cleaning combines. Cand. Diss.]. Moscow, 2019. 183 p.
23. Parshyna O., Parshyn Y. Analytical platform to provide competitiveness of ore-mining machinery manufacturing. *Mining of Mineral Deposits*, 2020, vol. 14, no. 3, pp. 61–70.
24. Lavrenko S.A., Shishlyannikov D.I., Trifanov M.G. Selecting technically justified operating modes of «Ural» combines on the basis of an evaluation of their driver load under real operating conditions. *Innovation-Based Development of the Mineral Resources Sector: Challenges and Prospects – 11th conference of the Russian–German Raw Materials*. Potsdam, Germany, 2018. pp. 301–308.

Received: 7 July 2022.

Reviewed: 20 September 2022.

Information about the authors

Andrey E. Sukhanov, junior researcher, Mining Institute of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences.

Dmitriy I. Shishlyannikov, Dr. Sc., associate professor, Perm National Research Polytechnic University.

Aleksey G. Isaevich, Cand Sc., head of the sector, Mining Institute of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences.

УДК 62-6

АНАЛИЗ ДИАПАЗОНОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОВОГО ИНФРАКРАСНОГО ИЗЛУЧАТЕЛЯ

Борисов Борис Владимирович¹,
bvborisov@tpu.ru

Вяткин Александр Витальевич¹,
avv47@tpu.ru

Максимов Вячеслав Иванович¹,
elf@tpu.ru

Нагорнова Татьяна Александровна¹,
tania@tpu.ru

Салагаев Семен Олегович¹,
sos11@tpu.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность. Статья посвящена анализу систем обогрева помещений с использованием газового инфракрасного излучателя светлого типа. Для эффективного использования данных систем формулируются соответствующие рекомендации по их применению. Для чего проводится математический анализ динамики изменения во времени осредненных значений температур по объему помещения, по объему ограждающих конструкций (пол, потолок, стены), по объему локальной зоны, образованной временными ограждающими конструкциями (ширмами). Анализируется температурный режим локальной зоны, образованной временными ограждающими конструкциями в виде ширм. Определяются максимальные значения осредненных температур помещения и локальной зоны при различных режимах использования лучистого потока теплоты.

Цель: проанализировать методы и диапазоны повышения энергоэффективности систем отопления с использованием газового инфракрасного излучателя светлого типа.

Объект: система отопления с использованием газового инфракрасного излучателя светлого типа.

Методы: математическая модель процесса с использованием осредненных значений температур по объему помещения, по объему ограждающих конструкций (пол, потолок, стены), экспериментальное определение температурного поля, математическое моделирование на основе плоского двумерного подхода.

Результаты. Приводятся результаты расчетов динамики изменения осредненных значений температур воздуха помещения, ограждающих конструкций и воздуха локальной зоны, максимальных значений температур и динамики изменения во времени тепловых потоков, участвующих в процессе нагрева помещения. Приводится сравнительный анализ расчетов средней температуры помещения с экспериментальными измерениями температур и численным моделированием в плоской двумерной постановке. По результатам анализа формулируются предложения для повышения энергоэффективности систем отопления на основе газового инфракрасного излучателя.

Ключевые слова:

газовый инфракрасный излучатель, энергоэффективность, лучистый тепловой поток, конвективная теплоотдача, тепловые потери через ограждающие конструкции.

Введение

При проектировании энергоэффективных систем отопления с использованием газовых инфракрасных излучателей (ГИИ) [1–4] необходимо максимально использовать положительные стороны последних – обеспечение в помещении большого размера локальных зон с комфортным температурным режимом для жизнедеятельности человека [5–8]. Как правило, для численного моделирования условий создания таких зон требуется привлечение сложного математического аппарата и значительных временных ресурсов работы современных вычислительных систем [9–12]. Математическое моделирование динамики изменения усредненной по всему объему помещения температуры воздуха во времени затрачивает незначительные электронно-вычислительные ресурсы, определяет основные тенденции процесса обогрева помещения си-

стемой на основе ГИИ и помогает определить интегральные характеристики процесса нагрева помещения для выбора направления совершенствования систем обогрева в каждом конкретном случае на предварительном этапе ее проектирования.

Математическая модель процесса нагрева помещения с помощью ГИИ

При анализе рассматриваются механизмы теплопереноса, задействованные при обогреве:

1. Основной поток теплоты поступает в виде радиационного теплового потока от излучающей поверхности ГИИ и сопровождающего работу ГИИ потока теплоты, приходящей в виде энтальпии продуктов сгорания, поступающих в рассматриваемом случае ГИИ светлого типа непосредственно в атмосферу.

2. Перемещению теплоты вместе с массой в режиме вынужденной конвекции способствует наличие приточно-вытяжной вентиляции, необходимой для удаления из помещения продуктов сгорания, отмеченных выше при использовании ГИИ светлого типа. Предполагается, что втекать может холодный воздух извне, а истекать нагретый воздух помещения.
3. Радиационный поток, попадая на поверхность ограждающих конструкций (потолок, пол, стены), способствует их нагреву и теплопередаче наружу в окружающую помещению среду. Кроме того, на внутренних поверхностях этих конструкций осуществляется конвективный теплообмен с ближайшими слоями воздуха.
4. Объекты, полностью размещенные внутри помещения, после нагрева отдают падающий на них радиационный тепловой поток обтекающему их воздуху.
5. Перенос энтальпии [13, 14] потоками массы внутри помещения генерируется двумя механизмами: термогравитационной конвекцией в виде восходящих и нисходящих потоков, взаимодействующих с твердыми поверхностями, которые имеют разные температуры, и вынужденной конвекцией в результате работы системы вентиляции. Как показывают предварительные оценки и проведенное численное моделирование [1, 5, 6, 15], преобладающим механизмом в смешанной конвекции процесса отопления является термогравитационная составляющая.

Из приведенного выше анализа следует, что температурное поле внутри помещения является следствием сложных взаимодействующих процессов переноса теплоты и массы.

Для выбора основных параметров обогрева помещения на первом этапе проводится моделирование динамики изменения температуры воздуха и ограждающих конструкций на основе термодинамического (нульмерного, усредненного по всему объему) подхода. Полагается, что:

- 1) температура воздуха внутри помещения Tg объемом Vg и температура ограждающих конструкций Ts общим объемом Vs усредняются по этим объемам.
- 2) масса воздуха в помещении Mg не изменяется в процессе нагрева;
- 3) массовый поток истекающего из помещения воздуха соответствует постоянному потоку втекающего воздуха Gv ;
- 4) вследствие малого изменения температур в процессе прогрева теплофизические характеристики воздуха и материалов ограждающих конструкций постоянны;
- 5) коэффициент теплоотдачи между воздухом и внутренней поверхности ограждающих конструкций значительных размеров αg рассчитывается по зависимости для турбулентного режима термогравитационной конвекции. Учитывается, что в этом случае αg не зависит от характерного размера

[16–21]. При этом αg , увеличивающийся на 30 % по горизонтальной, обращенной вверх поверхности пола, уравнивается αg , сокращающимся на 30 % по горизонтальной, обращенной вниз поверхности потолка [16–19]. Таким образом, αg по всей внутренней поверхности помещения полагается постоянным.

В соответствие со сделанными допущениями система уравнений для определения температур с соответствующими начальными условиями запишется следующим образом:

$$c_{p-g} Mg \frac{dTg}{d\tau} = Qg + Qgs + c_{p-g} Gv(Tv - Tg) - \alpha g(Tg - Ts)F_{\Sigma-s}, \quad (1)$$

$$\sum_i (c_{si} Ms_i) \frac{dT_s}{d\tau} = Qs + \alpha g(Tg - Ts)F_{\Sigma-s} - \sum_j [\alpha_{s-out-j} (Ts - Tout_j) F_{s-out-ji}], \quad (2)$$

$$Tg(0) = Ts(0) = Tn, \quad (3)$$

$$Qg = (1 - \eta_{GIE}) Q_{GIE}, \quad Qgs = \eta_{g-s} \eta_{GIE} Q_{GIE}, \\ Qs = (1 - \eta_{g-s}) \eta_{GIE} Q_{GIE}, \quad (4)$$

$$Mg = \frac{p_g Vg}{Rg Tg}, \quad \alpha g = 0,15 \lambda_g \left(\frac{g |Tg - Ts|}{Tg v_g^2} Pr_g \right)^{1/3}. \quad (5)$$

В системе уравнений (1)–(5) приняты следующие обозначения: τ , Tn , g , c_{p-g} , λg , $v g$, Pr_g , p_g , Rg – соответственно, время, начальная температура, ускорение свободного падения, а также удельная изобарная теплоемкость, коэффициент теплопроводности, кинематическая вязкость, число Прандтля, давление и удельная газовая постоянная воздуха; Gv , Tv – массовый расход и температура воздуха приточной вентиляции; c_{si} , Ms_i , $\alpha_{s-out-j}$, $Tout_j$, $F_{s-out-ji}$, $F_{\Sigma-s}$ – параметры для отдельных частей ограждающих конструкций, соответственно, удельная теплоемкость материала, масса, коэффициент теплоотдачи, температура воздуха с внешней поверхности и площадь внешней поверхности, а также суммарная площадь внутренней поверхности ограждающих конструкций; Q_{GIE} , Qg , Qs , Qgs – соответственно, мощность (тепловой поток) ГИИ; тепловой поток, попадающий от ГИИ напрямую в воздух с продуктами сгорания; лучистый тепловой поток, достигающий напрямую ограждающие конструкции; часть лучистого теплового потока, передающаяся от имеющихся внутри помещения объектов сразу в воздух; η_{GIE} , η_{g-s} – лучистый КПД и доля лучистого потока, передающаяся от имеющихся внутри помещения объектов сразу в воздух.

Результаты численного моделирования

Численный анализ процесса обогрева проводится для помещения и ГИИ, соответствующих тем, которые исследовались в работах [5, 6, 22–24]:

Рассматривается помещение размерами: ширина×длина×высота=5×10×4,4 м.

Пол, потолок и стены имеют одинаковую толщину – 0,1 м, изготовлены из одного и того же материала (бетон) с теплофизическими параметрами, представленными в табл. 1.

Таблица 1. Теплофизические свойства материалов ограждающих конструкций

Table 1. Thermophysical properties of building enclosing structures

Материал Material	Плотность (кг·м ⁻³) Density (kg·m ⁻³)	Теплоемкость (Дж/кг ⁻¹ /К ⁻¹) Heat capacity (J/kg ⁻¹ /K ⁻¹)
Бетон Concrete	2500	2400

В соответствие с выбранными размерами $V_g=220 \text{ м}^3$, $V_s=24,8 \text{ м}^3$, $T_n=283 \text{ К}$, $Q_{GIE}=5 \text{ кВт}$, $G_v=0,01 \text{ кг/с}$, $T_v=280 \text{ К}$, $p_g=0,1 \text{ МПа}$, $\alpha_{s_out_j}=10 \text{ Вт/(м}^2\cdot\text{К)}$, $T_{out_j}=283 \text{ К}$. Для воздуха используются теплофизические параметры, представленные в табл. 2.

Таблица 2. Теплофизические свойства воздуха

Table 2. Thermophysical properties of the air

R_g , (Дж·кг ⁻¹ ·К ⁻¹) (J·kg ⁻¹ ·K ⁻¹)	ρ_g , (кг·м ⁻³) (kg·m ⁻³)	c_{p_g} , (Дж·кг ⁻¹ ·К ⁻¹) (J·kg ⁻¹ ·K ⁻¹)	$v_g \cdot 10^6$, (м ² ·с ⁻¹) (m ² ·s ⁻¹)	λ_g , (Вт·К ⁻¹ ·м ⁻¹) (W·K ⁻¹ ·m ⁻¹)	Prg
286,7	1,244*	1010	15,06	0,026	0,703

* – плотность определяется для начальной температуры.

* – density is determined for the initial temperature.

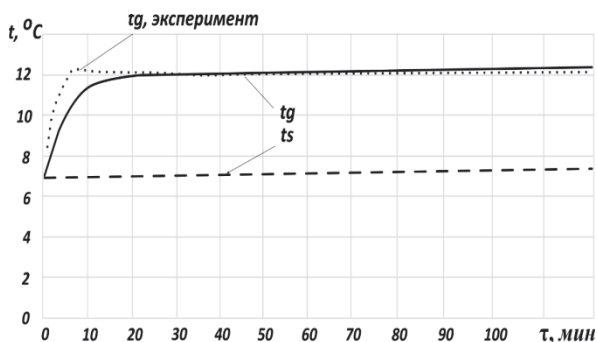


Рис. 1. Динамика изменения во времени температур газа t_g и ограждающих конструкций t_s

Fig. 1. Dynamics of change in time of gas temperature t_g and enclosing structures temperature t_s

На рис. 1 представлены результаты численного анализа в соответствии с представленной математической моделью нагрева помещения в виде зависимостей температур воздуха внутри помещения (t_g) и ограждающих конструкций (t_s). Как видно из анализа результатов на рис. 1, наиболее сильное изменение температуры воздуха наблюдается до 20 минуты. В это же время температура ограждающих конструкций медленно монотонно растет. Значительное различие в темпах роста t_g и t_s объясняется в большей степени разницей в объемных теплоемкостях воздуха (~1,26 кДж·м⁻³·К⁻¹) и бетона (6,0 МДж·м⁻³·К⁻¹). Численное исследование, результаты которого опубликованы в [5, 22], по времени релаксации данного объема на нагрев достаточно хорошо совпадают с результатами, приведенными на рис. 1. Как представлено в [5, 6, 23, 24], к 30–40 минутам устанавливается каче-

ственная картина распределения температур и поле скоростей. Далее начинается очень медленный рост общего уровня температур. Данный рост температур поддерживается низким уровнем результирующего теплового потока ΣQ_g , динамика изменения которого во времени представлена на рис. 2. К 20 минуте он составил $\Sigma Q_g \approx 50 \text{ Вт}$, а к 30 снизился до $\Sigma Q_g \approx 17 \text{ Вт}$. Дальнейшее снижение происходило очень медленно. Изменение ΣQ_g соответствует характеру роста тепловых потерь теплоотдачи в ограждающие конструкции $|Q_{gsout}|$ (рис. 2), тогда как рост потерь за счет истечения нагретого воздуха через вентиляцию наружу $|Q_{gvout}|$ во времени практически не меняется (рис. 2).

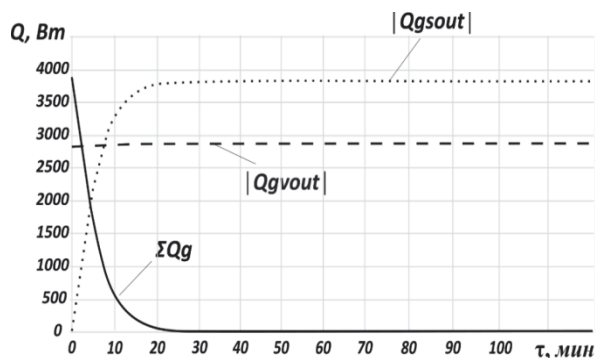


Рис. 2. Динамика тепловых потоков: суммарный в газ ΣQ_g , модуль уходящего с вентиляцией $|Q_{gvout}|$ и модуль уходящего с теплопередачей в ограждающие конструкции $|Q_{gsout}|$

Fig. 2. Heat flows dynamics: total heat flow to gas ΣQ_g , outgoing heat flow module with ventilation $|Q_{gvout}|$ and module of outgoing heat flow by heat transfer to enclosing structures $|Q_{gsout}|$

Существенное изменение $|Q_{gsout}|$ во времени определяется ростом $\Delta t = t_g - t_s$ за счет быстрого роста температуры воздуха и, как следствие, ростом коэффициента теплоотдачи помимо роста температурного напора Δt .

Медленное уменьшение суммарного теплового потока в воздух помещения (ΣQ_g) до примерно 3 Вт за счет роста общих тепловых потерь ($|Q_{gsout}| + |Q_{gvout}|$) продолжается более 67 часов. К этому времени температура воздуха приближается к максимальному значению (рис. 3). Как показывает анализ результатов расчетов, представленных на рис. 3, период сравнительно медленного изменения температуры помещения начинается при достижении ее значения $t_g \approx 0,7 \cdot t_{g_max}$ и сопровождается примерно постоянным значением $\Delta t = t_g - t_s$.

Для точной оценки максимальных значений температур воздуха в уравнениях (1), (2) полагаются равными нулю производные по температурам от времени. При этом если учитывать только тепловые потери за счет массообмена через вентиляцию, не учитывая тепловые потери в ограждающие конструкции, соотношение для максимальной температуры получится достаточно простое:

$$T_{g_ven} = \frac{Q_g + Q_{gs}}{c_{p_g} G_v} + T_v. \quad (6)$$

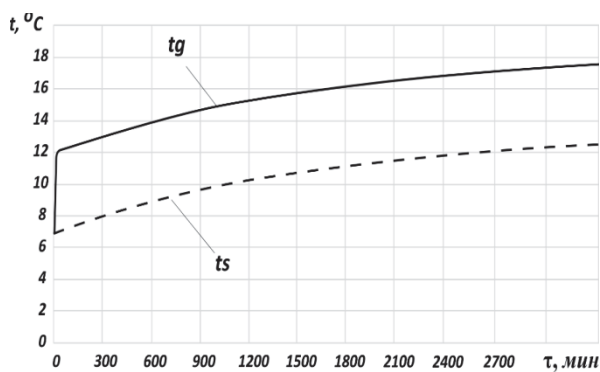


Рис. 3. Динамика изменения во времени температур газа t_g и ограждающих конструкций t_s
Fig. 3. Dynamics of change in time of gas temperature t_g and enclosing structures temperature t_s

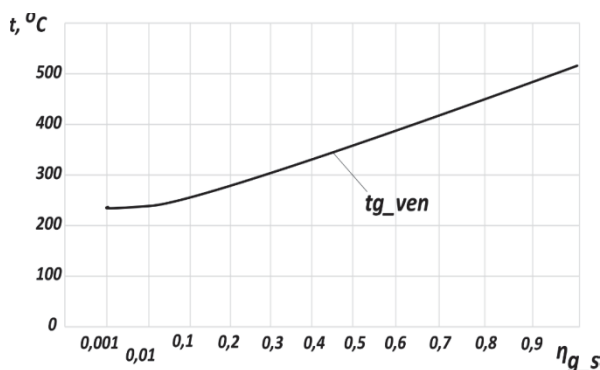


Рис. 4. Зависимость максимальной температуры газа при учете тепловых потерь только в результате массообмена через вентиляцию (6) t_{g_ven} от доли радиационного теплового потока, идущего непосредственно в газ η_{g_s}
Fig. 4. Dependence of the maximum gas temperature, taking into account heat losses only as a result of mass transfer through ventilation (6) t_{g_ven} on the fraction of the radiative heat flux going directly into the gas η_{g_s}

На рис. 4 представлены результаты расчета t_{g_ven} в зависимости от доли радиационного теплового потока, идущего непосредственно в газ η_{g_s} в соответствии с (6). Результаты оценки t_{g_ven} еще раз подтверждают необходимость учета тепловых потерь в ограждающие конструкции, для чего необходимо находить решение системы (7), обеспечивающее определение максимальных (стационарных) значений температур воздуха (t_{g_max}) и ограждающих помещения конструкций (t_{s_max}).

$$\begin{cases} Qg + Qgs + c_{p-g} Gv(Tv - Tg_max) - \\ - \alpha g (Tg_max - Ts_max) F_{\Sigma-s} = 0; \\ Qs + \alpha g (Tg_max - Ts_max) F_{\Sigma-s} - \\ - \sum_j [\alpha_{s_out_j} (Ts_max - Tout_j) F_{s_out_ji}] = 0, \end{cases} \quad (7)$$

Результаты расчета максимальных (стационарных) температур в зависимости от доли радиационного теплового потока, идущего непосредственно в газ η_{g_s} , представлены на рис. 5.

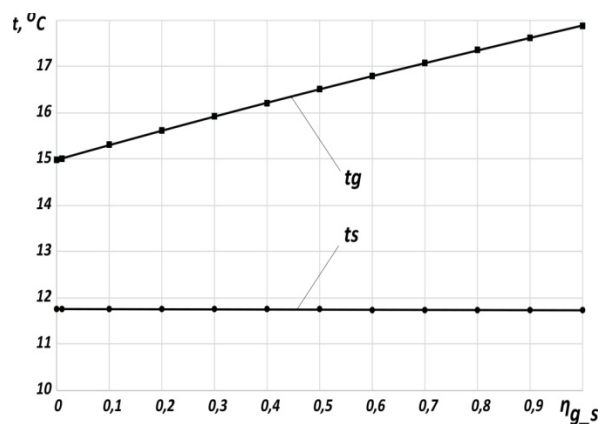


Рис. 5. Зависимость стационарных значений температур газа t_g и ограждающих конструкций t_s от доли радиационного теплового потока, идущего непосредственно в газ η_{g_s}
Fig. 5. Dependence of stationary values of gas temperatures t_g and enclosing structures t_s on the share of radiative heat flow going directly into the gas η_{g_s}

Таким образом, уменьшение тепловых потерь в пол, потолок и стены позволяет получать температуры локальных зон, лежащие в диапазоне от t_{g_max} до t_{g_ven} . Анализ проведенных расчетов в данной статье и в работах [5, 6, 22, 24] дает возможность определить подходы для создания комфортных условий жизнедеятельности в выбранных локальных областях помещения и сокращения времени достижения этих условий:

- 1) минимизация общих потерь теплоты путем уменьшения степени черноты поверхностей ограждающих конструкций помещения (стены, пол, потолок);
- 2) использование оборудования, размещенного внутри области, как объектов, которые в результате быстрого прогрева начинают отдавать большую часть падающего на них радиационного теплового потока воздуху путем конвективной теплоотдачи, то есть увеличение η_{g_s} ;
- 3) использование дополнительных теплоизоляционных материалов с высокими значениями степени черноты поверхностей на поверхности ограждающих конструкций в зоне высокой интенсивности падающего радиационного теплового потока для передачи большей доли лучистого теплового потока в воздух в ходе конвективной теплоотдачи, увеличивая η_{g_s} ;
- 4) сохранность теплого воздуха в выбранной области применением временных ограждений (ширм) позволяет исключить (или уменьшить) контакт наиболее теплого воздуха с ограждающими конструкциями и тем самым существенно сократить тепловые потери в них. При этом необходимо использовать поверхности этих ограждений тоже для увеличения η_{g_s} .

Создание относительно небольшой локальной зоны с благоприятными условиями для процессов нагрева позволит за счет небольшой тепловой инерционности сократить время достижения благоприятных стационарных температурных условий. Оценка степени достоверности сформулированного выше

утверждения 4 для простоты анализа проводится в соответствии со следующими допущениями:

1. Локальная зона отопления образуется бесконечно тонкими, непроницаемыми для потока массы и абсолютно прозрачными для радиационных потоков теплоты боковыми стенками.
2. Только внутри локальной зоны размещается поверхность, которая передает теплоту от лучистого потока окружаемому воздуху в результате теплообмена конвекцией.
3. Тепловые потоки, определяемые приходом высокоэнтальпийных продуктов сгорания и массообменом работающей вентиляции, непосредственно влияют на температуру помещения за исключением выделенной локальной зоны.
4. Более холодный воздух с температурой остального помещения притекает в рассматриваемый объем в количестве, соответствующем свободно-конвективному потоку вдоль боковых стенок и дна локальной области. Равное количество более нагретого воздуха удаляется через верхнее отверстие локальной области во внешний к нему объем помещения (рис. 7).
5. Параметры воздуха усредняются по рассматриваемым объемам.
6. Локальный объем выделенной зоны вследствие своих геометрических характеристик оказывает пренебрежимо малое влияние на тепловой режим ограждающих конструкций (пола, потолка и стен).

Математическая модель процесса нагрева помещения с помощью ГИИ при наличии в помещении локальной зоны, образованной временными ограждающими конструкциями в виде ширма

Сделанные допущения позволяют скорректировать систему (1)–(4) с помощью добавления уравнения для определения температуры T_{g_lz} воздуха, выделенного временными ограждающими конструкциями локального объема, массой M_{g_lz} и включения в уравнения соотношения, определяющего обмен массой между локальным выделенным объемом и остальным помещением G_{g_lz} :

$$c_{p_g} M_{g} \frac{dTg}{d\tau} = Qg + c_{p_g} Gv(Tv - Tg) - \alpha g(Tg - Ts)F_{\Sigma_s} + Qg_lz, \quad (8)$$

$$c_{p_g} M_{g_lz} \frac{dTg_lz}{d\tau} = Qgs - \alpha g(Tg_lz - Ts)F_{s_lz} - Qg_lz, \quad (9)$$

$$\sum_i (c_{si} Ms_i) \frac{dT_s}{d\tau} = Qs + \alpha g(Tg - Ts)F_{\Sigma_s} - \sum_j [\alpha_{s_out_j} (Ts - T_{out_j}) F_{s_out_ji}], \quad (10)$$

$$Qg_lz = c_{p_g} G_{g_lz} (Tg_lz - Tg), \quad (11)$$

$$Tg(0) = Ts(0) = Tg_lz(0) = Tn. \quad (12)$$

Для определенности величина η_{g_s} рассчитывается с использованием углового коэффициента φ_{Tb} для системы излучающих поверхностей, схематично

представленной на рис. 6, и степени черноты поверхности ϵ_{Tb} :

$$\eta_{g_s} = \varphi_{Tb} \epsilon_{Tb}. \quad (13)$$

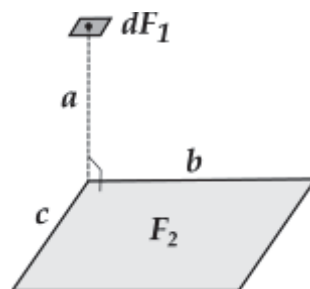


Рис. 6. Схема для определения углового коэффициента для системы ГИИ – горизонтальная панель (стол)
 Fig. 6. Scheme for determining the angular coefficient for the system gas infrared heater (GIH) – horizontal panel (table)

Значение φ_{Tb} , в соответствии с [16–19], определяется соотношением:

$$\varphi_{Tb} = \frac{1}{2\pi} \left[\frac{B}{\sqrt{1+B^2}} \operatorname{ctg} \left(\frac{C}{\sqrt{1+B^2}} \right) + \frac{C}{\sqrt{1+C^2}} \operatorname{ctg} \left(\frac{B}{\sqrt{1+C^2}} \right) \right], \quad (14)$$

где $B=b/a$, $C=c/a$.

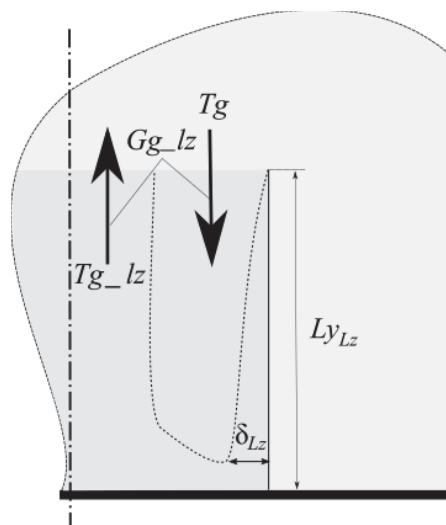


Рис. 7. Схема для определения параметров массообмена между выделенной локальной областью и остальным объемом помещения

Fig. 7. Scheme for determining the parameters of mass transfer between the selected local area and the premise volume

Считается, что за счет увлечения потока термогравитационной конвекции вдоль стенок, ограничивающих локальную область, сверху поступает воздух с температурой Tg , который вытесняет точно такую же массу воздуха с температурой Tg_lz из локального объема в общий объем помещения. Величина потока массы G_{g_lz} определяется с использованием значений плотности газа

ρ_g , средней скорости термогравитационного течения \bar{W} по толщине слоя, вовлеченного в конвекцию, δ_{Lz} и периметра локальной области в Π_{Lz} (рис. 7):

$$Gg_{-lz} = \rho_g \bar{W} \delta_{Lz} \Pi_{Lz}. \quad (15)$$

В соответствии с известным решением задачи Нуссельта, применяемым при моделировании свободной конвекции, пленочного кипения и конденсации относительно вертикальной поверхности, необходимые величины для (15) определяются в соответствии с соотношениями [21, 25–28]:

$$\bar{W} = \frac{\rho_g g \theta_{Lz} (\delta_{Lz})^2}{T_g \mu_g}, \quad \delta_{Lz} = 4,23 \sqrt[4]{\frac{\lambda_g T_g \mu_g L_{yLz}}{c_{p-g} (\rho_g)^2 g \theta_{Lz}}}. \quad (16)$$

С учетом (16) соотношение (15) записывается следующим образом:

$$Gg_{-lz} = 1,89 \sqrt[4]{\left(\frac{\lambda_g L_{yLz}}{c_{p-g}}\right)^3 \frac{(\rho_g)^2 g \theta_{Lz}}{T_g \mu_g}} \Pi_{Lz}. \quad (17)$$

В соотношениях (15)–(17) используются: плотность газа $\rho_g = \frac{P_g}{Rg \cdot Tg}$, температурный напор между локальной областью и остальным объемом помещения $\theta_{Lz} = |Tg_{-lz} - Tg|$, высота стен, ограничивающих локальную область L_{yLz} (рис. 7).

Результаты численного моделирования нагрева помещения при наличии огражденной ширмами локальной зоны

Для математического моделирования в соответствии с системой (8)–(12) и соотношениями (13)–(17) в использованном выше помещении непосредственно под ГИИ размещаются прозрачные стены для лучистого теплового потока, которые образуют локальный объем размерами: ширина (L_{yLx})×высота (L_{yLz})×глубина (L_{yLx})=3×2×2 м. В данном объеме непосредственно под ГИИ на расстоянии по высоте 2,2 м размещается горизонтальная поверхность размерами 1,2×1,0 м со степенью черноты 0,5, которая обеспечивает передачу части падающего на нее лучистого теплового потока путем конвективной теплоотдачи в локальный объем. В соответствии с (13), (14) $\eta_{g-s} = 0,151$. Результаты математического моделирования представлены на рис. 8, 9.

Для сравнения на рис. 10 представлены результаты моделирования изменения температуры в помещении без выделения локального объема.

Как показывает анализ результатов, приведенных на рис. 8–10, возможность свободного обмена массой воздуха с остальным помещением привело к тому, что тепловая инерционность нагреваемой системы с появлением выделенной локальной зоны практически не изменилась. Это утверждение следует из того факта, что время существенного нарастания температуры воздуха остается постоянным. Но влияние выделения с помощью временных ограждающих конструкций объема воздуха проявляется в том, что температура этого объема возрастает до величины примерно на 3 °С больше за счет сокращения доли тепловых потерь в

ограждающие конструкции в данном объеме, так как непосредственно для данного объема эти потери обеспечиваются наличием пола. Существенно не изменились общие потери теплоты, поэтому величина и динамика изменения температуры общего помещения практически соответствует показателям расчетов для случая отсутствия выделенного локального объема.

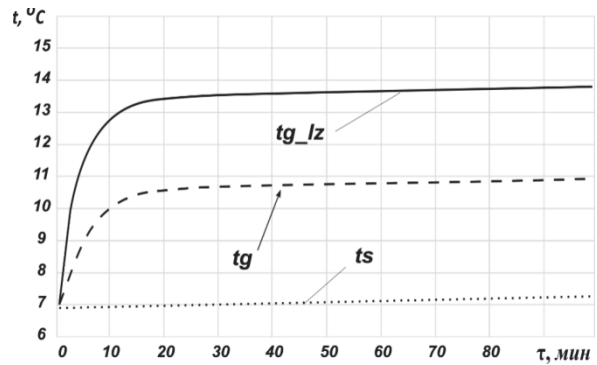


Рис. 8. Динамика изменения во времени температур газа tg_{new} , локального объема tg_{lznew} и ограждающих конструкций ts_{new} . Начальный участок работы ГИИ

Fig. 8. Dynamics of change in time of gas temperature tg_{new} , local volume tg_{lznew} and enclosing structures ts_{new} . The initial site of GIH operation

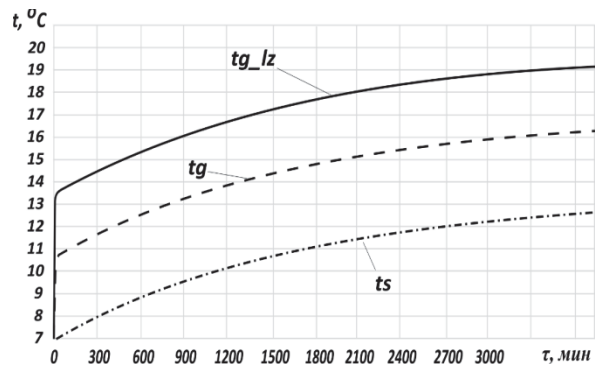


Рис. 9. Динамика изменения во времени температур газа в помещении tg , в локальном объеме tg_{lz} и ограждающих конструкциях ts

Fig. 9. Dynamics of gas temperatures in the premise tg , local volume tg_{lz} and enclosing structures ts change in time

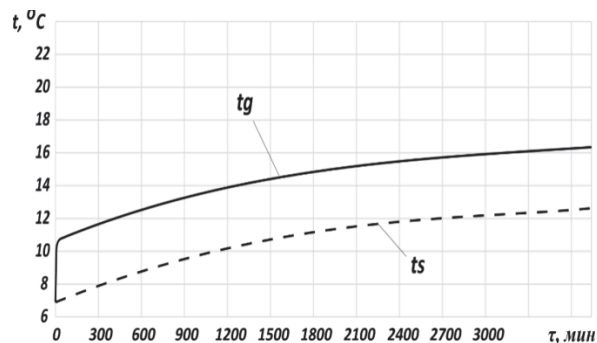


Рис. 10. Динамика изменения во времени температур газа tg и ограждающих конструкций ts

Fig. 10. Dynamics of change in time of gas temperatures tg and enclosing structures ts

На рис. 11, 12 представлена динамика тепловых потоков, которая обуславливает изменение температуры в областях (рис. 8, 9). Картина отопления дополняется постоянными значениями тепловых потоков, приходящих непосредственно в воздушную среду: в помещении ($Q_g=2150$ Вт), локальный объем ($Q_{gs}=430,97$ Вт).

До 13 минуты приход теплоты через вентиляцию больше, чем уход из помещения за счет большей температуры приходящего газа, поэтому на рис. 11, 12 реальные значения Q_{ven} отсчитываются с этого момента. Суммарный тепловой поток Q_{sum} изменяется значительно в первые 40 минут с 2160 до ~17 Вт. Далее изменение происходит медленно и к 60 часу падает до ~1,7 Вт. Таким образом, как и в случае отсутствия локальной области, время установления квазистационарного режима обогрева помещения составляет 30–40 минут.

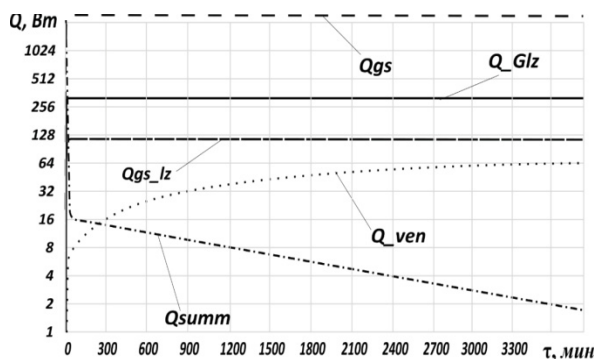


Рис. 11. Динамика тепловых потоков: суммарный в газ Q_{sum} , модуль уходящего с вентиляцией Q_{ven} , уходящего с теплопередачей в ограждающие конструкции в помещении Q_{gs} и локальной зоне Q_{gs_lz} , при теплообмене в результате массообмена локальной зоны и остального помещения Q_Glz

Fig. 11. Dynamics of heat flows: total heat flow into gas Q_{sum} , module of outgoing heat flow with ventilation Q_{ven} , outgoing heat flow by heat transfer to enclosing structures in the premise Q_{gs} and local zone Q_{gs_lz} , during heat transfer as a result of mass transfer of the local zone and the premise Q_Glz

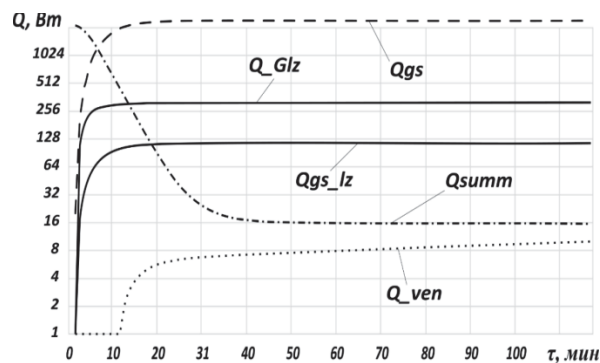


Рис. 12. Динамика тепловых потоков: суммарный в газ Q_{sum} , модуль уходящего с вентиляцией Q_{ven} , уходящего с теплопередачей в ограждающие конструкции в помещении Q_{gs} и локальной зоне Q_{gs_lz} , при теплообмене в результате массообмена локальной зоны и остального помещения Q_Glz . Начальный участок работы ГИИ

Fig. 12. Dynamics of heat flows: total heat flow into gas Q_{sum} , module of outgoing heat flow with ventilation Q_{ven} , outgoing heat flow by heat transfer to enclosing structures in the premise Q_{gs} and local zone Q_{gs_lz} , during heat transfer as a result of mass transfer of the local zone and the premise Q_Glz . The initial site of GIH operation

Представленные результаты удовлетворительно согласуются с результатами расчетов, полученных авторами данной статьи при моделировании обогрева рассматриваемого помещения в рамках нестационарного плоского двухмерного подхода [5, 6, 23, 24], представленных на рис. 13, 14. Как показывает анализ результатов, представленных в виде полей температур, установившихся в расчетах к 60 минуте обогрева (рис. 13), наличие только абсолютно прозрачных для теплового излучения временных ограждающих конструкций (ширм) крайне незначительно сказалось на изменении в сторону повышения средней по всему помещению температуры (рис. 13, а, б). В то же время наличие в локальной зоне излучающей горизонтальной поверхности (рис. 13, в) существенно изменило среднюю температуру этой локальной зоны и за счет массообмена повлияло, хоть и не так значительно, на среднюю температуру всего помещения.

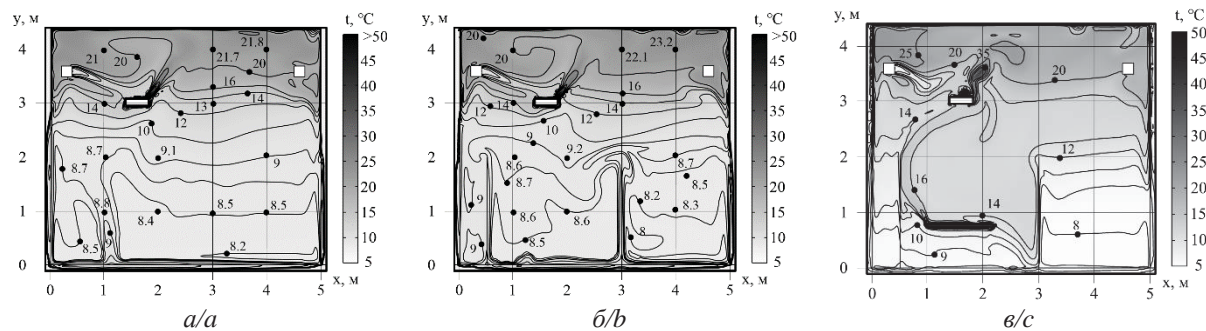


Рис. 13. Расчетные поля температуры, установившиеся к 60 минуте процесса обогрева в помещении: а) без ширм и стола; б) при наличии абсолютно прозрачных ширм, но без стола; в) при наличии абсолютно прозрачных ширм и стола внутри локальной зоны

Fig. 13. Estimated temperature fields established by the 60th minute of the heating process in the premise: а) without screens and a table; б) with absolutely transparent screens, but without a table; в) with absolutely transparent screens and a table inside the local area

Анализ приведенных на рис. 14 расчетных полей скоростей, соответствующих тем же условиям, что и для расчетных полей температур (рис. 13), показывает вполне очевидный факт существенного влияния на кинематику движения воздуха наличия ширм и стола. В отсутствие стола различие между температурами локальной зоны и остального помещения обуславливает незначительные скорости движения воздуха внутри локальной зоны, в то время как присутствие

существенно нагревающейся поверхности горизонтальной панели интенсифицирует процессы термогравитационной конвекции, а влияние вентиляционного потока воздуха способствует образованию обширной зоны рециркуляционного течения над поверхностью стола, сдвигающей поднимающийся поток к левой ширме, что не совсем соответствует схеме движения на рис. 7.

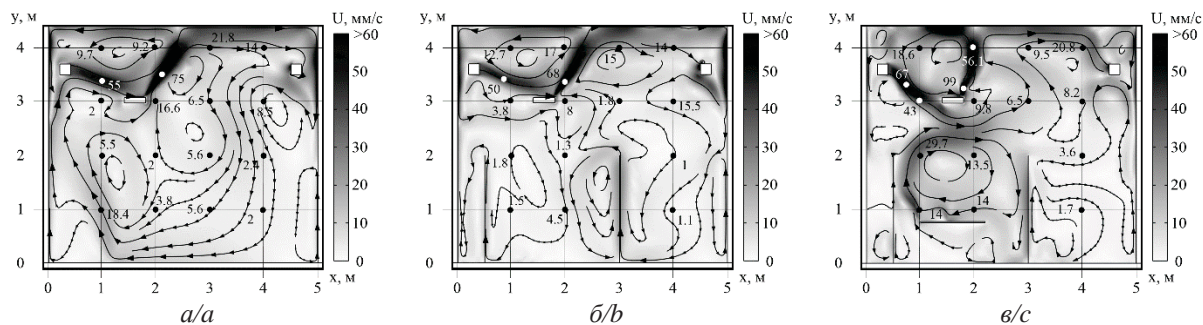


Рис. 14. Расчетные поля скорости, установившиеся к 60 минуте процесса обогрева в помещении: а) без ширм и стола; б) при наличии абсолютно прозрачных ширм, но без стола; в) при наличии абсолютно прозрачных ширм и стола внутри локальной зоны

Fig. 14. Estimated velocity fields established by the 60th minute of the heating process in the premise: a) without screens and a table; b) with absolutely transparent screens, but without a table; c) with absolutely transparent screens and a table inside the local area

Однако проведенные оценки массообменных потоков, определенных по соотношениям (16), (17), вполне удовлетворительно соответствуют расчетам, результаты которых приведены на рис. 14.

Заключение

Проведен анализ степени использования лучистого теплового потока от ГИИ для повышения энергоэффективности отопительных систем. Анализ проведен с использованием математического моделирования на основе 0D и 2D подходов. Для верификации результатов математического моделирования привлекаются обобщения температурных измерений темпов нагрева воздуха помещения. Изменение степени использования лучистого теплового потока от ГИИ достигается применением дополнительных излучающих поверхностей, передающих

с помощью конвективной теплоотдачи в окружающий их воздух помещения попадающую на них долю радиационного теплового потока от ГИИ, и образованием локальных зон теплового комфорта с помощью временных ограждающих конструкций в виде ширм. Определенные в процессе расчетов максимальные значения осредненных температур воздуха и локальных зон в зависимости от условий использования лучистого теплового потока от ГИИ и динамика достижения этих значений температур дают возможность при проектировании отопительных систем выбрать наиболее предпочтительный подход для получения максимально возможного уровня энергоэффективности.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского Научного Фонда (проект № 20-19-00226).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Повышение коэффициента полезного действия лучистой системы отопления с применением в качестве отопительных приборов «светлых» газовых инфракрасных излучателей / Н.И. Куриленко, М.Н. Чекардовский, Л.Ю. Михайлова, А.Н. Ермолаев // Инженерный вестник Дона. – 2015. – Т. 38. – № 4. – С. 73–82.
2. Редько А.Ф., Болотских Н.Н. Совершенствование систем отопления производственных помещений газовыми трубчатыми инфракрасными нагревателями // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2010. – Т. 74. – № 4. – С. 36–47.
3. Development of a new infrared heater based on an annular cylindrical radiant burner for direct heating applications / A. Maznoy, A. Kiryashkin, N. Pichugin, S. Zambalov, D. Petrov // Energy. – 2020. – V. 204. – Article number 117965.
4. A nano-photonic filter for near infrared radiative heater / H. Wang, S. Kaur, M. Elzouka, R. Prasher // Applied Thermal Engineering. – 2019. – V. 153. – P. 221–224.
5. Numerical modeling of heat transfer in a large room with a working gas infrared emitter / G.V. Kuznetsov, V.I. Maksimov, T.A. Nagornova, B.V. Borisov // Journal of Physics: Conference Series. – 2020. – V. 1675. – Article number 012074.
6. Experimental and numerical study of heat transfer in production area heated by gas infrared source / G.V. Kuznetsov, N.I. Kurilenko, V.I. Maksimov, T.A. Nagornova // International Journal of Thermal Sciences. – 2020. – V. 154. – Article number 106396.
7. Экспериментальное исследование системы отопления с инфракрасными излучателями / В.В. Бухмиров, Ю.С. Солнышкова, М.В. Пророкова, Н.Н. Болотских // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2011. – № 3. – С. 12–16.
8. Fallah M., Medghalchi Z. Proposal of a new approach for avoiding anti-insulation in residential buildings by considering occupant's comfort condition // Thermal Science and Engineering Progress. – 2020. – V. 20. – Article number 100721.
9. Goyal S., Barooah P. A method for model-reduction of non-linear thermal dynamics of multi-zone buildings // Energy and Buildings. – 2012. – V. 47. – P. 332–340.
10. A real industrial building: modeling, calibration and Pareto optimization of energy retrofit / F. Ascione, N. Bianco, T. Iovane,

- G.M. Mauro, D.F. Napolitano, A. Ruggiano, L. Viscido // Journal of Building Engineering. – 2020. – V. 29. – Article number 101186.
11. Gourlis G., Kovacic I. Building information modelling for analysis of energy efficient industrial buildings – a case study // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2017. – V. 68. – P. 953–963.
 12. Kapp S., Choi J., Hong T. Predicting industrial building energy consumption with statistical and machine-learning models informed by physical system parameters // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2023. – V. 172. – Article number 113045.
 13. Model predictive approaches for cost-efficient building climate control with seasonal energy storage / S.O. Weber, M. Oei, M. Linder, M. Böhm, P. Leistner, O. Sawodny // Energy and Buildings. – 2022. – V. 270. – Article number 112285.
 14. Touretzky C.R., Baldea M. Nonlinear model reduction and model predictive control of residential buildings with energy recovery // Journal of Process Control. – 2014. – V. 24. – Iss. 6. – P. 723–739.
 15. Kurilenko N.I., Kurilenko E.Yu., Mamontov G.Ya. New approach to microclimate parameter selection for the production area with heat supply systems based on gas infrared radiators // EPJ Web of Conferences. – 2016. – V. 110. – Article number 01033
 16. Уонг Х. Основные формулы и данные по теплообмену для инженеров. Справочник. – М.: Атомиздат, 1979. – 216 с.
 17. Справочник по теплообменникам: В 2х т. / пер. с англ. под ред. О.Г. Мартыненко и др. – М.: Энергоиздат, 1987. – 352 с.
 18. Bergman T.L., Lavine A.S., Incropera F.P. Fundamentals of heat and mass transfer. – USA: John Wiley & Sons, Incorporated, 2011. – 992 p.
 19. Григорьев В.А. и др. Теоретические основы теплотехники. Теплотехнический эксперимент. Справочник / под общ. ред. чл.-корр. АН СССР В.А. Григорьева, В.М. Зорина. – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 512 с.
 20. Кулинченко В.Р. Справочник по теплообменным расчетам. – Киев: Техника, 1990. – 165 с.
 21. Исаченко В.П., Осипова В.А., Сукомел А.С. Теплопередача. 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1975. – 488 с.
 22. Numerical analysis of the equipment position influence on the premises thermal regime under gas infrared emitter operation and mixed convection conditions / B.V. Borisov, G.V. Kuznetsov, V.I. Maksimov, T.A. Nagornova, A.V. Vyatkin // Journal of Physics: Conference Series. – 2021. – V. 2119. – Article number 012092.
 23. Thermal conditions of the local working area heated by a gas infrared heater under the mixed convection state / B.V. Borisov, V.I. Maksimov, T.A. Nagornova, A.V. Vyatkin // Journal of Physics: Conference Series. – 2022. – V. 2211. – Article number 012022.
 24. Анализ преимуществ систем обеспечения теплового режима локальных рабочих зон на основе газовых инфракрасных излучателей по сравнению с традиционными конвективными системами отопления / В.И. Максимов, Т.А. Нагорнова, Н.И. Куриленко, И.В. Волошко // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 9. – С. 128–141.
 25. Лабунцов Д.А. Физические основы энергетики. Избранные труды по теплообмену, гидродинамике, термодинамике. – М.: Изд-во МЭИ, 2000. – 388 с.
 26. Дж. Бэтчелор. Введение в динамику жидкости. – М.: Изд-во «Мир», 1973. – 760 с.
 27. Цветков Ф.Ф., Григорьев Б.А. Тепломассообмен. 2-е изд., испр. и доп. – М.: Изд-во МЭИ, 2005. – 550 с.
 28. Теория теплообмена / С.И. Исаев, И.А. Кожин, В.И. Кофанов и др. / под ред. А.И. Леонтьева. – М.: Высшая Школа, 1979. – 495 с.

Поступила: 11.11.2022 г.

Дата рецензирования: 06.12.2022 г.

Информация об авторах

Борисов Б.В., доктор физико-математических наук, профессор НОЦ И.Н. Бутакова Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Вяткин А.В., аспирант НОЦ И.Н. Бутакова Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Максимов В.И., кандидат технических наук, доцент НОЦ И.Н. Бутакова Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Нагорнова Т.А., кандидат технических наук, доцент НОЦ И.Н. Бутакова Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Салагаев С.О., магистрант НОЦ И.Н. Бутакова Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 62-6

ANALYSIS OF ENERGY EFFICIENCY INCREASING RANGES FOR GAS INFRARED HEATER

Boris V. Borisov¹,
bvborisov@tpu.ru

Alexander V. Vyatkin¹,
avv47@tpu.ru

Vyacheslav I. Maksimov¹,
elf@tpu.ru

Tatiana A. Nagornova¹,
tania@tpu.ru

Semen O. Salagaev¹,
sos11@tpu.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

Relevance. The article is devoted to the analysis of space heating systems using a light-type gas infrared emitter. For the effective application of these systems, appropriate recommendations for their use are formulated. In this relation the authors carry out a mathematical analysis of the dynamics of changes in time of averaged temperature values by the volume of the room, by the volume of enclosing structures (floor, ceiling, walls), by the volume of the local zone formed by temporary enclosing structures (screens). The temperature regime of the local zone formed by temporary enclosing structures in the form of screens is analyzed. The maximum temperatures of the average temperatures of the room and the local zone are determined for various modes of using the radiant heat flux.

Purpose: to analyze methods and ranges for increasing the energy efficiency of heating systems using a high-intensity gas infrared heater.
Objects: heating system using high-intensity gas infrared heater.

Methods: mathematical model of the process using averaged temperatures over the premise volume, over the volume of enclosing structures (floor, ceiling, walls), experimental determination of the temperature field, mathematical modeling based on a two-dimensional approach.

Results. The paper introduces the calculations results of the temperatures average values dynamics of the premise air, enclosing structures and local zone air, the maximum values of temperatures and the dynamics in time of heat flows involved in premise heating. A comparative analysis of the average premise temperature calculations with experimental temperature measurements and numerical simulation in a two-dimensional formulation is given. Based on the results of the analysis, directions for increasing the energy efficiency of heating systems based on gas infrared heater are formulated.

Key words:

gas infrared heater, energy efficiency, radiant heat flux, convective heat transfer, heat loss through the enclosing structures.

This work is supported by the Russian Science Foundation (grant no. 20-19-00226).

REFERENCES

1. Kurilenko N.I., Chekardovskiy M.N., Mikhaylova L.Yu., Ermolaev A.N. Povyshenie koeffitsienta poleznogo deystviya luchistoy sistemy otopeniya s primeneniem v kachestve otopitelnykh priborov svetlykh gazovykh infrakrasnykh izluchateley [Increasing the efficiency of a radiant heating system with the use of «light» gas infrared emitters as heating devices]. *Inzhenerny vestnik Dona*, 2015, no. 4 (38), p. 73–82.
2. Redko A.F., Bolotskikh N.N. Sovershenstvovanie sistem otopeniya proizvodstvennykh pomeshcheniy gazovymi trubchatymi infrakrasnymi nagrevatelyami [Improving heating systems for industrial premises with gas tubular infrared heaters]. *Energoberezhenie. Energetika. Energoaudit*, 2010, vol. 74, no. 4, pp. 36–47.
3. Maznoy A., Kirdyashkin A., Pichugin N., Sergey Z., Petrov D. Development of a new infrared heater based on an annular cylindrical radiant burner for direct heating applications. *Energy*, 2020, vol. 204, Article number 117965.
4. Wang H., Kaur S., Elzouka M., Prasher R. A nano-photonic filter for near infrared radiative heater. *Applied Thermal Engineering*, 2019, vol. 153, pp. 221–224.
5. Kuznetsov G.V., Maksimov V.I., Nagornova T.A., Borisov B.V. Numerical modeling of heat transfer in a large room with a working gas infrared emitter. *Journal of Physics: Conference Series*, 2020, vol. 1675, Article number 012074.
6. Kuznetsov G.V., Kurilenko N.I., Maksimov V.I., Nagornova T.A. Experimental and numerical study of heat transfer in production area heated by gas infrared source. *International Journal of Thermal Sciences*, 2020, vol.154, Article number 106396.
7. Bukhmirov V.V., Solnyshkova Yu.S., Prorokova M.V., Bolotskikh N.N. Experimental research of heating system with infrared emitters. *Bulletin of the Ivanovo State Power Engineering University*, 2011, no. 3, pp. 12–16. In Rus.
8. Fallah M., Medghalchi Z. Proposal of a new approach for avoiding Anti-Insulation in residential buildings by considering occupant's comfort condition. *Thermal Science and Engineering Progress*, 2020, vol. 20, Article number 100721.
9. Goyal S., Barooah P. A method for model-reduction of non-linear thermal dynamics of multi-zone buildings. *Energy and Buildings*, 2012, vol. 47, pp. 332–340.
10. Ascione F., Bianco N., Iovane T., Mauro G.M., Napolitano D.F., Ruggiano A., Viscido L. A real industrial building: Modeling, calibration and Pareto optimization of energy retrofit. *Journal of Building Engineering*, 2020, vol. 29, Article number 101186.
11. Gourlis G., Kovacic I. Building information modelling for analysis of energy efficient industrial buildings – a case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, vol. 68, pp. 953–963.
12. Kapp S., Choi J., Hong T. Predicting industrial building energy consumption with statistical and machine-learning models in-

- formed by physical system parameters. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2023, vol. 172, Article number 113045.
13. Weber S.O., Oei M., Linder M., Böhm M., Leistner P., Sawodny O. Model predictive approaches for cost-efficient building climate control with seasonal energy storage. *Energy and Buildings*, 2022, vol. 270, Article number 112285.
 14. Touretzky C.R., Baldea M., Nonlinear model reduction and model predictive control of residential buildings with energy recovery. *Journal of Process Control*, 2014, vol. 24, no. 6, pp. 723–739.
 15. Kurilenko N.I., Kurilenko E.Yu., Mamontov G.Ya. New approach to microclimate parameter selection for the production area with heat supply systems based on gas infrared radiators. *EPJ Web of Conferences*, 2016, vol. 110, Article number 01033.
 16. Wong H. *Osnovnye formuly i dannye po teploobmenu dlya inzhenerov* [Basic formulas and data on heat transfer for engineers]. Moscow, Atomizdat Publ., 1979. 216 p.
 17. *Spravochnik po teploobmennikam* [Handbook of heat exchangers]. Translated from English. Ed. by O.G. Martynenko. Moscow, Energoizdat Publ., 1987. 352 p.
 18. Bergman T.L., Lavine A.S., Incropera F.P. *Fundamentals of heat and mass transfer*. USA, John Wiley & Sons, Incorporated, 2011. 992 p.
 19. Grigorev V.A. *Teoreticheskie osnovy teplotekhniki. Teplootekhnicheskiy eksperiment. Spravochnik* [Theoretical foundations of heat engineering. Thermal engineering experiment. Handbook]. Eds. V.A. Grigorev, V.M. Zorina. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1982. 512 p.
 20. Kulinchenko V.R. *Spravochnik po teploobmennym raschetam* [Handbook of heat transfer calculations]. Kiev, Tekhnika Publ., 1990. 165 p.
 21. Isachenko V.P., Osipova V.A., Sukomel A.S. *Teploperedacha* [Heat transfer]. Moscow, Energiya Publ., 1975. 488 p.
 22. Borisov B.V., Kuznetsov G.V., Maksimov V.I., Nagornova T.A., Vyatkin A.V. Numerical analysis of the equipment position influence on the premises thermal regime under gas infrared emitter operation and mixed convection conditions. *Journal of Physics: Conference Series*, 2021, vol. 2119, Article number 012092.
 23. Borisov B.V., Maksimov V.I., Nagornova T.A., Vyatkin A.V. Thermal conditions of the local working area heated by a gas infrared heater under the mixed convection state. *Journal of Physics: Conference Series*, 2022, vol. 2211, Article number 012022.
 24. Maksimov V.I., Nagornova T.A., Kurilenko N.I., Voloshko I.V. Advantage analysis of systems for ensuring local working zones thermal conditions based on gas infrared emitters in comparison with traditional convective heating systems. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 9, pp. 128–141. In Rus.
 25. Labuncov D.A. *Fizicheskie osnovy energetiki. Izbrannye trudy po teploobmenu, gidrodinamike, termodinamike* [Physical foundations of energy. Selected works on heat transfer, hydrodynamics, thermodynamics]. Moscow, MPEI Publ. house, 2000. 388 p.
 26. Betchelor Dzh. *Vvedenie v dinamiku zhidkosti* [Introduction to fluid dynamics]. Moscow, Mir Publ., 1973. 760 p.
 27. Cvetkov F.F., Grigorev V.A. *Teplomassoobmen* [Heat and mass transfer]. Moscow, MPEI Publ. house, 2005. 550 p.
 28. Isaev S.I., Kozhinov I.A., Kofanov V.I. *Teoriya teploobmena* [Theory of heat transfer]. Ed. by A.I. Leontiev. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 1979. 495 p.

Received: 11 November 2022.

Reviewed: 6 December 2022.

Information about the authors

Boris V. Borisov, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Alexander V. Vyatkin, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Vyacheslav I. Maksimov, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Tatiana A. Nagornova, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Semen O. Salagaev, undergraduate, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 622.276.66.013

ОБОСНОВАНИЕ ПРОГНОЗНОЙ ВЕЛИЧИНЫ ПРИРОСТА ДЕБИТА НЕФТИ ПОСЛЕ ПРИМЕНЕНИЯ ГТМ С ПОМОЩЬЮ СТАТИСТИЧЕСКОГО МЕТОДА

Галкин Владислав Игнатьевич¹,
vgalkin@pstu.ru

Колтырин Артур Николаевич²,
Artur.Koltyrin@pnn.lukoil.com

¹ Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
Россия, 614066, г. Пермь, Комсомольский пр., 29.

² ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в городе Перми,
Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3а.

Актуальность. Большинство месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» находятся на завершающей стадии разработки, и на них выполняется большое количество геолого-технических мероприятий. В условиях высокой выработки запасов, обводнения скважин и снижения пластового давления необходимо обосновывать плановые показатели после геолого-технических мероприятий на новом уровне.

Цель: разработка алгоритма определения оптимальной величины прироста дебита нефти по технологиям интенсификации.

Объекты: данные по использованию геолого-технических мероприятий; пропантного ГРП, радиального бурения и кислотных обработок на карбонатном ВЗВ4 объекте Батырбайского месторождения.

Методы: анализ данных по оценке эффективности геолого-технических мероприятий: пропантного ГРП радиального бурения и кислотных обработок с помощью использования регрессионного анализа.

Результаты. Предложен алгоритм определения оптимальной величины прироста дебита нефти по технологиям интенсификации с помощью регрессионного анализа. Рассчитана комплексная вероятность по геолого-техническим мероприятиям: радиальное бурение, кислотная обработка и гидравлический разрыв пласта. По построенным распределениям комплексной вероятности удалось определить граничные условия применения технологий, тем самым подтвердить экономическую составляющую в обосновании приростов дебитов нефти. При сопоставлении эффективности нескольких технологий удалось определить наиболее перспективную для карбонатного объекта. Выполнен анализ свободных членов комплексных вероятностей технологий регрессионных уравнений. На каждом диапазоне приростов дебитов нефти принимает участие комплексная вероятность по определенной технологии. Изменение характера распределения значений коэффициентов позволило выявить площадное распространение эффективности. Таким образом, предложенный алгоритм позволил не только статистически обосновать оптимальную величину прироста дебита нефти для объекта разработки, но и оценить эффективность каждой технологии и построить схему прогноза эффективности.

Ключевые слова:

пропантный ГРП, радиальное бурение, кислотная обработка, прирост дебита нефти, вероятностные модели, регрессионный анализ, эффективность, прогнозирование.

Введение

Применение геолого-технических мероприятий (ГТМ) в добывающих скважинах является эффективным методом получения дополнительной добычи нефти [1–4]. Определение оптимальной прогнозной величины прироста дебита нефти $q_{н.прогноз}^{ГТМ}$ после применения технологий пропантного ГРП, радиального бурения (РБ) и кислотных обработок (КО) играет важнейшую роль в процессах стратегического планирования. По состоянию на 2022 г. разработано и применяется достаточно много математических методов анализа данных и оценки эффективности планируемых ГТМ [5–16]. В работе выполнена оценка оптимальной величины начального прироста дебита нефти после применения технологий ГРП, РБ и КО на нефтяном месторождении Пермского края с помощью пошагового регрессионного анализа. Пошаговый регрессионный анализ выполнялся на исходных геологических и технологических данных (26 параметров) для карбонатного объекта ВЗВ4 за 2014–2021 гг.

По состоянию на 01.01.2022 г. на карбонатном объекте ВЗВ4 выполнено 79 операций пропантного ГРП. На объекте для интенсификации добычи нефти с меньшей эффективностью применяются дополнительно технологии: РБ и КО призабойной зоны скважины. По состоянию на 01.01.2022 г. на объекте выполнено 48 операций РБ и 29 операций КО. На нефтяных месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» экономически обоснованным применением технологии пропантного ГРП является величина прироста дебита нефти – 7 т/сут. Для технологии РБ экономически обоснованной является величина 5 т/сут, для КО – 3 т/сут.

Описание разработанной методики

Для оценки влияния разработанных многоуровневых вероятностных моделей по технологиям: пропантный ГРП, РБ и КО [17–19], вычислим комплексную вероятность по следующей формуле:

$$P_{\text{комп}} = \frac{P_{\text{РК}}}{P_{\text{РК}} + P_{(1-P_{\text{РК}})}}$$

где P_k – комплексные вероятности, полученные для оценки эффективности ГРП, РБ и КО ($P_k^{ГРП}$, $P_k^{РБ}$, $P_k^{КО}$). Изменения значений $P_{комп}$ в зависимости от приростов

дебитов нефти по всем технологиям приведены на рис. 1.

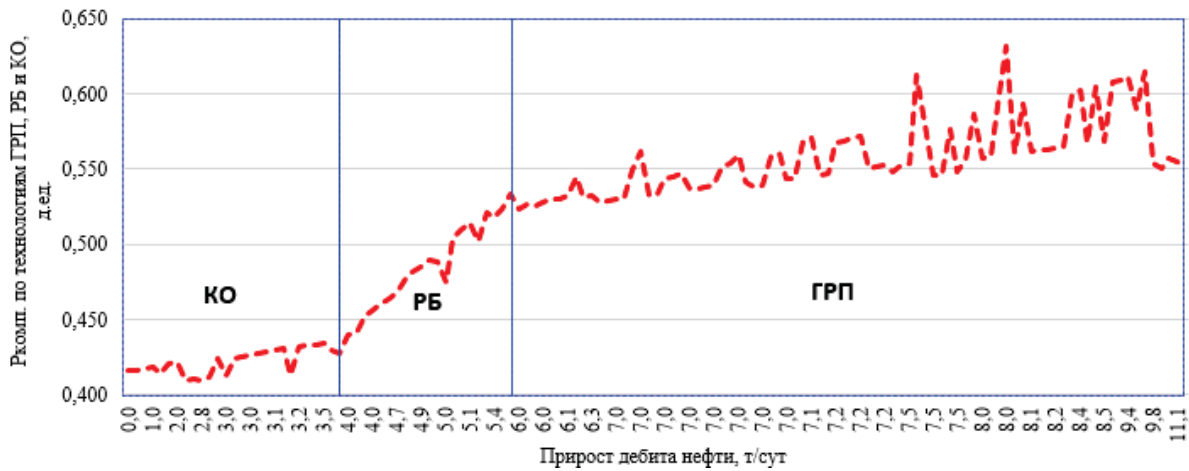


Рис. 1. График изменения значений $P_{комп}$ в зависимости от приростов дебитов нефти

Fig. 1. P_{comp} values change with respect to flow rate increase

На рис. 1 наблюдается, что при увеличении значений $q_{н.факт}^{ГТМ}$ величина $P_{комп}$ закономерно возрастает по достаточно сложной траектории. Анализ данной зависимости показывает, что при низких значениях $q_{н.факт}^{ГТМ} < 4,0$ т/сут комплексная вероятность $P_{комп}$ характеризуется значениями менее 0,45 д. ед. При $4,0 < q_{н.факт}^{ГТМ} < 6,0$ т/сут значения $P_{комп}$ варьируют от 0,44 до 0,54. При $q_{н.факт}^{ГТМ} > 6,0$ т/сут значения $P_{комп}$ повышаются от 0,54 до 0,64. Наблюдаемая зависимость между значениями $P_{комп}$, которые вычислены по ранее разработанным многоуровневым моделям, и фактическими величинами $q_{н.факт}^{ГТМ}$ позволяет нам использовать данную величину для оценки влияния на неё сочетаний вычисленных значений комплексных вероятностей $P_k^{ГРП}$, $P_k^{РБ}$, $P_k^{КО}$. Для оценки влияния сочетания значений $P_k^{ГРП}$, $P_k^{РБ}$, $P_k^{КО}$ на $q_{н.факт}^{ГТМ}$ построим многомерные модели с помощью пошагового регрессионного анализа (ПРА). Возможности использования ПРА для решения аналогичных задач приведены в работе [20]. Для практической реализации данной задачи значения $q_{н.факт}^{ГТМ}$ расположим от $q_{н.факт}^{мин}$ → $q_{н.факт}^{макс}$. Далее построение многомерных уравнений регрессии выполнено по следующей схеме: первое уравнение регрессии строится по четырем минимальным значениям, следующая модель при $n=5$ и так далее до $n=131$. Таким образом построено 128 многомерных моделей.

Анализ построенных моделей показывает, что вероятность $P_k^{ГРП}$ при вычислении значений $P_{комп}$ была использована 103 раза, вероятность $P_k^{РБ}$ – 32 и вероятность $P_k^{КО}$ – 39 раз. На первых шагах построения моделей в интервале 0–3,6 т/сут участвовали только значения вероятности $P_k^{КО}$. При анализе значений $q_{н.факт}^{ГТМ} > 3,9$ т/сут были включены вероятности $P_k^{РБ}$. Отметим, что значения $P_k^{КО}$ были использованы по тем скважинам, где $q_{н.факт}^{ГТМ} < 5,1$ т/сут. Данные по $P_k^{РБ}$ участ-

вовали в построении моделей для прогноза значений $P_{комп}$ до величины 6,3 т/сут. При $q_{н.факт}^{ГТМ} > 6,5$ т/сутки для построения моделей прогноза значений $P_{комп}$ были использованы только $P_k^{ГРП}$. Совместно данные по $P_k^{РБ}$ и $P_k^{ГРП}$ использовались 30 раз в диапазоне 4–6,3 т/сут. Совместно данные по $P_k^{КО}$, $P_k^{РБ}$ и $P_k^{ГРП}$ использовались 13 раз в диапазоне 4–5,1 т/сут. Анализ построенных графиков показывает, что максимальной дифференциацией значений обладает свободный член уравнений регрессии, в пределах которого наблюдается смена знаков коэффициентов: при $q_{н.факт}^{ГТМ} = 3,0$, $q_{н.факт}^{ГТМ} = 5,0$ и $q_{н.факт}^{ГТМ} = 6,5$ т/сут. Таким образом, величины приростов дебитов нефти являются граничными условиями для технологий: пропантного ГРП, РБ и КО. Изменения значений характеристик построенных уравнений регрессии по всем изучаемым данным приведены на рис. 2.

Полученные результаты могут быть использованы для построения схемы эффективности различных ГТМ для карбонатного объекта ВЗВ4 (рис. 3). В центральной части залежи отмечается участок с высокой эффективностью всех проводимых ГТМ (серая зона). В данном районе расположены 13 скважин с приростами дебитов нефти преимущественно от 4,0 до 5,1 т/сут, участвующие в построении регрессионных уравнений. В северной части (зеленая зона) выделяется обширная зона, характерная для высокой эффективности пропантного ГРП. В данном районе расположены скважины, принимающие участие в построении регрессионных уравнений для технологии ГРП. Выделяются две зоны (северная и южная), характерные для более низкой эффективности технологии пропантного ГРП, но высокой эффективности технологий РБ и КО (красная и желтая зоны). Данные скважины принимали участие в расчете приростов дебитов нефти от 1 до 4 т/сут. Расчет комплексной вероятности $P_k^{ГТМ}$ позволил наиболее точно описать и выявить зоны с наибольшей эффективностью ГТМ.

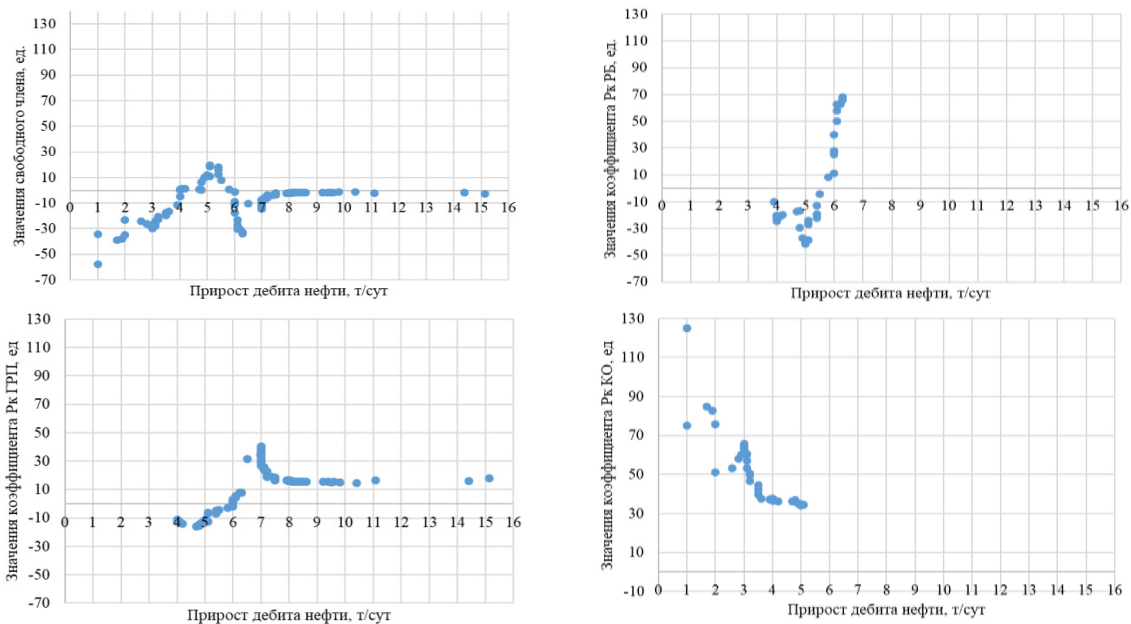


Рис. 2. Изменения свободных членов коэффициентов при R_{k}^{GRP} , R_{k}^{PB} , R_{k}^{KO} в зависимости от $q_{н.факт}^{ГТМ}$

Fig. 2. Changes of free coefficients R_{k}^{HF} , R_{k}^{RD} , R_{k}^{AT} depending on $q_{o, fact}^{WST}$

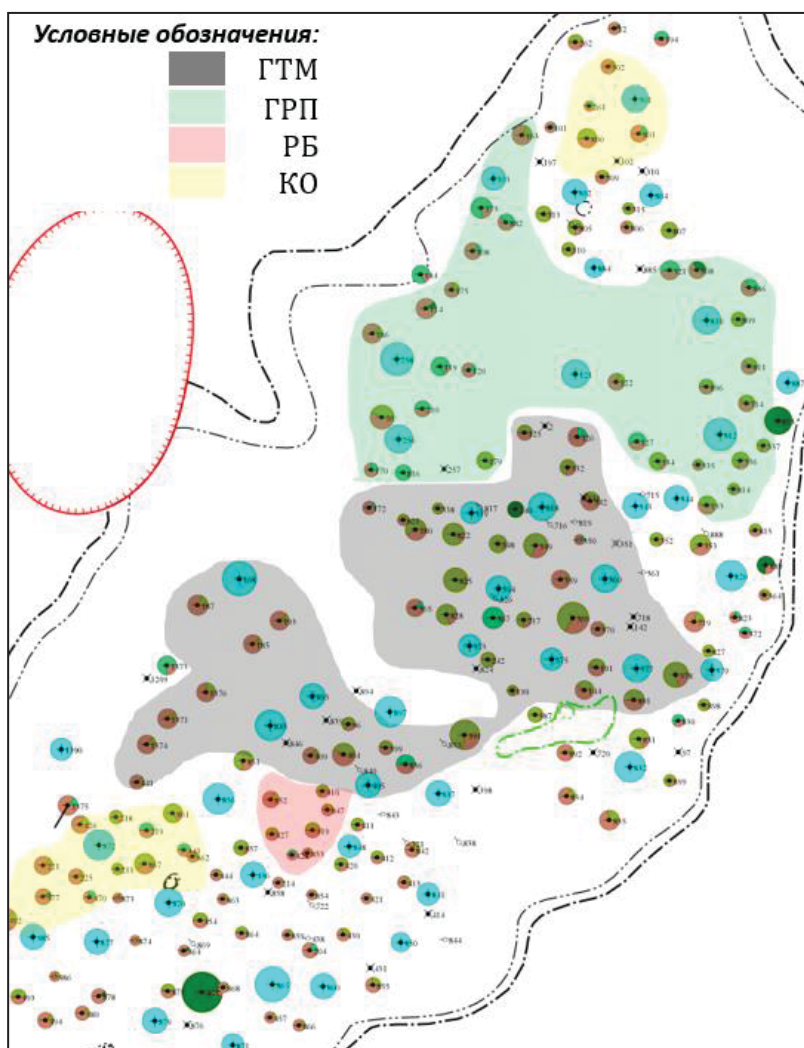


Рис. 3. Схема использования РБ, КО, ГРП

Fig. 3. Pattern of using technology: radial drilling, acid treatment, hydraulic fracturing

Заключение

В работе предложен алгоритм определения оптимальной величины прироста дебита нефти по технологиям интенсификации с помощью регрессионного анализа для карбонатного объекта. Рассчитана комплексная вероятность по технологиям ГТМ: РБ, КО и ГРП. По построенным распределениям комплексной вероятности удалось определить граничные условия применения технологий, тем самым подтвердить экономическую составляющую в обосновании приростов дебитов нефти. При сопоставлении эффективности нескольких технологий удалось определить наиболее

перспективную для объекта. Выполнен анализ свободных членов комплексных вероятностей технологий регрессионных уравнений. На каждом диапазоне приростов дебитов нефти принимает участие комплексная вероятность по определенной технологии. Изменение характера распределения значений коэффициентов позволило выявить площадное распространение эффективности. Таким образом, предложенный алгоритм позволил не только статистически обосновать оптимальную величину прироста дебита нефти для объекта разработки, но и оценить эффективность каждой технологии и построить схему прогноза эффективности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Поплыгин В.В., Поплыгина И.С. Повышение эффективности разработки месторождений Пермского края // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2014. – № 1. – С. 283–285.
2. Распопов А.В., Новокрещенных Д.В. Анализ результатов применения методов интенсификации на карбонатных коллекторах месторождений Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – Т. 13. – № 10. – С. 73–82.
3. Вотинов А.С. Опыт проведения технологии пропантного гидроразрыва пласта при разработке карбонатных залежей нефти Пермского края // Master's Journal. – 2019. – № 2. – С. 26–32.
4. Kochnev A.A., Galkin S.V. Modeling a hydromonitor drilling by predicting the direction of the radial channel taking into account the stress state of the rock mass // 28th Russian Conference on Mathematical Modelling in Natural Sciences AIP Conf. Proc. 2216, 080002-1–080002-6; Perm, 02–05 October, 2019. – V. 2216. – Perm: American Institute of Physics Inc., 2020. – P. 080002. DOI: 10.1063/5.0004270
5. Мухаметшин В.В. Устранение неопределенностей при решении задач воздействия на призабойную зону скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 7. – С. 40–50.
6. Разработка комплексной методики прогноза эффективности геолого-технических мероприятий на основе алгоритмов машинного обучения / А.А. Кочнев, Н.Д. Козырев, О.Е. Кочнева, С.В. Галкин // Георесурсы. – 2020. – Т. 22. – № 3. – С. 79–86.
7. Alimkhanov R., Samoylova I. Application of data mining tools for analysis and prediction of hydraulic fracturing efficiency for the BV8 reservoir of the Povkh Oil Field (Russian) // SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition. – Moscow, Russia, 14–16 October 2014. SPE-171332-RU. DOI: 10.2118/171332-RU
8. Aryanto A., Kasmungin S., Fathaddin F. Hydraulic fracturing candidate-well selection using artificial intelligence approach // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2018. – V. 2. – № 2. – P. 53–59. DOI: 10.33021/jmem.v2i02.322
9. A random forests-based sensitivity analysis framework for assisted history matching / A. Aulia, D. Jeong, I. Mohd Saaid, D. Kania, N.A. El-Khatib // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 181. – Article 106237.
10. Caers J. Geostatistical history matching under training-image based geological model constraints // SPE77429 Annual Technical Conference and Exhibition. – San Antonio, Texas, 29 September – 2 October, 2002. – V. 1. – P. 1–16.
11. Multi-data reservoir history matching for enhanced reservoir forecasting and uncertainty quantification / K. Katterbauer, S. Arango, Sh. Sun, I. Hoteit // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – V. 128. – P. 160–176.
12. Comparison of candidate-well selection mathematical models for hydraulic fracturing / T. Yu, X. Xie, L. Li, W. Wu // Fuzzy Systems & Operations Research and Management. – Cham: Springer, 2015. – V. 367. – P. 289–299. DOI: 10.1007/978-3-319-19105-8_27
13. Ma X., Liu Z. Predicting the oil field production using the novel discrete GM (1, N) model // The Journal of Grey System. – 2015. – V. 27. – Iss. 4. – P. 63–73.
14. Mohaghegh S., Reeves S., Hill D. Development of an intelligent systems approach for restimulation candidate selection // SPE/CERI Gas Technology Symposium. – Calgary, Alberta, Canada, 3–5 April 2000. SPE-59767-MS. DOI: 10.2118/59767-MS
15. Rahmanifard H., Plaksina T. Application of artificial intelligence techniques in the petroleum industry: a review // Artificial Intelligence Review. – 2019. – V. 52. – P. 2295–2318. DOI: 10.1007/s10462-018-9612-8
16. Yanfang W., Salehi S. Refracture candidate selection using hybrid simulation with neural network and data analysis techniques // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2014. – V. 123. – P. 138–146. DOI: 10.1016/j.petrol.2014.07.036
17. Галкин В.И., Колтырин А.Н. Исследование вероятностных моделей для прогнозирования эффективности технологии пропантного гидравлического разрыва пласта // Записки Горного института. – 2020. – Т. 246. – С. 650–659. DOI: 10.31897/PMI.2020.67
18. Галкин В.И., Колтырин А.Н. Разработка методики прогнозирования технологических показателей работы скважин после применения геолого-технических мероприятий // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 7 (619). – С. 18–28.
19. Колтырин А.Н. Разработка методики и оценка эффективности работоспособности вероятностно-статистических моделей для прогнозирования прироста дебита нефти в скважинах после проведения гидроразрыва пласта // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 4 (364). – С. 49–58.
20. Галкин В.И., Казанцев А.С., Колтырин А.Н. Анализ использования пошаговой регрессионной модели прогноза эффективности пропантного ГРП для терригенного объекта Тл-Бб // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 5. – С. 40–46.

Поступила: 22.09.2022 г.

Дата рецензирования: 11.10.2022 г.

Информация об авторах

Галкин В.И., доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой геологии нефти и газа Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Колтырин А.Н., ведущий инженер отдела проектирования и мониторинга методов повышения нефтеотдачи пластов месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИ-Пинефть» в городе Перми.

UDC 622.276.66.013

JUSTIFICATION OF THE PREDICTED VALUE OF OIL FLOW RATE INCREASE AFTER APPLYING WST WITH THE HELP OF THE STATISTICAL METHOD

Vladislav I. Galkin¹,
vgalkin@pstu.ru

Artur N. Koltyrin²,
Artur.Koltyrin@pnn.lukoil.com

¹ Perm National Research Polytechnic University,
29, Komsomolsky avenue, Perm, 614990, Russia.

² PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm,
3a, Permskaya street, Perm, 614015, Russia.

Relevance. A great number of well stimulation technologies are performed on LUKOIL-PERM LLC fields. A lot of fields are in the final stages of development. In conditions of a high degree of recovery of reserves, high water cut and decrease in reservoir pressure it is necessary to justify target well performance indicators on the new level.

The aim of the research is to develop the algorithm for determining the optimal value of oil flow rate increase by technologies of intensification.

Objects: the effectiveness of the proppant hydraulic fracturing, radial drilling, acid treatment at the carbonate V3V4 reservoir of the Batyrbayskoe field.

Methods: regression analysis.

Results. This paper proposes an algorithm for determining the optimal value of oil flow rate increase by technologies of intensification by means of regression analysis. The complex probability for well stimulation technologies: radial drilling, acid treatment and hydraulic fracturing was calculated. By constructed distributions of complex probability, it was possible to determine the boundary conditions of technology application, thereby confirming the economic component in substantiating the increase of oil flow rates. When comparing the effectiveness of several technologies, it was possible to determine the most promising one for a carbonate object. The analysis of free terms of complex probabilities of technologies of regression equations is carried out. At each range of oil flow rate increment complex probability for definite technology is taking part. Changing the character of coefficient values distribution allowed revealing the area distribution of efficiency. Thus, the offered algorithm allowed not only grounding statistically an optimum value of increment of oil flow rate for development object, but also estimating the efficiency of each technology and constructing the scheme of efficiency forecast.

Key words:

proppant hydraulic fracturing, radial drilling, acid treatment, oil production, probabilistic models, regression analysis, efficiency, forecasting.

REFERENCES

1. Poplygin V.V., Poplygina I.S. Improving the efficiency of field development in the Perm region. *Problems of development of deposits of hydrocarbon and ore minerals*, 2014, no. 1, pp. 283–285. In Rus.
2. Raspopov A.V., Novokrescennyh D.V. Analysis of the results of the application of stimulation methods on carbonate reservoirs of fields in the Perm region. *Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil and gas and mining*, 2014, vol. 13, no. 10, pp. 73–82. In Rus.
3. Votinov A.S. Experience in proppant hydraulic fracturing technology in the development of carbonate oil deposits in the Perm region. *Master's Journal*, 2019, no. 2, pp. 26–32. In Rus.
4. Kochnev A.A., Galkin S.V. Modeling a hydromonitor drilling by predicting the direction of the radial channel taking into account the stress state of the rock mass. *28th Russian Conference on Mathematical Modelling in Natural Sciences AIP Conf. Proc.*, 2216, 080002-1–080002-6; Perm, 02–05 October 2019. Vol. 2216. Perm, American Institute of Physics Inc., 2020. pp. 080002. DOI: 10.1063/5.0004270
5. Mukhametshin V.V. Elimination of uncertainties in solving problems of impact on the bottomhole zone of wells. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 7, pp. 40–50. In Rus.
6. Kochnev A.A., Kozyrev N.D., Kochneva O.E., Galkin S.V. Development of a comprehensive methodology for predicting the effectiveness of geological and technical measures based on machine learning algorithms. *Georesources*, 2020, vol. 22, no. 3, pp. 79–86. In Rus.
7. Alimkhanov R., Samoylova I. Application of data mining tools for analysis and prediction of hydraulic fracturing efficiency for the BV8 reservoir of the Povkh Oil Field (Russian). *SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition*. Moscow, Russia, 14–16 October 2014. SPE-171332-RU. DOI: 10.2118/171332-RU
8. Aryanto A., Kasmungin S., Fathaddin F. Hydraulic fracturing candidate-well selection using artificial intelligence approach. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, vol. 2, no. 2, pp. 53–59. DOI: 10.33021/jmem.v2i02.322
9. Aulia A., Jeong D., Mohd Saaid I., Kania D., El-Khatib N.A. A random forests-based sensitivity analysis framework for assisted history matching. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 181, Article 106237.
10. Caers J. Geostatistical history matching under training-image based geological model constraints. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio, Texas, 29 September – 2 October, 2002. Vol. 1, pp. 1–16.
11. Katterbauer K., Arango S., Sun Sh., Hoteit I. Multi-data reservoir history matching for enhanced reservoir forecasting and uncertainty quantification. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2015, vol. 128, pp. 160–176.
12. Yu T., Xie X., Li L., Wu W. Comparison of candidate-well selection mathematical models for hydraulic fracturing. *Fuzzy Systems & Operations Research and Management*. Cham, Springer, 2015. Vol. 367, pp. 289–299. DOI: 10.1007/978-3-319-19105-8_27
13. Ma X., Liu Z. Predicting the oil field production using the novel discrete GM (1, N) model. *The Journal of Grey System*, 2015, vol. 27, Iss. 4, pp. 63–73.
14. Mohaghegh S., Reeves S., Hill D. Development of an intelligent systems approach for restimulation candidate selection. *SPE/CERI Gas Technology Symposium*. Calgary, Alberta, Canada, 3–5 April 2000. SPE-59767-MS. DOI: 10.2118/59767-MS

15. Rahmanifard H., Plaksina T. Application of artificial intelligence techniques in the petroleum industry: a review. *Artificial Intelligence Review*, 2019, vol. 52, pp. 2295–2318. DOI: 10.1007/s10462-018-9612-8
16. Yanfang W., Salehi S. Refracture candidate selection using hybrid simulation with neural network and data analysis techniques. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014, vol. 123, pp. 138–146. DOI: 10.1016/j.petrol.2014.07.036
17. Galkin V.I., Koltyrin A.N. Probabilistic models research for efficiency forecasting of hydraulic fracturing technology. *Journal of mining institute*, 2020, vol. 246, pp. 650–659. In Rus. DOI: 10.31897/PMI.2020.6.7
18. Galkin V.I., Koltyrin A.N. Development of a method for forecasting technological indicators of a well operation after application of geological-technical measures. *Oilfield Engineering*, 2020, no. 7 (619), pp. 18–28. In Rus.
19. Koltyrin A.N. Development of the method and estimation of applicability and efficiency of probability-statistical models for forecasting oil production rate increase in wells after hydraulic fracturing. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2022, no. 4 (364), pp. 49–58. In Rus.
20. Galkin V.I., Kazantsev A.S., Koltyrin A.N. Analysis of the use of a stepwise regression model for predicting the effectiveness of proppant fracturing for terrigenous T1-Bb. *Oilfield Engineering*, 2018, no. 5, pp. 40–46. In Rus.

Received: 22 September 2022.

Reviewed: 11 October 2022.

Information about the authors

Vladislav I. Galkin, Dr. Sc., professor, head of Oil and Gas Geology Department, Perm National Research Polytechnic University.

Artur N. Koltyrin, engineer, PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm.

УДК 532.542

ТЕПЛОВОЕ ПОЛЕ В СКВАЖИНЕ ПРИ ИНДУКЦИОННОМ НАГРЕВЕ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ В УСЛОВИЯХ НИЗКОЙ СКОРОСТИ ПОТОКА

Акчурин Руслан Зуфарович¹,
ac4urin.ruslan@yandex.ru

Давлетшин Филлюс Фанизович¹,
felix8047@mail.ru

Рамазанов Айрат Шайхуллович¹,
ramaz@geotec.ru

Шарафутдинов Рамиль Фаизырович¹,
gframail@inbox.ru

¹ Уфимский университет науки и технологии,
Россия, 450074, г. Уфа, ул. Заки Валиди, 32.

Актуальность. Одним из перспективных методов промыслово-геофизических исследований скважин является активная термометрия. Технология проведения исследований данным методом включает локальный индукционный нагрев металлической обсадной колонны, регистрацию и анализ изменения температуры в стволе скважины. В результате теплообмена с колонной в потоке жидкости, движущейся в скважине, создается тепловая метка, которая регистрируется температурными датчиками, расположенными в колонне по пути движения жидкости. Наблюдение за движением тепловых меток позволяет решать ряд важных практических задач, таких как определение объемного расхода флюида в стволе скважины, оценка дебита заколонного перетока. При низкой скорости потока разогрев колонны может привести к возникновению значительных градиентов температуры в жидкости, что обуславливает возникновение естественной тепловой конвекции. В этой связи актуальным является исследование тепловых процессов в скважине при индукционном нагреве с учетом естественной тепловой конвекции.

Объект: добывающая скважина, в которой проводятся исследования методом активной термометрии с помощью локального индукционного нагрева обсадной колонны.

Цель: исследование особенностей формирования температурного поля в скважине в процессе индукционного нагрева обсадной колонны с учетом естественной тепловой конвекции при малом расходе потока в колонне.

Методы: численное моделирование в программном пакете Ansys Fluent (Лицензия ANSYS Academic Research CFD в рамках договора с Башкирским государственным университетом от 15.06.2020).

Результаты. Установлено, что разогрев колонны и жидкости вблизи ее поверхности достигает около 12 и 5 К соответственно, что способствует увеличению локальной скорости жидкости за счет влияния естественной тепловой конвекции. Выше интервала нагрева в жидкости наблюдается повторяющаяся структура потока, соответствующая образованию конвекционных ячеек. Построены кривые динамики температуры жидкости во времени на различном радиальном расстоянии от стенки колонны и различной высоте относительно интервала нагрева, по времени прихода тепловой метки выполнена оценка линейной скорости потока жидкости. Установлено, что расчетная скорость жидкости, определяемая по скорости движения тепловой метки, возрастает на величину 6 % и более относительно скорости ламинарного восходящего потока в отсутствие влияния естественной тепловой конвекции. Показано, что измерение температуры в центральной части потока позволяет более точно оценить расход жидкости в колонне, поскольку в пристеночных областях локальная скорость жидкости возрастает за счет естественных конвективных потоков.

Ключевые слова:

Активная термометрия, метод температурных меток, естественная тепловая конвекция, скорость потока, Ansys Fluent, CFD-моделирование.

Введение

Одним из ключевых условий обеспечения эффективной разработки нефтегазовых месторождений является непрерывный контроль работы скважин. Мониторинг скважин включает следующие задачи: определение мест (интервалов) притока флюида из пластов, оценка поинтервальных дебитов, определение источников обводнения скважинной продукции, связанных с заколонными перетоками жидкости из водонасыщенных горизонтов, негерметичностью обсадной колонны [1, 2]. Для решения этих задач применяется комплекс промыслово-геофизических методов исследования: термометрия, механическая и тер-

мокондуктивная расходомерия, барометрия, индукционная и дизелькометрическая влагометрия, акустическая шумомерия и другие методы [3, 4].

Нестационарная термометрия является одним из наиболее информативных методов промыслово-геофизических исследований. Она основана на измерении температуры в стволе скважины. Анализ конфигурации зарегистрированной температурной кривой (термограммы) и ее сопоставление с фоновым (начальным на момент начала исследований) распределением позволяет выделить на термограмме характерные участки (термоаномалии), связанные с притоком жидкости в скважину из пластов, движением жидкости в обсадной колонне и заколонном про-

странстве [5]. Однако зачастую величины естественных температурных аномалий оказываются незначительными, например, при низкой скорости флюида в скважине, что затрудняет их достоверную регистрацию существующей скважинной аппаратурой.

Перспективным методом, позволяющим расширить область применения традиционной термометрии, является активная термометрия, основанная на создании искусственного теплового поля в скважине. В качестве источника тепловой энергии используется скважинный индукционный нагреватель, осуществляющий локальный индукционный нагрев металлической обсадной колонны. Благодаря процессам конвекции и теплопроводности при контакте с нагретым металлом разогревается жидкость в колонне, цементное кольцо и околоскважинное пространство в интервале размещения индуктора. В процессе кратковременного индукционного нагрева в потоке жидкости, движущейся в обсадной колонне, создается тепловая метка. При наличии заколонного перетока тепловая метка создается также в потоке жидкости, движущейся в пространстве за обсадной колонной. Наблюдение за движением тепловых меток позволяет решать ряд важных практических задач, таких как определение объемного расхода флюида в стволе скважины, оценка дебита заколонного перетока [6].

Исследованию особенностей нагрева металлических деталей с помощью индукционного воздействия применительно к промышленным задачам посвящены работы [7–9]. Расчеты выполнены на основе комплексной математической модели, включающей как уравнения Максвелла для электромагнитного поля, так и уравнение теплопереноса с учетом теплового источника. Изучено влияние температурного градиента на характер выравнивания температурного профиля по объему нагреваемого изделия.

В работе [10] рассмотрены вопросы применения индукционного нагрева для прогрева призабойной зоны нефтегазоконденсатных скважин с целью повышения эффективности их работы. На основе численной модели получены распределения температуры и насыщенности конденсата при работе индукционного нагревателя. Показано, что повышение температуры за счет индукционного нагрева колонны является эффективным способом устранения закупорки конденсата и накопления жидкости в прискважинной зоне пласта.

Результаты экспериментальных исследований метода активной термометрии при определении объемного расхода жидкости в обсадной колонне представлены в работе [11]. Методика проведения исследований включает кратковременный нагрев обсадной колонны, после которого проводится серия замеров распределения температуры в скважине. Оценка объемного расхода потока в колонне выполняется на основе скорости прохождения тепловой метки, то есть динамики изменения ее положения, определяемого по пиковому значению на температурных кривых, зарегистрированных в различные моменты времени. Выполнена оценка расхода жидкости в скважине для конкретного промыслового примера, расход составил

около $5 \text{ м}^3/\text{сут}$. Применение метода тепловых меток для оценки локальных скоростей различных сечений потока в горизонтальных скважинах при многофазных потоках рассмотрено в работе [12]. Показано, в частности, что наблюдение за движением тепловых меток в различных сечениях потока, регистрируемых распределенными датчиками температуры, позволяет определить линейную скорость водяной и нефтяной фазы в двухфазном потоке.

В работах [13, 14] предложена математическая модель для расчета нестационарного температурного поля в скважине при индукционном нагреве, основанная на уравнении теплопроводности с тепловым источником, учитывающим тепловыделение в колонне. Показано, что рассчитанные температурные возмущения в скважине (в частности, металлической обсадной колонне) могут достигать нескольких десятков градусов и определяются расстоянием от оси скважины, длительностью нагрева: наибольший нагрев наблюдается в колонне, наименьший – в потоке жидкости на оси скважины. Полученные в расчетах величины максимальных температур (колонны и жидкости) не совсем корректны, поскольку в математической модели не учитывается влияние естественной тепловой конвекции на формирование теплового поля в скважине, что приводит к завышению расчетной температуры жидкости и колонны. Рассмотрено применение технологии индукционного воздействия для нагрева призабойной зоны пласта с целью интенсификации добычи нефти, в частности, при добыче высоковязкой и парафинистой нефти.

Для обоснованного выбора параметров работы индукционного нагревателя (мощности теплового источника, длительности циклов нагрева и интервала времени между ними) на этапе планирования исследований важной задачей является прогнозирование температурных возмущений, возникающих в жидкости и обсадной колонне. Разогрев обсадной колонны при индукционном нагреве может составлять до нескольких десятков градусов, особенно при малой скорости потока в колонне, в результате чего в жидкости на границе с колонной возникают существенные градиенты температуры и плотности. В этих условиях на характер температурного поля значительное влияние оказывает естественная тепловая конвекция (ЕТК), однако в рассмотренных выше математических моделях индукционного нагрева ее вклад не учитывается. В данной работе тепловые процессы при индукционном нагреве с учетом ЕТК исследуются на основе численного CFD-моделирования в программном пакете Ansys Fluent.

Математическая модель индукционного нагрева

Решается задача расчета поля температуры в скважине при индукционном нагреве металлической обсадной колонны. Геометрия модели в осесимметричной 2D постановке показана на рис. 1, а. На рис. 1, б представлены граничные условия, используемые в модели. Расчетная область состоит из четырех различных зон с различными свойствами: индуктор, жидкость (восходящий поток), металлическая обсад-

ная колонна и цементное кольцо с горными породами. Цементное кольцо и горные породы имеют одинаковые свойства. Индуктор включает следующие основные элементы: немагнитная втулка, на которой закреплены ферритовые сердечники (ферритовые

кольца), на каждый сердечник намотана катушка из медной изолированной проволоки. Внешний корпус индуктора выполнен из немагнитного непроводящего материала (углепластик, карбон) для исключения индукционного разогрева корпуса прибора.

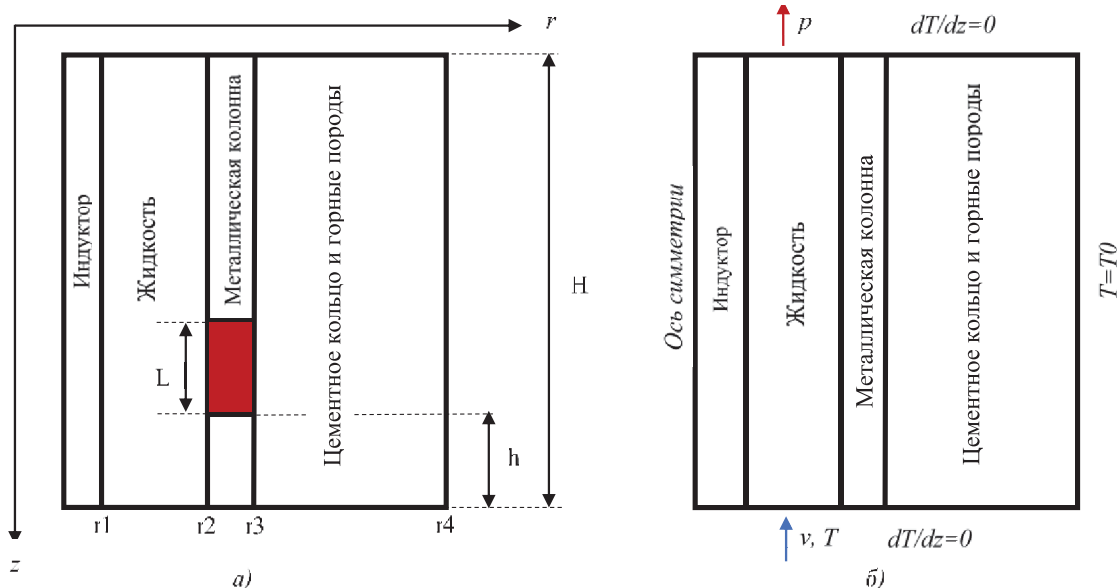


Рис. 1. а) геометрия задачи (цветом выделен интервал нагрева); б) граничные условия
 Fig. 1. а) problem sketch (the heating interval is highlighted in color); б) boundary conditions

Допущения, принятые при моделировании:

- скважина вертикальная, обсадная колонна и скважинный прибор с индуктором расположены concentрично;
- рассматривается однофазный восходящий поток жидкости в колонне;
- жидкость предполагается несжимаемой, при этом учитывается изменение плотности жидкости в связи с изменением температуры в соответствии с приближением Буссинеска–Обербека;
- скважинный прибор с индуктором представлен в виде однородного сплошного цилиндра из углепластика, расположенного вдоль оси скважины по всей длине участка моделирования длиной H ;
- КПД индуктора равен 1 (вся мощность индуктора идет на тепловыделение в обсадной колонне).

При включении индуктора происходит нагрев участка металлической обсадной колонны длиной L . Ниже интервала нагрева моделируется участок скважины и длиной h . На рис. 1 показаны также радиусы элементов модели: внешний радиус индуктора r_1 , внутренний и внешний радиусы обсадной колонны r_2 и r_3 , соответственно, внешний радиус области моделирования r_4 (в расчетах принято $r_1=21$ мм, $r_2=63,5$ мм, $r_3=73,5$ мм, $r_4=1$ м, $h=1,55$ м, $H=6$ м, $L=0,4$ м). Интервал нагрева располагается в диапазоне глубин 4,05–4,45 м.

Движение жидкости в скважине описывается уравнением Навье–Стокса в приближении Буссинеска–Обербека [15, 16]. Основная идея приближения состоит в учете зависимости плотности от температуры только при массовых силах. Жидкость при-

нимается несжимаемой, вязкость является величиной постоянной. Вызванные неоднородностью температуры отклонения плотности от среднего значения предполагаются достаточно малыми, так что ими можно пренебречь во всех уравнениях, кроме уравнения движения (1), где отклонение учитывается лишь в члене с подъемной силой [17]:

$$\rho_0 \left(\frac{\partial \vec{v}}{\partial t} + (\vec{v} \cdot \nabla) \vec{v} \right) = -\nabla p' + \mu \Delta \vec{v} - \rho_0 \beta \vec{g} \theta. \quad (1)$$

Здесь \vec{v} – скорость течения, м/с; β – коэффициент теплового расширения, K^{-1} ; p – давление, Па; μ – динамическая вязкость, Па·с; ρ_0 – плотность жидкости при равновесной температуре T_0 ; \vec{g} – ускорение свободного падения, m/c^2 ; ∇ – оператор Гамильтона; Δ – оператор Лапласа; $\theta=T-T_0$ – изменение температуры жидкости относительно начальной T_0 ; $p'=p-p_0$ – давление в жидкости, возникающее вследствие действия потока жидкости (за вычетом гидростатической составляющей, т. е. обусловленное гидродинамическим трением); $p_0=\rho_0 g z + p_w$ – начальное гидростатическое распределение давления (не учитывается в работе, т. е. $p_0=const$); p_w – давление в жидкости на верхней границе модели. Ось координат направлена вниз, против направления восходящего потока.

Уравнение движения дополняется уравнением неразрывности

$$\rho \nabla(\vec{v}) = 0.$$

Учет неоднородности плотности лишь в уравнении движения (1) означает некоторую нестрогость приближения Буссинеска. Однако сравнение резуль-

татов решения уравнений конвекции с обширным экспериментальным материалом с определенностью свидетельствует о том, что эти уравнения достаточно хорошо отражают все важнейшие особенности тепловой конвекции, возникающие в реальных условиях.

Передача теплоты в жидкости осуществляется за счет конвективного теплопереноса (естественного и вынужденного) и теплопроводности [17, 18]:

$$\frac{\partial \theta}{\partial t} + \bar{v} \nabla (\theta) = a \Delta \theta.$$

Здесь a – температуропроводность, $\text{м}^2/\text{с}$.

Плотность жидкости линейно зависит от температуры:

$$\rho(\theta) = \rho_0 (1 - \beta \theta).$$

Распределение температуры в индукторе, обсадной колонне, горных породах и цементном кольце определяется нестационарным уравнением теплопроводности [19]:

$$c \rho \frac{\partial T}{\partial t} = \lambda \Delta T + w(z),$$

где λ – коэффициент теплопроводности, $\text{Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$; c – удельная теплоемкость, $\text{Дж}/(\text{кг}\cdot\text{К})$; ρ – плотность, $\text{кг}/\text{м}^3$; $w(z)$ – удельная мощность тепловыделения (тепловой источник присутствует в уравнении для колонны), $\text{Вт}/\text{м}^3$.

Начальная температура T_0 совпадает с температурой на внешней границе модели и является постоянной величиной. Граничные условия для жидкости: на входе (нижняя граница) задается постоянная скорость потока v и температура T_0 , на выходе (верхняя граница) задается граничное условие по давлению p и условие равенства нулю производной температуры по вертикальной координате z . На оси симметрии (левая граница, рис. 1, б) задается условие равенства нулю производной температуры по радиальной координате r . На правой границе задается условие постоянства температуры горных пород $T=T_0$. На верхней и нижней границах в области индуктора, обсадной колонны и горных пород задается условие равенства нулю производной температуры по вертикальной координате z . Теплообмен на границах жидкость–индуктор, жидкость – обсадная колонна, обсадная колонна – горные породы обусловлен теплопроводностью и автоматически учитывается в Ansys Fluent. На границах жидкость–индуктор и жидкость – обсадная колонна задается условие прилипания, т. е. равенство нулю нормальной и касательной компонент скорости жидкости.

Термофизические свойства каждой зоны представлены в таблице.

Вязкость жидкости (воды) $0,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, коэффициент теплового расширения $0,00053 \text{ К}^{-1}$. Свойства жидкости были взяты для температуры $60 \text{ }^\circ\text{C}$ ($333,15 \text{ К}$), принятой как начальная температура в модели и граничная температура жидкости на входе. Мощность индуктора (и соответственно мощность тепловыделения в колонне) составляет 1 кВт . Для верификации построенной модели выполнено сравнение результа-

тов расчетов в Ansys Fluent с данными экспериментальных замеров в стендовой скважине, получена удовлетворительная сходимость расчетов и экспериментальных данных.

Таблица. Термофизические свойства зон

Table. Thermophysical properties of zones

Зоны Zones	λ , Вт/(м·К) W/(m·K)	c , Дж/(кг·К) J/(kg·K)	ρ , кг/м ³ kg/m ³
Углепластик (корпус индуктора) Carbon fiber (inductor case)	0,48	920	1500
Жидкость (вода)/Liquid (water)	0,65	4185	983
Металл (сталь)/Metal (steel)	50	500	8000
Цементное кольцо + горная порода Cement sheath + rock	2	1000	2500

Анализ результатов расчетов

Рассматривается цикл работы индуктора, включающий 20-минутную фазу нагрева, и 20-минутную фазу охлаждения при отключенном индукторе (интервал времени между циклами нагрева). Объемный расход жидкости в обсадной колонне принят $5 \text{ м}^3/\text{сут}$. Число Рейнольдса для восходящего потока жидкости рассчитывалось по формуле

$$\text{Re} = \frac{\rho_0 Q d}{A \mu},$$

где Q – объемный расхода жидкости; d , A – гидравлический диаметр и площадь поперечного сечения потока, соответственно. Расчетное число Рейнольдса жидкости составляет 436, что соответствует ламинарному режиму течения.

Анализировались особенности формирования температуры в жидкости и в обсадной колонне, поскольку эти параметры регистрируются в процессе проведения исследований. На рис. 2 представлена картина распределения температуры в жидкости и в колонне в процессе нагрева. Величины температурных возмущений на приведенных ниже рисунках характеризуют изменение температуры $\Delta T = \theta$ (разогрев) относительно начального значения. Наибольшие температурные возмущения наблюдаются в колонне в интервале индукционного нагрева, величина разогрева колонны достигает $12,4 \text{ К}$. Жидкость имеет максимальную температуру на границе со стенкой колонны.

На рис. 3 детально показано температурное поле в жидкости через 10 и 20 мин после начала нагрева.

Максимальные температурные возмущения в жидкости локализованы в пристеночной области вблизи нагретой стенки колонны, их величина достигает $5,7 \text{ К}$. Следует отметить, что изменение плотности жидкости вследствие изменения ее температуры в указанном диапазоне составляет не более $3 \text{ кг}/\text{м}^3$ (около $0,3 \%$ от начальной плотности флюида ρ_0).

Сечения жидкости в диапазоне радиусов $r=0,02$ – $0,06 \text{ м}$ в интервале нагрева (интервале глубин $4,05$ – $4,45 \text{ м}$) практически не разогреваются, температурные возмущения не превышают $0,01 \text{ К}$. Выше интервала индукционного нагрева распределение температуры в жидкости носит выраженный немонотонный характер: если в интервале индукционного нагрева горячая

жидкость поднимается вверх вдоль стенки колонны, то выше интервала нагрева возникают радиальные конвективные потоки, и температурные возмущения наблюдаются в различных сечениях жидкости. Например, на границе жидкости с индуктором ($r_1=0,021$ м) величина разогрева жидкости достигает 3,5 К. Подобная схема течения является характерной для конвекционных систем. В результате теплообмена более горячей (и легкой) жидкости с более холод-

ной (и тяжелой) жидкостью остывает и становится более плотной. Поскольку остывшая жидкость не может опускаться через восходящий поток нагретой жидкости, она перемещается в радиальном направлении, в результате образуются конвекционные ячейки [20]. Размер конвекционных ячеек, а также температура жидкости в них возрастают с увеличением длительности работы индуктора (рис. 3).

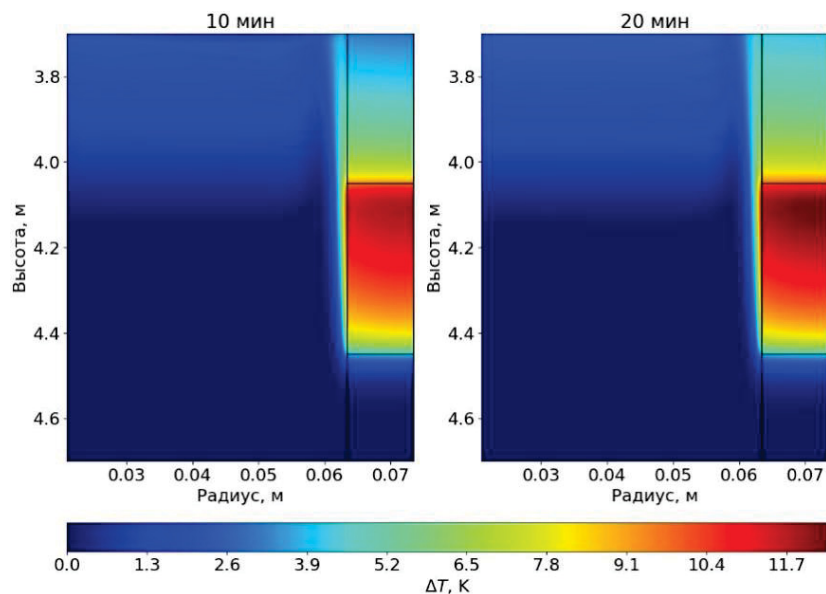


Рис. 2. Температура в системе колонна–жидкость при индукционном нагреве
Fig. 2. Temperature in the column–liquid system during induction heating

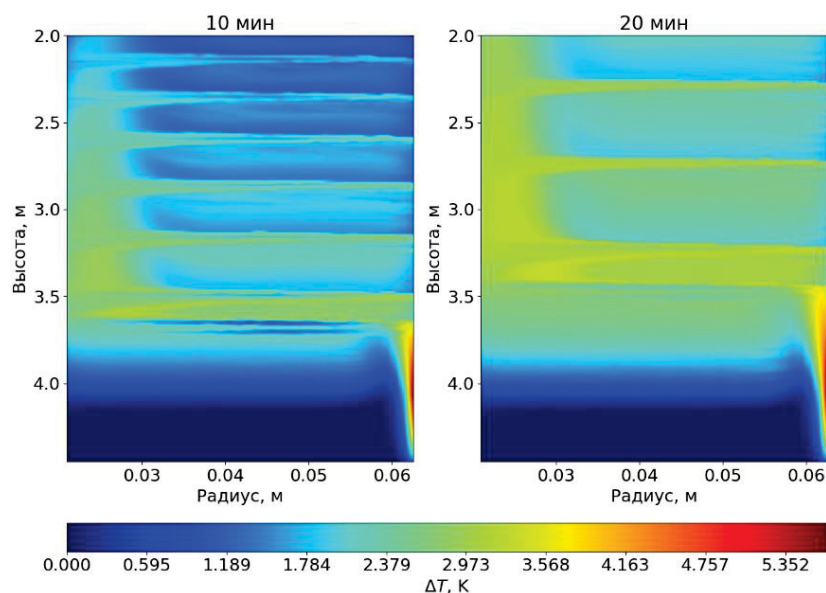


Рис. 3. Температура жидкости в процессе индукционного нагрева
Fig. 3. Liquid temperature during induction heating

Распределение модуля скорости жидкости (рис. 4) согласуется с картиной температурного поля. В интервале индукционного нагрева наибольшая скорость потока наблюдается в пристеночной области у обсадной колонны, выше интервала нагрева наблюдается повторяющаяся структура движения жидкости, соот-

ветствующая образованию конвекционных ячеек. Линейная скорость движения жидкости достигает более 50 мм/с; для сравнения, средняя линейная скорость восходящего потока, соответствующая объемному расходу $5 \text{ м}^3/\text{сут}$, составляет 5,3 мм/с, что говорит о преобладании ЕТК в данных условиях.

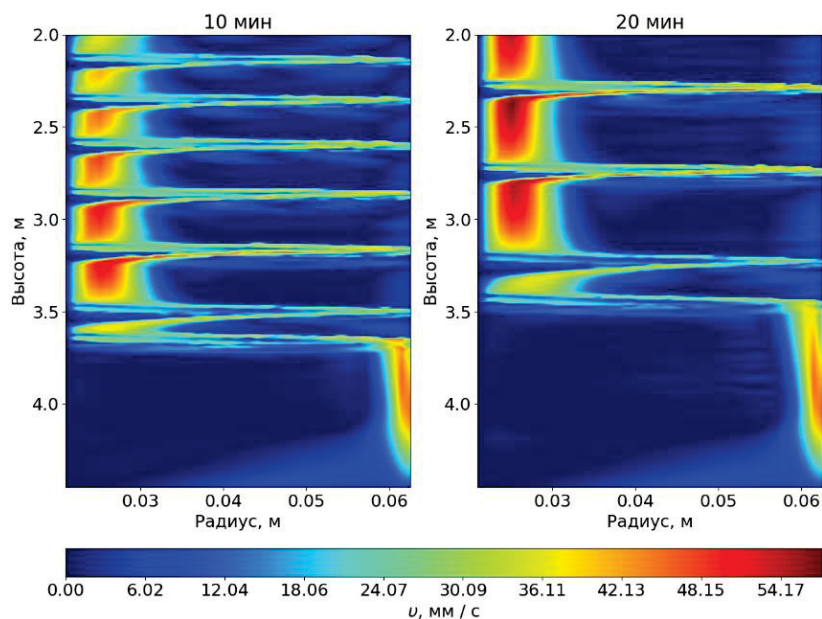


Рис. 4. Модуль линейной скорости жидкости в процессе индукционного нагрева
Fig. 4. Magnitude of liquid linear velocity during induction heating

Картина линий тока в жидкости через 20 минут после включения индуктора представлена на рис. 5. Периодическую структуру движения жидкости можно описать следующим образом: в интервале индукционного нагрева и выше, до глубины около 3,7 м, максимальная скорость жидкости отмечается вблизи стенки обсадной колонны, далее наблюдается область

интенсивного закручивания (завихрения) потока, причем основной подъем жидкости происходит уже у стенки индуктора, а вблизи колонны поток движется вниз. Выше по потоку отмечается образование областей вихревого движения в интервалах 3,4–3,6, 3,1–3,3, 2,8–3, 2,5–2,7 м и выше (рис. 4, 5).

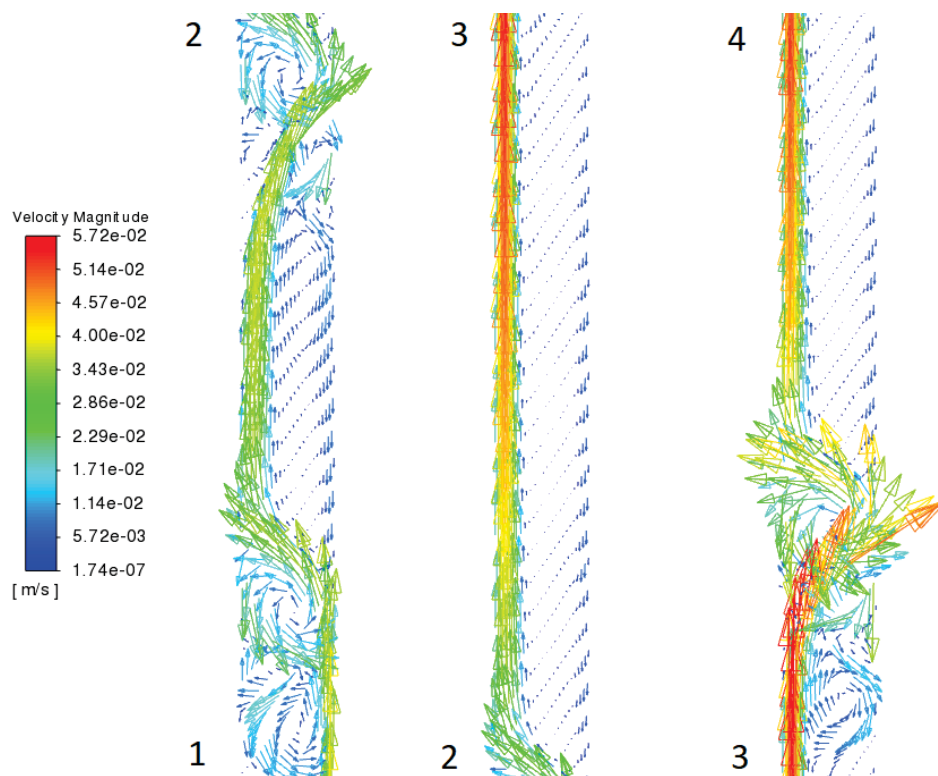


Рис. 5. Картина линий тока через 20 мин индукционного нагрева (глубины точек 1–4 равны 3,75; 3,5; 3,25; 3 м соответственно)

Fig. 5. Current lines in the liquid after 20 minutes of induction heating (the depths of points 1–4 are 3,75; 3,5; 3,25; 3 m, respectively)

Распределение температуры и линейной скорости жидкости после прекращения работы индуктора показано на рис. 6, 7. В процессе остывания температура обсадной колонны постепенно снижается за счет отвода теплоты восходящим потоком жидкости, в результате максимум температуры перемещается вверх по потоку (это хорошо видно на левом графике

рис. 6). Следует отметить, что максимальная остаточная температура жидкости отмечается не на границе с обсадной колонной, а на границе с индуктором, через 10 и 20 мин она достигает 2,13 и 0,73 К, соответственно. Как видно из рис. 4, 5, это связано с особенностями радиального движения жидкости в конвекционных ячейках.

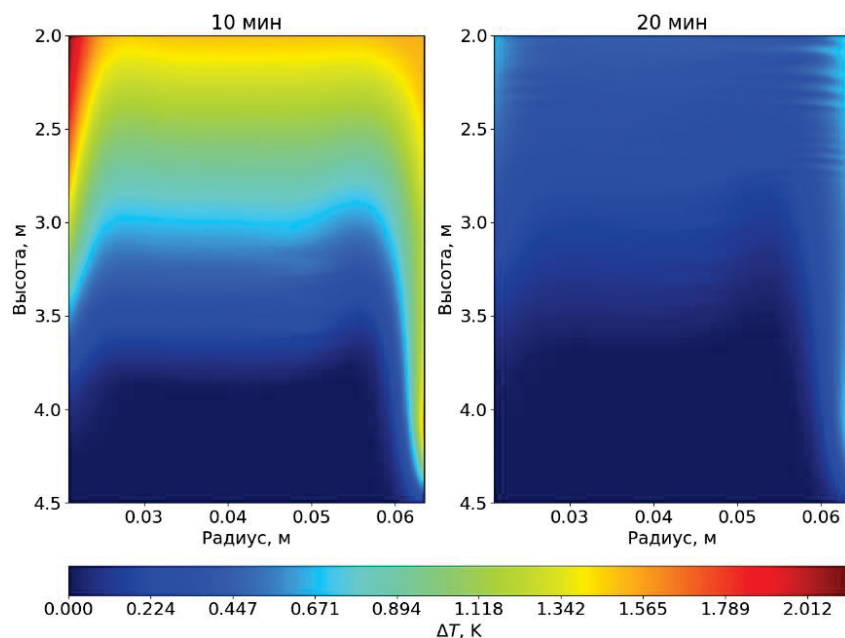


Рис. 6. Температура жидкости после остановки индуктора
Fig. 6. Liquid temperature after stopping the inductor

Картина распределения скорости потока (рис. 7) показывает, что после остановки индукционного нагрева проявление ЕТК гораздо менее выражено, чем при работе индуктора, однако остаточные воз-

мущения поля скорости остаются значительными, особенно в пристеночной области вблизи обсадной колонны, линейная скорость жидкости в этой области достигает более 20 мм/с.

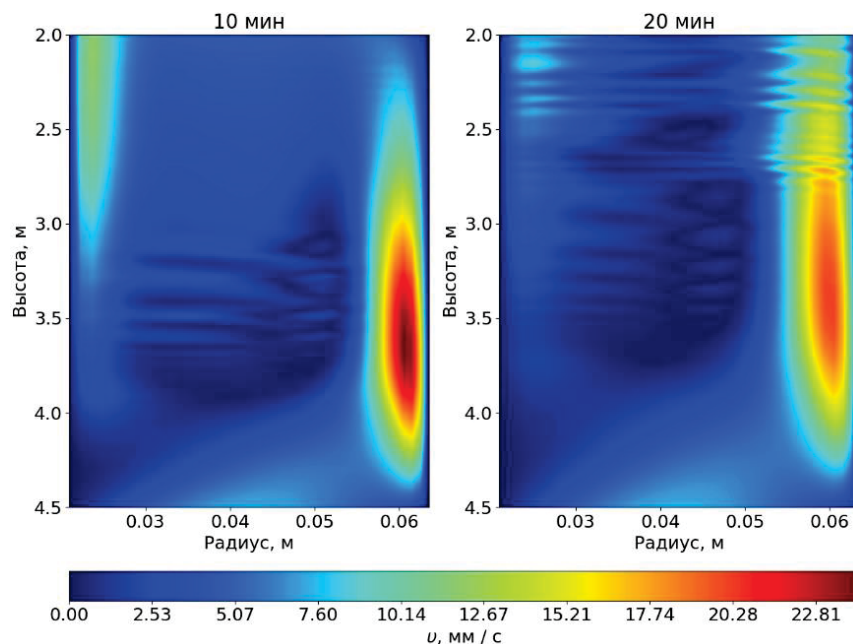


Рис. 7. Модуль линейной скорости жидкости после остановки индуктора
Fig. 7. Magnitude of liquid linear velocity after stopping the inductor

Динамика во времени температуры жидкости на расстоянии 0,5 м выше интервала нагрева ($h=3,55$ м) и различном радиальном расстоянии от стенки обсадной колонны показана на рис. 8. Температура жидкости растет во времени немонотонно для всех радиальных расстояний, причем кривые 1 и 2 в целом согласуются между собой, а динамика температура жидкости на

границе со стенкой колонны (кривая 3) отстает по темпу от кривых 1 и 2, но после 14 минут начинает опережать. Для жидкости на границе со стенкой колонны отмечается максимальная температура в процессе нагрева, достигающая 3,5 К. Для кривых 1 и 2 можно отметить значительные колебания температуры величиной до 1 К, связанные с влиянием ЕТК.

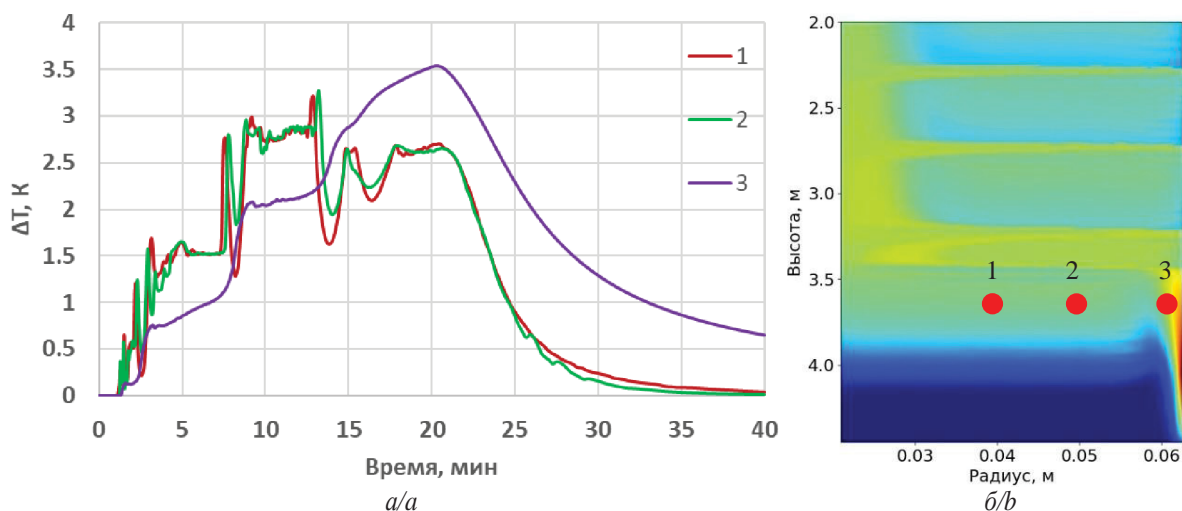


Рис. 8. а) динамика температуры на расстоянии 0,5 м выше интервала нагрева (1 – на радиальном расстоянии 20 мм от стенки обсадной колонны в жидкости, 2 – 10 мм, 3 – на внутренней стенке колонны); б) схема расположения точек

Fig. 8. a) temperature dynamics at a distance of 0,5 m above the heating interval (1 – at a radial distance of 20 mm from the casing wall in the liquid, 2 – 10 mm, 3 – on the inner wall of the column); б) location of points

На рис. 9 представлены кривые изменения во времени температуры жидкости на различном расстоянии выше интервала нагрева. Радиальная координата для точек наблюдения выбрана $r=0,0435$ м (20 мм от стенки скважины). Характер поведения температуры существенно немонотонный, особенно в первые 5 минут после начала нагрева, на кривых наблюдаются значительные колебания температуры, амплитуда которых

составляет более 1,5 К. Для кривой 3 (на расстоянии 0,2 м выше интервала нагрева) через указанный промежуток времени колебания температуры практически прекращаются, при этом температура жидкости оказывается минимальной по сравнению с расстояниями 0,5 и 1 м (кривые 2 и 3). Это показывает, что влияние конвекции приводит к смещению максимума температуры жидкости вверх относительно интервала нагрева.

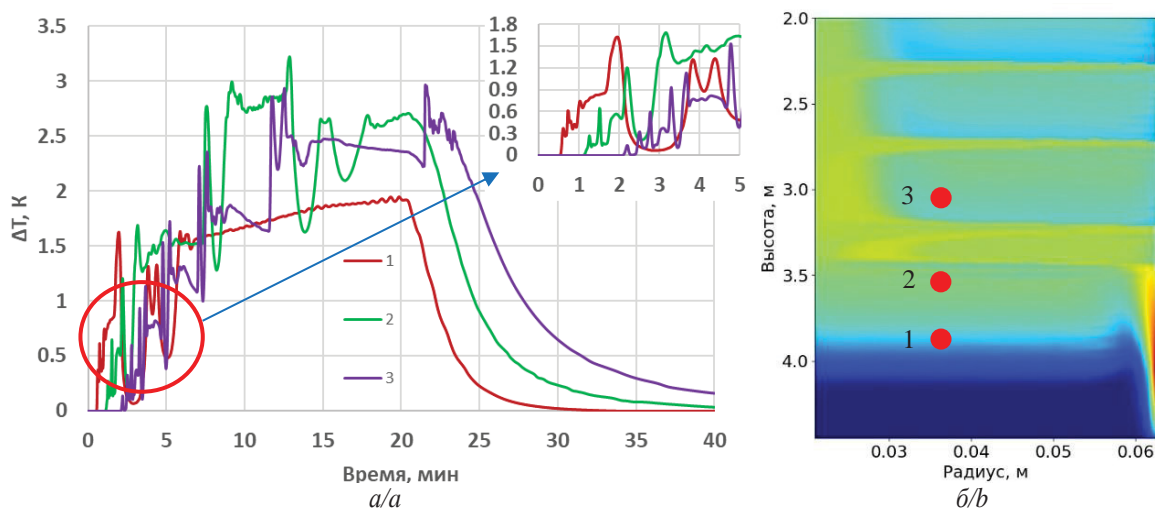


Рис. 9. а) динамика температуры жидкости (на радиальном расстоянии 20 мм от стенки скважины) на различных высотах (1 – 0,2 м выше интервала нагрева, 2 – 0,5 м, 3 – 1 м); б) схема расположения точек

Fig. 9. a) fluid temperature dynamics (at a radial distance of 20 mm from the well wall) at various heights (1 – 0,2 m above the heating interval, 2 – 0,5 m, 3 – 1 m); б) location of points

Динамика температуры в первые 5 минут после начала индукционного нагрева (график в правом верхнем углу рис. 9, а) показывает, что интервал времени прихода тепловой метки (определяемый по начальному участку роста температуры на кривых) возрастает по мере увеличения расстояния до интервала нагрева. Оцененная по скорости движения тепловой метки линейная скорость жидкости составила 8,3 мм/с, при этом в отсутствие ЕТК в ламинарном потоке жидкости скорость жидкости в данном сечении составляет 7,8 мм/с (на 6 % ниже).

Объемный расход жидкости в колонне рассчитывается следующим образом: вычисляется скорость движения тепловой метки u_T для данного вертикального сечения жидкости с радиальной координатой r_T (по началу участка роста температуры в точках, расположенных на различной высоте относительно интервала нагрева в этом сечении). Поскольку поправка к скорости жидкости за счет ЕТК неизвестна, объемный расход жидкости рассчитывается исходя из предположения о ламинарном режиме течения в колонне (при условии, что число Рейнольдса $Re \leq 2300$ и соответствует ламинарному режиму течения). Решение уравнения Навье–Стокса для установившегося прямолинейного и осесимметричного движения жидкости в кольцевом пространстве между двумя концентрическими трубами (индуктором и обсадной колонной) имеет общий вид [21]

$$u(r) = u_m f(r, r_1, r_2), \quad (2)$$

где u – скорость жидкости в сечении с координатой r ; r_1, r_2 – внешний диаметр корпуса индуктора и внутренний диаметр колонны соответственно,

$$u_m = \frac{Q}{A} \quad (3)$$

– средняя скорость жидкости. Исходя из этой зависимости для температурного датчика, расположенного на известном радиальном расстоянии r_T от оси скважины, с учетом рассчитанного значения скорости тепловой метки u_T формула для оценки расхода жидкости в колонне примет с учетом (2) и (3) вид

$$Q = \frac{u_T A}{f(r_T, r_1, r_2)}. \quad (4)$$

Объемный расход жидкости по формуле (4) составил около 5,3 м³/сут, что достаточно близко к фактическому значению 5 м³/сут (на 6 % выше), рост скорости потока и расчетного расхода связан с влиянием естественной тепловой конвекцией.

Таким образом, можно сделать вывод, что метод активной термометрии применим даже в условиях значительного влияния ЕТК. В целом из рис. 4, 7 видно, что центральная часть потока жидкости лучше подходит для оценки расхода, поскольку в пристеночных областях наблюдаются значительные возмущения поля линейной скорости жидкости в условиях естественной конвекции.

Заключение

1. Путем численного моделирования в программном пакете Ansys Fluent изучены особенности тепловых процессов индукционного нагрева обсадной колонны при малых значениях скорости и объемного расхода восходящего потока в колонне. Установлено, что для принятых в работе условий моделирования (мощность индуктора 1 кВт, длина участка нагрева 0,4 м, внешний диаметр индуктора 42 мм, поток воды в колонне внутренним диаметром 127 мм и толщиной стенки 10 мм, длительность циклов нагрева и интервал между ними 20 мин, объемный расход потока в колонне 5 м³/сут) разогрев колонны и жидкости достигает 12,4 и 5,7 К соответственно, причем максимальные температурные возмущения в жидкости локализованы в пристеночной области вблизи нагреваемой стенки обсадной колонны.
2. Установлено, что выше интервала нагрева в жидкости наблюдается повторяющаяся структура движения жидкости, соответствующая образованию конвекционных ячеек. Ввиду особенностей радиального движения жидкости в ячейках температурные возмущения наблюдаются в различных сечениях жидкости, в частности, на границе с индуктором величина разогрева жидкости достигает 3,5 К. Линейная скорость движения жидкости в условиях естественной тепловой конвекции достигает около 50 мм/с, что на порядок превышает среднюю скорость ламинарного восходящего потока в ее отсутствие (например, ниже интервала нагрева).
3. Построены кривые изменения во времени температуры жидкости в процессе индукционного нагрева для различных точек выше интервала нагрева, и отмечено наличие значительных колебаний температуры амплитудой 1–1,5 К и более, связанных с влиянием естественной тепловой конвекции. Выполнена оценка линейной скорости жидкости по динамике движения тепловой метки, она составила 8,3 мм/с для рассмотренного сечения, расположенного на радиальном расстоянии 20 мм от стенки скважины и на 0,5 м выше интервала индукционного нагрева. Расчетная скорость движения тепловой метки на 6 % выше скорости ламинарного восходящего потока в отсутствие влияния естественной тепловой конвекции. Показано, что центральная часть потока жидкости лучше подходит для оценки расхода жидкости, поскольку в пристеночных областях наблюдаются значительные возмущения скорости жидкости в условиях естественной тепловой конвекции.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования РФ по теме: «Создание интеллектуальной комплексной технологии исследований и интерпретации данных промыслово-геофизических исследований скважин, включая оптоволоконные измерения для контроля за разработкой нефтегазовых месторождений ...», соглашение № 075-11-2021-061 от 25 июня 2021 г.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Валиуллин Р.А., Яруллин Р.К. Особенности геофизических исследований действующих горизонтальных скважин // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. – 2014. – № 1. – С. 21–28.
2. Особенности проведения промыслово-геофизических исследований действующих горизонтальных скважин на Верхне-чонском нефтегазоконденсатном месторождении / Р.А. Валиуллин, Р.К. Яруллин, Я.И. Гордеев, С.О. Маслов // Каротажник. – 2012. – Т. 220. – № 10. – С. 12–29.
3. Informative value and interpretation reliability of wide frequency range acoustic noise technique in operating horizontal wells / R.K. Yarullin, R.A. Valiullin, A.R. Yarullin, D.N. Mihailov, V.V. Shako, M.M. Bikkulov // SPE (Society of Petroleum Engineers) – 206619, SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, October 2021. – P. 1–14.
4. Water injection profiling using fiber optic sensing by applying the novel pressure rate temperature transient PTRa analysis / M. Al-Hashemi, D. Spivakovskaya, E. Moes, P. Panhuis, G. Hemink, V. Shako, D. Kortukov // SPE (Society of Petroleum Engineers) – 204713, SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference. – Moscow, November 2021. – P. 1–17.
5. Panarina E.P., Kremenetskiy M.I., Melnikov S.I. Quantitative inflow profile determination in unsable producers transient temperature potential // SPE (Society of Petroleum Engineers) – 181981, SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. – Moscow, Russia, October 2016. – P. 1–15.
6. Опыт использования метода активной термометрии при диагностике состояния эксплуатационных скважин / Р.Ф. Шарафутдинов, Р.А. Валиуллин, В.Я. Федотов, М.Ф. Закиров, А.Г. Тихонов, Н.К. Глебочева, А.В. Шувалов, А.А. Шилов // Каротажник. – 2010. – Т. 193. – № 4. – С. 5–12.
7. Smolyanov I., Tarasov F., Shvydkiy E. Numerical calculation of large-sized objects induction heating // IOP Conference Series Materials Science and Engineering. – 2020. – V. 950. – № 1. – P. 1–7.
8. Experimental and numerical study of the effect of coil structure on induction nitriding temperature field / K. Song, J. Guan, J. Liu, K. Li // Advances in Mechanical Engineering. – 2020. – V. 12. – № 7. – P. 1–14.
9. Optimal control for a phase field model of melting arising from inductive heating / Z. Xiong, W. Wei, Y. Zhou, Y. Wang, Y. Liao // AIMS Mathematics. 2021. – V. 7. – № 1. – P. 121–142.
10. Mathematical and computer simulation technology of condensate oil and gas wells stimulated by electromagnetic heating / C. Pu, R. Pei, H. Huang, J. Feng, G.H. Su // Journal of Hydrodynamics. – 2007. – V. 19. – № 3. – P. 292–302.
11. Использование искусственных тепловых полей в скважинной термометрии / Р.А. Валиуллин, Р.Ф. Шарафутдинов, В.Ю. Со-
рокань, А.А. Шилов // Каротажник. – 2002. – № 100. – С. 124–137.
12. Гаязов М.С., Валиуллин Р.А., Яруллин Р.К. Применение метода регулярных температурных меток для измерения фазовых расходов в низкодебитных горизонтальных скважинах // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2020. – Т. 6. – № 1. – С. 150–165.
13. Enhancement of well productivity using a technique of high-frequency induction treatment / R.A. Valiullin, R.F. Sharafutdinov, A.Sh. Ramazanov, A.A. Shilov // SPE (Society of Petroleum Engineers) – 157724, SPE Heavy Oil Conference. – Canada, Calgary, Alberta, Canada, 12–14 June 2012. – P. 1–7.
14. Application of active temperature logging at oilfields of Russia / R.F. Sharafutdinov, R.A. Valiullin, A. Sh. Ramazanov, V.Ya. Fedotov, A.A. Sadretdinov, M.F. Zakirov // SPE (Society of Petroleum Engineers) – 161982, SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition. – Moscow, Russia, 16–18 October 2012. – P. 1–10.
15. Henkes R.A.W.M., Van der Flugt F.F., Hoogendoorn C.J. Natural convection flow in a square cavity calculated with low-Reynolds-number turbulence models // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 1991. – V. 34. – P. 1543–1557.
16. Сухов С.А. Моделирование двумерной конвекции Рэлея–Хэдли // Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Естественные науки. – 2012. – № 3. – С. 32–37.
17. Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М. Гидродинамика. – М.: Наука, 1986. – 736 с.
18. Fundamentals of heat and mass transfer. 8th ed. / Th.L. Bergman, A.S. Lavine, F.P. Incropera, D.P. deWitt. – St. Joseph County, Indiana, USA: University of Notre Dame, 2006. – 1070 p.
19. Inverse model for the control of induction heat treatments / M.Z. Asadzadeh, P. Raninger, P. Prevedel, W. Ecker, M. Mücke // Materials. – 2019. – № 12. – P. 1–15.
20. Воронина А.В. Моделирование естественной конвекции у поверхности отработанных тепловыделяющих сборок в бассейне выдержки АЭС // Вестник Дагестанского государственного университета. Серия 1: Естественные науки. – 2020. – Т. 35. – № 1. – С. 27–34.
21. Бахтизин Р.Н., Давлетов М.Ш., Хакимов Т.А. Методика расчета нагрузок на колонну насосных штанг в насосной установке с выносным утяжелителем // Нефтегазовое дело. 2013. – Т. 11. – № 2. – С. 59–63.

Поступила: 10.08.2022 г.

Дата рецензирования: 17.09.2022 г.

Информация об авторах

Акчурин Р.З., старший преподаватель кафедры геофизики Уфимского университета науки и технологии.

Давлетшин Ф.Ф., ассистент кафедры геофизики Уфимского университета науки и технологии.

Рамазанов А.Ш., доктор технических наук, профессор, профессор кафедры геофизики Уфимского университета науки и технологии.

Шарафутдинов Р.Ф., доктор физико-математических наук, профессор, профессор кафедры геофизики Уфимского университета науки и технологии.

UDC 532.542

THERMAL FIELD IN THE WELL DURING INDUCTION HEATING OF THE CASING UNDER CONDITIONS OF LOW FLOW VELOCITY

Ruslan Z. Akchurin¹,
ac4urin.ruslan@yandex.ru

Filyus F. Davletshin¹,
felix8047@mail.ru

Ayrat Sh. Ramazanov¹,
ramaz-1953@mail.ru

Ramil F. Sharafutdinov¹,
gframil@inbox.ru

¹ Ufa University of Science and Technology,
32, Zaki Validi street, Ufa, 450076, Russia.

Relevance. One of the promising methods of production logging of wells is active thermometry. The research technology of this method includes local induction heating of a metal casing, registration and analysis of temperature changes in the wellbore. As a result of heat exchange between the fluid moving in the well and the column, a thermal mark is created, which is recorded by temperature sensors located in the column along the path of the fluid movement. Monitoring the movement of heat marks allows solving a number of important practical tasks, such as determining the volume fluid flow rate in the wellbore, estimating the flow rate of the behind-the-casing flow. At a low flow rate, the heating of the column can lead to significant temperature gradients in the liquid, which causes the occurrence of natural thermal convection. In this regard, the study of thermal processes in wells with heating with natural convection turned on is relevant.

Object: a production well in which studies are carried out using the method of active thermometry using local induction heating of the casing.

Purpose of the research is to study the features of temperature field formation in the well during induction heating of the casing, taking into account natural thermal convection at a low flow rate in the wellbore.

Methods: numerical simulation in the Ansys Fluent software package (ANSYS Academic Research CFD license, agreement with Bashkir State University dated 06/15/2020).

Results. It was found that heating the column and the liquid near its surface reaches more than 12 and 5 K, respectively, which contributes to an increase in the local velocity of the liquid due to the influence of natural thermal convection. Above the heating interval, a repeating flow structure is observed in the liquid, corresponding to the formation of convection cells. Curves of fluid temperature dynamics over time at different radial distances from the column wall and different heights relative to the heating interval are constructed, the linear velocity of the fluid flow is estimated by the time of arrival of the heat mark. It is established that the calculated velocity of the liquid, determined by the velocity of the heat mark, increases by an amount of 6 % or more relative to the velocity of the laminar upward flow in the absence of the influence of natural thermal convection. It is shown that measuring the temperature in the central part of the flow makes it possible to more accurately estimate the flow rate of the liquid in the column, since in the wall areas the local velocity of the liquid increases due to natural convective flows.

Key words:

Active thermometry, temperature marks method, natural thermal convection, flow velocity, Ansys Fluent, CFD simulation.

The work was carried out with the financial support of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation on the topic: «Creation of an intelligent integrated technology for the study and interpretation of data from field and geophysical studies of wells...», Agreement No. 075-11-2021-061 dated June 25, 2021.

REFERENCES

1. Valiullin R.A., Yarullin R.K. Peculiarities of geophysical research in running horizontal wells. *Bulletin of the Academy of Sciences of Republic of Bashkortostan*, 2014, no. 2, pp. 21–28. In Rus.
2. Valiullin R.A., Yarullin R.K., Gordeev Ya.I., Maslov S.O. Peculiarities of field geophysical tests in running horizontal wells of the upper chonskoe oil and gas condensate field. *Logger*, 2012, vol. 220, no. 10, pp. 12–29. In Rus.
3. Yarullin R.K., Valiullin R.A., Yarullin A.R., Mihailov D.N., Shako V.V., Bikkulov M.M. Informative value and interpretation reliability of wide frequency range acoustic noise technique in operating horizontal wells. *SPE (Society of Petroleum Engineers) – 206619*, SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, October 2021. pp. 1–14.
4. Al-Hashemi M., Spivakovskaya D., Moes E., Panhuis P., Hemink G., Shako V., Kortukov D. Water injection profiling using fiber optic sensing by applying the novel pressure rate temperature transient PTR analysis *SPE (Society of Petroleum Engineers) – 204713*, SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference. Moscow, November 2021. pp. 1–17.
5. Panarina E.P., Kremenetskiy M.I., Melnikov S.I. Quantitative in-flow profile determination in unsable producers transient temperature potential. *SPE (Society of Petroleum Engineers) – 181981*, SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Moscow, Russia, October 2016. pp. 1–15.
6. Sharafutdinov R.F., Valiullin R.A., Fedotov V.Ya., Zakirov M.F., Tikhonov A.G., Glebocheva N.K., Shuvalov A.V., Shilov A.A. The experience of using the method of active thermometry in the diagnosis of the state of production wells. *Logger*, 2010, vol. 193, no. 4, pp. 5–12. In Rus.
7. Smolyanov I., Tarasov F., Shvydkiy E. Numerical calculation of large-sized objects induction heating. *IOP Conference Series Materials Science and Engineering*, 2020, vol. 950, no. 1, pp. 1–7.
8. Song K., Guan J., Liu J., Li K. Experimental and numerical study of the effect of coil structure on induction nitriding temperature

- field. *Advances in Mechanical Engineering*, 2020, vol. 12, no. 7, pp. 1–14.
9. Xiong Z., Wei W., Zhou Y., Wang Y., Liao Y. Optimal control for a phase field model of melting arising from inductive heating. *AIMS Mathematics*, 2021, vol. 7, no. 1, pp. 121–142.
 10. Pu C., Pei R., Huang H., Feng J., Su G.H. Mathematical and computer simulation technology of condensate oil and gas wells stimulated by electromagnetic heating. *Journal of Hydrodynamics*, 2007, vol. 19, no. 3, pp. 292–302.
 11. Valiullin R.A., Sharafutdinov R.F., Sorokan V.Yu., Shilov A.A. The use of artificial thermal fields in borehole thermometry. *Logger*, 2002, no. 100, pp. 124–137. In Rus.
 12. Gayazov M.S., Valiullin R.A., Yarullin R.K. The method of regular temperature labels in measuring phase flow rates in low-flow horizontal wells. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 2020, vol. 6, no. 1 (21), pp. 150–165. In Rus.
 13. Valiullin R.A., Sharafutdinov R.F., Ramazanov A.Sh., Shilov A.A. Enhancement of well productivity using a technique of high-frequency induction treatment. *SPE (Society of Petroleum Engineers) – 157724*, SPE Heavy Oil Conference. Canada, Calgary, Alberta, Canada, 12–14 June 2012. pp. 1–7.
 14. Sharafutdinov R.F., Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh., Fedotov V.Ya., Sadretudinov A.A., Zakirov M.F. Application of active temperature logging at oilfields of Russia. *SPE (Society of Petroleum Engineers) – 161982*, SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition. Moscow, Russia, 16–18 October 2012. pp. 1–10.
 15. Henkes R.A.W.M., Van der Flugt F.F., Hoogendoorn C.J. Natural convection flow in a square cavity calculated with low-Reynolds-number turbulence models. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 1991, vol. 34, pp. 1543–1557.
 16. Sukhov S.A. Modeling of the two-dimensional Rayleigh-Hadley convection. *News from higher educational institutions. North Caucasus region. Series: Natural Sciences*, 2012, no. 3, pp. 32–37. In Rus.
 17. Landau L.D., Lifshits E.M. *Gidrodinamika* [Hydrodynamics]. Moscow, Nauka Publ., 1986. 736 p.
 18. Bergman Th.L., Lavine A.S., Incropera F.P., DeWitt D.P. *Fundamentals of heat and mass transfer*. 8th ed. St. Joseph County, Indiana, USA, University of Notre Dame, 2006. 1070 p.
 19. Asadzadeh M.Z., Raninger P., Prevedel P., Ecker W., Mücke M. Inverse model for the control of induction heat treatments. *Materials*, 2019, no. 12, pp. 1–15.
 20. Voronina A.V. Modeling of natural convection along the surface of spent fuel assemblies in the cooling pond of nuclear power plants. *Bulletin of Dagestan State University. Series 1: Natural Sciences*, 2020, vol. 35, no. 1, pp. 27–34. In Rus.
 21. Bakhtizin R.N., Davletov M.Sh., Khakimov T.A. Metodika rascheta nagruzok na kolonnu nasosnykh shtang v nasosnoy ustanovke s vynosnym utyazhelitelem [Method of calculating the loads on the rod string in a pump installation with external weighting]. *Neftegazovoe delo – Petroleum Engineering*, 2013, vol. 11, no. 2, pp. 59–63. In Rus.

Received: 10 August 2022.

Reviewed: 17 September 2022.

Information about the authors

Ruslan Z. Akchurin, senior lecturer, Ufa University of Science and Technology.

Filyus F. Davletshin, assistant, Ufa University of Science and Technology.

Ayrat Sh. Ramazanov, Dr. Sc., professor, Ufa University of Science and Technology.

Ramil F. Sharafutdinov, Dr. Sc., professor, Ufa University of Science and Technology.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ ГРЕЮЩЕГО КАБЕЛЯ ПРИ ДОБЫЧЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Костарев Никита Александрович¹,
nikostarev@gmail.com

Труфанова Наталия Михайловна¹,
trufanova@pstu.ru

¹ Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29.

Актуальность исследования обуславливается заметным в последние годы увеличением трудноизвлекаемых запасов нефти, связанным с неуклонным истощением легких, маловязких углеродных залежей. Для тяжелых, высоковязких нефтей и природных битумов характерно высокое содержание асфальтенов, смол и парафинов, что приводит к технологическим трудностям и ряду осложнений при извлечении и транспортировке флюида. Для решения проблем, связанных с добычей трудноизвлекаемой нефти, необходимо применять дополнительные технологические операции, направленные на снижение вязкости флюида, что приводит к увеличению себестоимости добываемого сырья. Одним из таких методов может быть прогрев ствола скважины греющим кабелем с целью поддержания необходимой температуры потока и сохранения текучести нефти. Основным недостатком данного метода является высокое энергопотребление, которое можно снизить с помощью методов математического моделирования процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине, позволяющих оценить тепловой эффект от работы нагревательного кабеля и определить необходимые технологические характеристики оборудования для беспроблемной эксплуатации скважины.

Цель: исследовать влияние нагревательного кабеля на эксплуатацию скважин с высоковязкой нефтью, а также определить необходимые технологические параметры нагрева, при которых нефть сохраняет свою текучесть и обеспечивает нормальную работу глубинно-насосного оборудования.

Объект: вертикальный участок нефтяной скважины, где применяется нагревательный кабель для снижения вязкости флюида, расположенной на одном из месторождений республики Южный Судан.

Методы: экспериментальное определение реологических и теплофизических свойств нефти на лабораторном оборудовании методами дифференциальной сканирующей калориметрии и реометрии, результаты которого были использованы в качестве исходных данных при математическом моделировании процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине с греющим кабелем с целью оценки теплового эффекта от его работы. Численное моделирование дифференциальных уравнений в частных производных осуществлялось с помощью метода конечных объемов в программном комплексе Ansys Fluent.

Результаты и выводы. Были получены поля температур, статического давления и скоростей в нефтяной скважине с учетом реологических и теплофизических свойств добываемого сырья при работе нагревательного кабеля с различной мощностью и без него. Показано, что наличие греющего кабеля в скважине благоприятно сказывается на эксплуатационных характеристиках, приводит к снижению вязкости нефти на несколько порядков, уменьшению перепада давления в лифтовых трубах на несколько единиц МПа за счет уменьшения потерь на вязкое трение и росту средней скорости потока. Получено, что эффективность добычи на рассматриваемой скважине можно повысить путем замены нагревательного кабеля на высокотемпературный кабель большей длины, что приведет к увеличению коэффициента подачи и межремонтного периода электроцентробежного насоса за счет поддержания вязкости нефти выше критического значения на всем участке скважины.

Ключевые слова:

Нефтяная скважина, высоковязкая нефть, численное моделирование, нагревательный кабель, реологические свойства, лабораторные исследования.

Введение

В последнее десятилетие активно развивается добыча тяжелой нефти с вязкостью 30 мПа*с и выше, запасы которой более чем в 5 раз превышают объемы углеводородов малой и средней вязкости [1, 2]. Во многих странах с развитой нефтедобывающей промышленностью добыча тяжелой нефти является перспективным направлением развития нефтегазовой отрасли на ближайшие годы. Россия, наряду с такими странами как Венесуэла, Канада, США и Китай, обладает значительными ресурсами трудноизвлекаемой нефти, доля которых составляет 55 % в общем объеме всех российских запасов. К наиболее крупным месторождениям тяжелой нефти относятся: Усинское, Ван-Еганское, Северо-Комсомольское, Русское, и др., а более 70 % запасов высоковязкой нефти расположены в Пермской, Тюменской, Самарской областях, Та-

рарстане и Башкортостане, при этом степень выработанности этих запасов очень низка [3, 4].

Месторождения такого типа залежей, как правило, находятся на глубинах до 2000 м, характеризуются невысокой пластовой температурой и большим содержанием асфальтенов, смол и парафинов, последние из которых при определенных термобарических условиях выпадают из нефти и могут откладываться на стенках глубинно-насосного оборудования (ГНО), дополнительно затрудняя добычу [5–7]. Высокая вязкость добываемого сырья является фактором, осложняющим добычу, и негативно сказывается на эксплуатацию ГНО, что приводит к снижению коэффициента подачи и межремонтного периода (МРП) и, как следствие, к падению добычи и росту себестоимости добываемой нефти. В пластовых условиях повышенная вязкость флюида является причиной низких деби-

тов или полного их отсутствия, что приводит к необходимости применения специальных методов воздействия на продуктивный пласт. Наибольшее распространение получили термические методы, к которым относятся: циклическая и площадная закачка пара, или парогравитационное дренирование [8–14]. Данные технологии хорошо известны и активно применяются в промышленности для увеличения коэффициента извлечения продуктивного пласта, однако при движении по лифтовым трубам от забоя к устью поток нефти планомерно охлаждается, вязкость увеличивается вплоть до полной потери текучести, что также требует применения методов борьбы с этим осложнением. Для поддержания температуры нефти выше точки текучести и кристаллизации парафинов активно применяют тепловые методы, одним из которых является прогрев осложненного участка скважины нагревательным кабелем.

Для эффективного решения проблемы высоковязкой нефти и асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) необходимо определить значение удельной тепловой мощности нагревательного кабеля, при которой температура нефтяного потока обеспечит бесперебойную добычу с сохранением текучести нефти и без образования АСПО. Для анализа температурного состояния скважины и определения необходимой мощности нагрева в работе предлагается математическая модель процессов теплопереноса в нефтяной скважине, реализованная численно с учетом реологических и теплофизических свойств нефти, полученных экспериментально.

Объект исследования

Была рассмотрена нефтяная скважина одного из месторождений республики Южный Судан, основные эксплуатационные характеристики которой представлены в табл. 1. Для данной скважины характерно высокое содержание парафинов в нефти (около 50 %), что существенно затрудняет добычу и приводит к высоким нагрузкам на погружной электродвигатель установки электроцентробежного насоса и преждевременному выходу из строя глубинно-насосного оборудования. Для решения данной проблемы на скважине применяется резистивный нагревательный кабель, расположенный во внутреннем пространстве насосно-компрессорной трубы (НКТ).

Ставилась задача определить необходимую удельную мощность нагрева для поддержания температуры выше критического значения, при котором величина динамической вязкости лежит в пределах 1–30 мПа·с, не допускается выпадения АСПО и обеспечивается бесперебойная эксплуатация скважины.

Таблица 1. Сведения о скважине

Table 1. Well information

Параметр Parameter	Ед. изм. Units	Значение Value
Глубина искусственного забоя Artificial slaughter depth	м/м	2931
Динамический уровень/Dynamic level	м/м	2200
Глубина установки насоса Pump installation depth	м/м	2600
Наружный диаметр НКТ/Tubing outer diameter	мм/мм	89
Наружный диаметр эксплуатационной колонны Production casing outer diameter	мм/мм	178
Тип насоса/Pump type	–	ЭЦН
Текущая суточная добыча Current daily production	м ³ /сут m ³ /day	17,5
Обводненность/Water cut	%	2 %
Газовый фактор/Gas/oil ratio	м ³ /т/м ³ /tn	0
Температура жидкости на устье скважины Fluid temperature at the wellhead	°С	32–47
Содержание парафиновых углеводородов Content of paraffinic hydrocarbons	%	31
Точка осаждения парафинов Paraffin settling point	°С	60

Экспериментальное определение реологических и теплофизических свойств нефти

Высокое содержание тяжелых компонентов в составе нефти выражается в проявлении вязкоупругих свойств, характерных для неньютоновских жидкостей, а также существенной зависимости величины вязкости от температуры и скорости сдвига [15–18].

С целью определения температуры, при которой вязкость нефти обеспечивает нормальную работу электроцентробежного насоса, были проведены экспериментальные исследования температурной зависимости динамической вязкости на ротационном реометре DHR-2 для образцов нефти, взятых с рассматриваемой скважины. Получены кривые зависимости динамической вязкости от скорости сдвига в температурном диапазоне от 30 до 100 °С с шагом 10 °С, представленные в табл. 2 и на рис. 1, 2.

Таблица 2. Зависимость динамической вязкости образца нефти от скорости сдвига при различной температуре

Table 2. Dependence of oil sample dynamic viscosity on the shear rate at different temperatures

Т, °С	Динамическая вязкость μ , Па·с/Dynamic viscosity μ , Pa·s									
	Скорость сдвига $\dot{\gamma}$, с ⁻¹ /Shear rate $\dot{\gamma}$, s ⁻¹									
	1,58	2,50	3,96	6,28	9,96	15,78	25,01	39,64	62,83	
30	10,4·10 ³	6,6·10 ³	4,1·10 ³	2,6·10 ³	1,7·10 ³	1,2·10 ³	0,8·10 ³	0,6·10 ³	0,4·10 ³	
40	1,6·10 ³	1,1·10 ³	0,7·10 ³	0,5·10 ³	0,3·10 ³	0,2·10 ³	167,55	115,85	82,45	
50	58,63	42,5	31,1	22,8	16,69	12,27	9,02	6,64	4,94	
60	1,65	1,23	0,91	0,68	0,53	0,43	0,36	0,32	0,34	
70	0,03	0,01	0,01	0,01	0,02	0,05	0,07	0,11	0,2	
80	0,06	0,03	0,04	0,05	0,05	0,06	0,1	0,16	0,24	
90	0,04	0,02	0,02	0,01	0,001	0,01	0,01	0,02	0,04	
100	0,08	0,02	0,04	0,04	0,04	0,05	0,09	0,14	0,21	

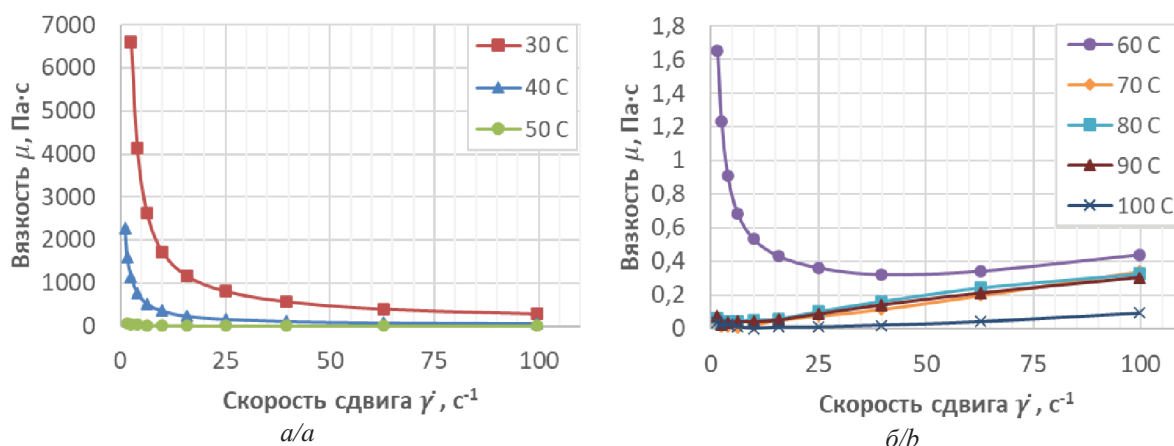


Рис. 1. Зависимость динамической вязкости нефти от скорости сдвига при различных значения температуры, °С: а) 30–50; б) 60–100

Fig. 1. Dependence of oil dynamic viscosity on shear rate at different temperatures, °C: a) 30–50; b) 60–100

При номинальном дебите, равном $21 \text{ м}^3/\text{сут}$, значение скоростей сдвига в скважине лежит в пределах $4\text{--}6 \text{ с}^{-1}$. Из табл. 1 и рис. 1, а видно, что при температуре ниже 60 °C и рассматриваемых скоростях сдвига значение вязкости составляет сотни и даже тысячи Па·с, что позволяет сделать вывод о невозможности подъема нефти при таких температурных условиях. Для нормальной эксплуатации скважины желательно, чтобы значение динамической вязкости не превышало $50 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, что достигается при температуре образца 70 °C и выше (табл. 1). При дальнейшем увеличении температуры наблюдается заметное увеличение вязкости исследуемого образца, что может быть связано с наличием механических примесей или, что более вероятно, с фазовым переходом некоторых составляющих многокомпонентного состава нефтяной жидкости [8, 19].

С целью определения температурной зависимости удельной теплоемкости образца нефти в работе были проведены лабораторные исследования методом дифференциальной сканирующей калориметрии (ДСК), результаты которых представлены на рис. 2.

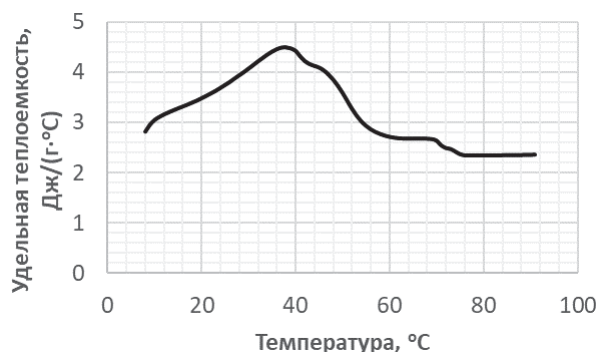


Рис. 2. Зависимость удельной теплоемкости нефти от температуры

Fig. 2. Temperature dependence of specific oil heat capacity

Как видно из рисунка, в диапазоне температур от 8 до 60 °C наблюдается значительное изменение теплоемкости, что объясняется разрушением кристаллической структуры парафинов, которой насыщен образец

исследуемой нефти. В диапазоне температур от 60 до 70 °C теплоемкость нефти практически не изменяется и сохраняет постоянное значение. В интервале $70\text{--}75 \text{ °C}$ наблюдается снижение величины удельной теплоемкости с $2,7$ до $2,3 \text{ Дж}/(\text{кг}\cdot\text{°C})$, что подтверждает наличие физических превращений и связанный с ними рост динамической вязкости, полученный при исследовании реологических свойств.

Результаты исследования зависимости вязкости нефти от скорости сдвига и температуры, а также дифференциальной сканирующей калориметрии позволяют сделать вывод, что для нормальной эксплуатации установки электроцентробежного насоса необходимо поддерживать температуру потока нефти в районе 70 °C и принять данное значение в качестве эксплуатационной температуры при моделировании и определении необходимой удельной мощности нагрева скважины греющим кабелем.

Полученные результаты лабораторных исследований были использованы в качестве исходных данных для моделирования процессов теплопереноса в рассматриваемой скважине. Для описания зависимости вязкости нефти от скорости сдвига использовался степенной закон Оствальда-де Ваале, а для температурной зависимости – закон Аррениуса-Френкеля-Эйринга. Значения индекса течения, предэкспоненциального множителя и отношения энергии активации вязкого течения к универсальной газовой постоянной были получены путем аппроксимации экспериментальных кривых, а температурная зависимость удельной теплоемкости нефти была описана полиномом пятой степени.

Численное моделирование процессов теплопереноса в нефтяной скважине

С целью оценки влияния работы греющего кабеля на температурное состояние скважины был рассмотрен вертикальный участок длиной 1600 м , представленный на рис. 3.

Греющий кабель расположен внутри НКТ от устья до 1500 м , пространство между эксплуатационной колонной (ЭК) и НКТ заполнено попутным нефтяным

газом, скважину окружает массив горных пород радиусом 8 м, величина которого была получена на основе численных экспериментов при исследовании адекватности представленной математической модели [20, 21].

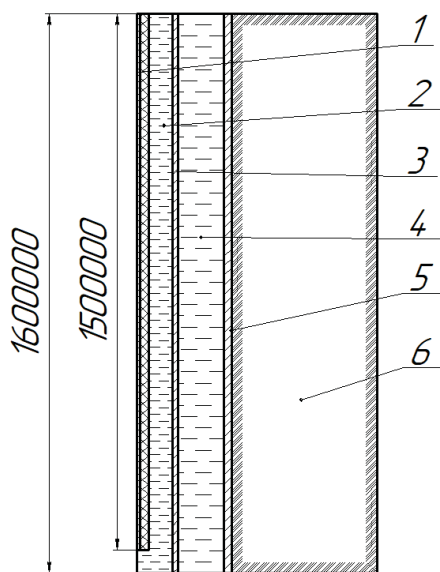


Рис. 3. Рассматриваемая область нефтяной скважины: 1 – греющий кабель; 2 – добываемая нефть; 3 – НКТ; 4 – затрубное пространство; 5 – эксплуатационная колонна; 6 – массив земли

Fig. 3. Considered area of an oil well: 1 – heating cable; 2 – produced oil; 3 – tubing; 4 – annular space; 5 – production string; 6 – ground

Для упрощения реализации модели и снижения нагрузки и системных требований к аппаратной части в работе были сделаны следующие допущения: задача стационарная, осесимметричная; жидкость однофазная, несжимаемая; течение ламинарное; процессы формирования и отложения парафина при движении потока нефти не учитываются; теплофизические свойства твердых элементов постоянны; бесконечный массив горных пород заменен ограниченной областью с постоянными теплофизическими свойствами; многослойная конструкция греющего кабеля заменена на две области, представляющих собой токопроводящую жилу и изоляцию с усредненными теплофизическими свойствами [22].

Математическое описание задачи базируется на законах сохранения массы, энергии и количества движения. С учетом сделанных допущений система дифференциальных уравнений в осесимметричной постановке имеет вид:

Уравнение несжимаемости:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (rV_r) + \frac{\partial V_z}{\partial z} = 0.$$

Уравнения движения для нефтяной жидкости:

$$\begin{aligned} \rho_n \left(V_{nr} \frac{\partial V_r}{\partial r} + V_{nz} \frac{\partial V_r}{\partial z} \right) = \\ = - \frac{\partial P_n}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(2r\mu_n \frac{\partial V_r}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\mu_n \left(\frac{\partial V_z}{\partial r} + \frac{\partial V_r}{\partial z} \right) \right), \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \rho_n \left(V_{nr} \frac{\partial V_z}{\partial r} + V_{nz} \frac{\partial V_z}{\partial z} \right) = \\ = - \frac{\partial P_n}{\partial z} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r\mu_n \left(\frac{\partial V_z}{\partial r} + \frac{\partial V_r}{\partial z} \right) \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(2 \cdot \mu_n \frac{\partial V_z}{\partial z} \right). \end{aligned}$$

Уравнение энергии для нефтяной жидкости:

$$c_n \rho_n \left(V_r \frac{\partial T}{\partial r} + V_z \frac{\partial T}{\partial z} \right) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r\lambda_n \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda_n \frac{\partial T}{\partial z} \right) + q_v.$$

Уравнение энергии для оболочки греющего кабеля, твердых элементов конструкции скважины и попутного нефтяного газа:

$$\lambda_i \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \lambda_i \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{\partial T}{\partial z} \right) = 0.$$

Уравнение энергии для токопроводящих жил греющего кабеля:

$$\lambda_{\text{ТПЖ}} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \lambda_{\text{ТПЖ}} \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{\partial T}{\partial z} \right) + q_{v \text{ ТПЖ}} = 0.$$

Тепловой поток от токопроводящих жил греющего кабеля:

$$q_{v \text{ ТПЖ}} = \iint_S \frac{I^2}{\sigma} dS.$$

Зависимость динамической вязкости нефти от температуры и скорости сдвига:

$$\mu_n = \mu_0 \cdot e^{\frac{U}{kT}} \cdot \dot{\gamma}^{n-1}.$$

Зависимость удельной теплоемкости нефти от температуры:

$$\begin{aligned} c_n = -2.9 \cdot 10^{-5} \cdot T^5 + 7.4 \cdot 10^{-3} \cdot T^4 - 0.66 \cdot T^3 + \\ + 23.48 \cdot T^2 - 291.56 \cdot T + 4033.2. \end{aligned}$$

Здесь r, z – цилиндрические координаты; i – индексы исследуемых областей: $i=1$ – НКТ, $i=2$ – эксплуатационная колонна, $i=3$ – грунт, $i=4$ – затрубное пространство; V_r, V_z – компоненты вектора скорости; T – температура; t – время; P_n – давление в НКТ; ρ_i, ρ_n – плотность среды; μ_n – вязкость нефти; c_i, c_n – удельная теплоемкость среды; λ_i – коэффициент теплопроводности среды; λ_n – коэффициент теплопроводности нефти; $\lambda_{\text{ТПЖ}}$ – коэффициент теплопроводности токопроводящих жил; q_v – диссипативные источники тепла; $q_{v \text{ ТПЖ}}$ – тепловой поток от токопроводящих жил кабеля; I – номинальный ток кабеля, А; σ – коэффициент удельной электропроводности токопроводящих жил, См/м; $\dot{\gamma}$ – скорость сдвига; n – показатель аномалии; U – энергия активации; k – универсальная газовая постоянная.

Реализация математической модели осуществлялась численно, методом конечных объемов в программном продукте ANSYS Fluent. Количество и размер конечных объемов для каждой рассматриваемой области скважины были получены в результате итерационного процесса решения задачи и анализа получаемых результатов. В местах повышенных градиентов для значений скорости, температуры и давления сетка дополнительно измельчалась, что позволило увеличить точность и сходимость решения [22].

Таблица 3. Теплофизические свойства элементов конструкции

Table 3. Thermophysical properties of structural elements

Материал Material	Плотность ρ , кг/м ³ Density ρ , kg/m ³	Удельная теплоемкость C , Дж/(кг·°C) Specific heat C , J/(kg·°C)	Коэффициент теплопроводности λ , Вт/(м·°C) Coefficient of thermal conductivity λ , W/(m·°C)
Грунт/Ground	1900	1680	1,82
Сталь/Steel	7850	473	48
Нефть/Oil	838	$C=f(T)$	0,15
Попутный нефтяной газ Associated petroleum gas	1,26	$C=f(T)$	0,05
Токпроводящие жилы Conductors	8978	381	387,6
Изоляция и оболочка кабеля Cable insulation and sheath	1000	1000	0,29

В качестве исходных данных были использованы конструктивные и эксплуатационные характеристики скважины, представленные в табл. 1, и теплофизические свойства элементов конструкции (табл. 3).

Результаты

Для оценки влияния греющего кабеля на распределение температуры в нефтяной скважине и необходимой удельной мощности нагрева, при которой температура потока находится в районе 70 °С, сохраняется текучесть нефти и обеспечивается нормальная эксплуатация электроцентробежного насоса, были проведены численные эксперименты для скважины без кабеля и с кабелем, работающим с различной удельной мощностью, которая зависит от питающего напряжения и составляет 0, 20,6, 24,1 и 31,7 Вт/м.

В результате были получены температурные поля и графики распределения средней температуры нефтяного потока по глубине рассматриваемого участка скважины, представленные на рис. 4, 5.

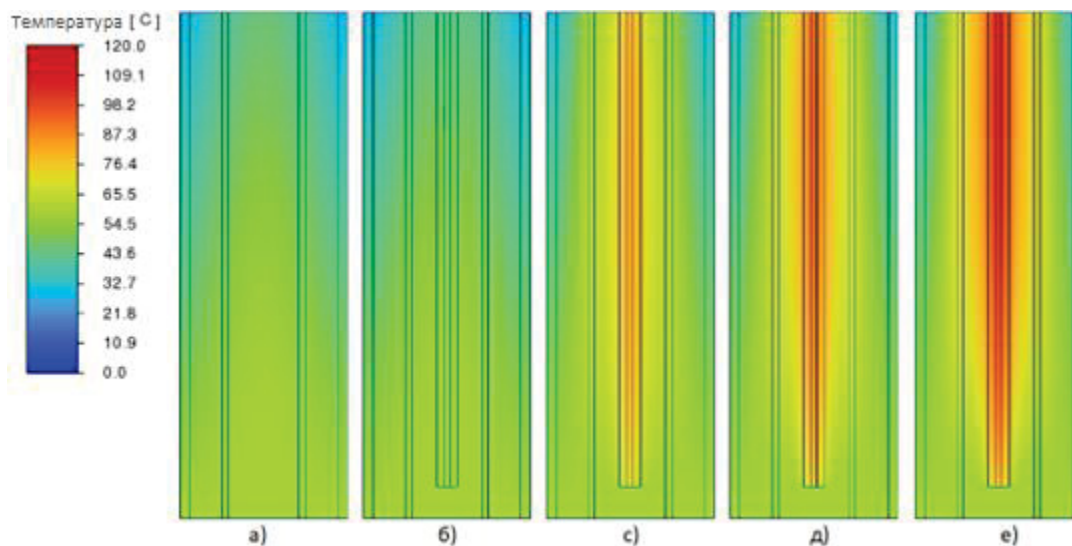


Рис. 4. Поля температур пространства скважины, ограниченного эксплуатационной колонной: а) без греющего кабеля; б) с греющим кабелем, без нагрева; в) нагрев мощностью 20,6 Вт/м; г) нагрев мощностью 24,1 Вт/м; д) нагрев мощностью 31,7 Вт/м

Fig. 4. Temperature fields of the well space limited by the production string: a) without heating cable; b) with a cable, without heating; c) heating with a power of 20,6 W/m; d) heating with a power of 24,1 W/m; e) heating with a power of 31,7 W/m

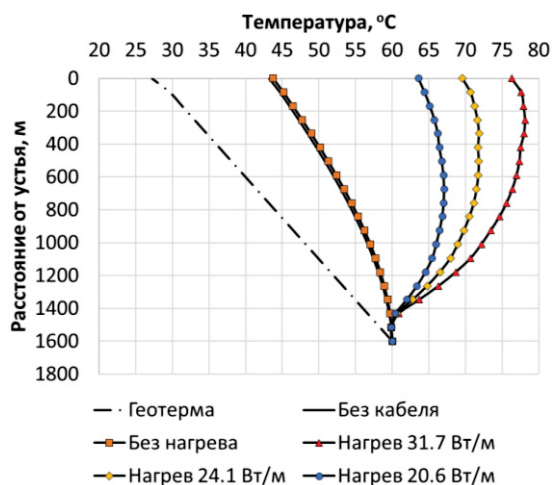


Рис. 5. Зависимость средней температуры потока нефти в НКТ по глубине скважины

Fig. 5. Dependence of the average temperature of the oil flow in the tubing along the depth of the well

Из рис. 4, 5 видно, что наличие греющего кабеля без нагрева не оказывает заметного влияния на распределение температуры в скважине. При осуществлении нагрева с удельной мощностью 24,1 и 31,7 Вт/м средняя температура потока превышает значение равное 70 °С, а при нагреве с мощностью 20,6 Вт/м максимальное значение средней температуры достигается на глубине 670 м и составляет 67 °С. При работе кабеля с удельной мощностью равной 31,7 Вт/м температура изоляции нагревательного кабеля достигает 120 °С, что превышает длительно допустимое значение для блоксополимера пропилена с этиленом, применяемого в данной марке кабеля на 30 °С, и может привести к ускоренному старению изоляции и преждевременному выходу изделия из строя. Для исключения режима работы при температурах, превышающих критическую, станция управления нагревом отключает подачу напряжения на время, регулируемое величиной уставки, и работа оборудования осуществляется в периодическом режиме. Учитывая тяжелые условия эксплуатации и необходимость поддержания потока нефтяной жидкости выше 70 °С периодический режим работы не рассматривался, а дальнейшие результаты, полученные при нагре-

ве с удельной мощностью 31,7 Вт/м, приводятся с целью оценки эксплуатационных характеристик при температурах потока, превышающих 70 °С.

Для всех рассматриваемых случаев на прогреваемом участке имеются интервалы, где температура потока находится ниже принятого значения в 70 °С, что объясняется недостаточной длиной обогреваемого участка и начальной температурой потока равной 60 °С. Для обеспечения режима эксплуатации, при котором температура нефти не опускается ниже 70 °С, необходимо увеличить длину греющего кабеля до 2100 м. Однако длину применяемого на скважине кабеля невозможно увеличить путем сстройки, и требуется полная замена изделия [23, 24], что экономически нецелесообразно.

Нормальная эксплуатация установки электроцентробежного насоса зависит от вязкости перекачиваемого флюида, влияющего на потери энергии на трение и величины полного давления, создаваемого столбом нефтяной жидкости. Для оценки величины вязкости нефти на всем рассматриваемом участке без греющего кабеля и с учетом эффекта от нагрева при различной удельной мощности были получены кривые, представленные на рис. 6.

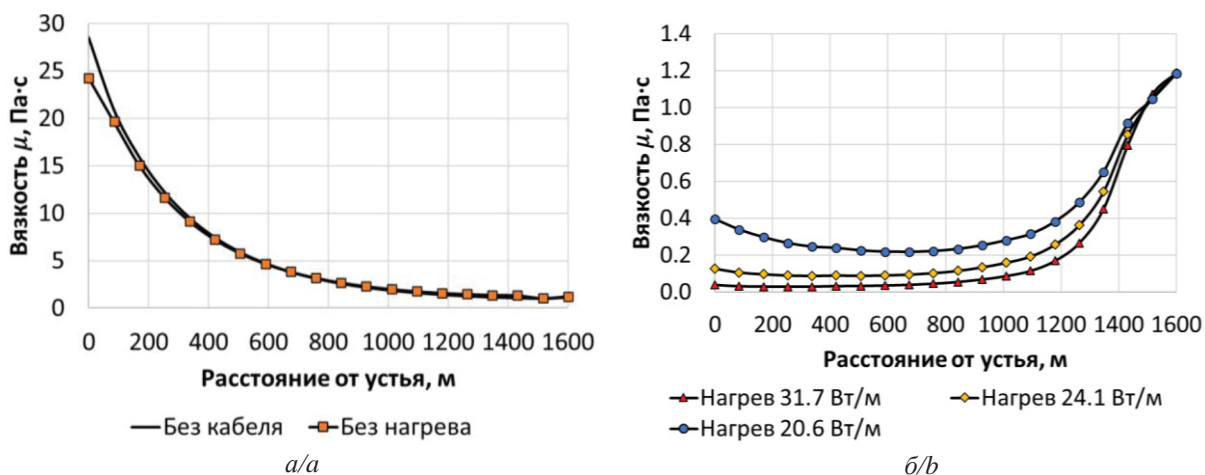


Рис. 6. Распределение динамической вязкости нефти в НКТ по глубине скважины: а) без нагрева; б) с нагревом
 Fig. 6. Distribution of oil dynamic viscosity in tubing along the depth of the well: a) without heating; b) with heating

Из рис. 6, а видно, что без нагрева в интервале 300–1600 м от устья значение динамической вязкости составляет единицы Па·с, а на участке 0–300 м десятки Па·с, что на три порядка превышает требуемое значение вязкости для нормальной эксплуатации УЭЦН и добычи нефти. При осуществлении нагрева (рис. 6, б) с удельной мощностью 20,6 и 24,1 Вт/м величина динамической вязкости не опускается ниже 90 мПа·с, а при нагреве 31,7 Вт/м только на интервале 1000–1600 м от устья составляет 30 мПа·с, что позволяет сделать вывод о том, что при рассматриваемых удельных мощностях на исследуемом интервале величина динамической вязкости превышает принятое минимальное значение и для обеспечения режима работы, при котором вязкость не превышает 30 мПа·с, необходим нагрев потока нефти до температуры около 90 °С, что практически не реализуемо при обогре-

ве кабелем марки КГТн, применяемым на рассматриваемой скважине.

Наибольшее влияние на работу УЭЦН вязкость нефти оказывает при прохождении потока через секции электроцентробежного насоса [5], расположенного на глубине 2600 м. Если на данной глубине обеспечиваются условия, при которых вязкость нефти соответствует эксплуатационным характеристикам насоса, на участке выше глубины его подвеса достаточно поддерживать температуру, при которой сохраняется текучесть нефти и не происходит критического перепада давлений, связанного с потерями на трение. Для оценки влияния работы греющего кабеля на величину давления в колонне насосно-компрессорных труб были получены поля и кривые статического давления, без учета гидростатического (весового) давления столба жидкости (рис. 7, 8), а также кривые полного давления, представленные на рис. 9.

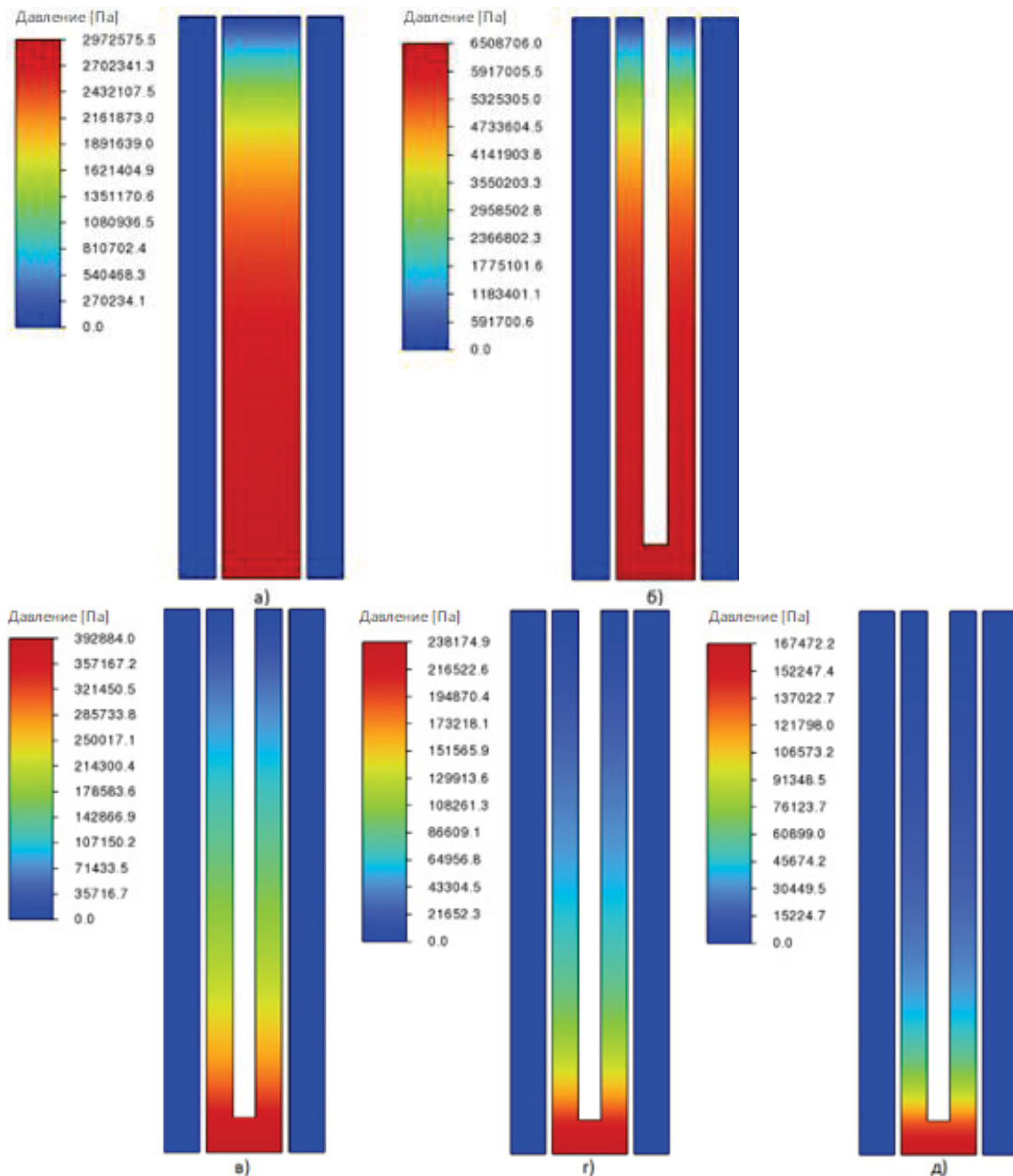


Рис. 7. Поля давления в пространстве скважины, ограниченном эксплуатационной колонной (масштаб в радиальном направлении 1:3000) без учета гидростатического давления: а) без греющего кабеля; б) с греющим кабелем, без нагрева; в) нагрев мощностью 20,6 Вт/м; г) нагрев мощностью 24,1 Вт/м; д) нагрев мощностью 31,7 Вт/м

Fig. 7. Pressure fields in the well space limited by the production casing (scale in the radial direction 1:3000) without taking into account hydrostatic pressure: а) without heating cable; б) with a heating cable, without heating; в) heating with a power of 20,6 W/m; г) heating with a power of 24,1 W/m; д) heating with a power of 31,7 W/m

В работе ставилась задача определить перепад статического давления в насосно-компрессорной трубе, вызванный потерями на перемещение жидкости от нижней точки рассматриваемой области к устью. Фактическое устьевое давление скважины неизвестно, поэтому для определения величины перепада давления ΔP на устье задавалось избыточное давление равное 0 Па.

Из рис. 7, 8 видно, что при отсутствии нагревательного кабеля (а) перепад давления ΔP в насосно-компрессорной трубе составляет около 3 МПа. При

наличии греющего кабеля без нагрева (б) максимальное давление увеличивается более чем в 2 раза и составляет 6,5 МПа, что обусловлено снижением проходного сечения НКТ. При включении обогрева перепад давления уменьшается на порядок и составляет 0,4, 0,24 и 0,17 МПа при нагреве с мощностью 20,6, 24,1 и 31,7 Вт/м соответственно, что связано со снижением потерь на трение и подтверждает эффективность применения греющего кабеля для добычи высоковязкой нефти.

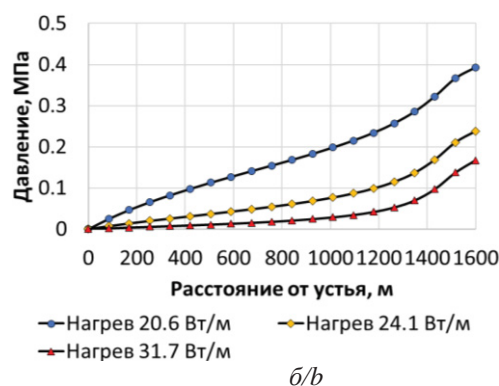
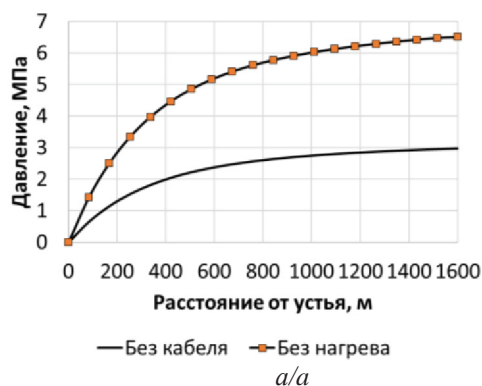


Рис. 8. Распределение давления в НКТ по глубине скважины без учета гидростатического давления: а) без нагрева; б) с нагревом

Fig. 8. Distribution of pressure in the tubing along the depth of the well without taking into account hydrostatic pressure: а) without heating; б) with heating

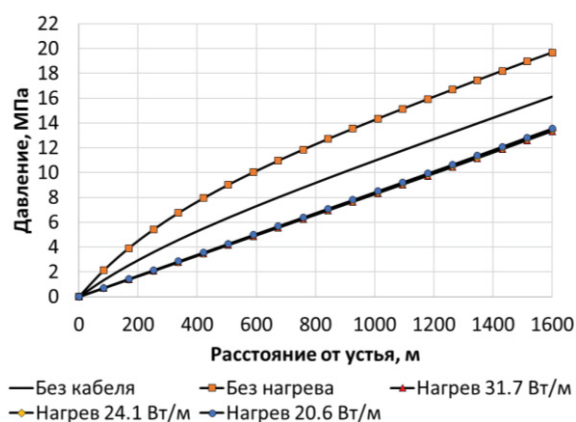


Рис. 9. Распределение полного давления в НКТ по глубине скважины

Fig. 9. Distribution of total pressure in the tubing along the depth of the well

На рис. 9 представлены кривые распределения полного давления в НКТ для всех рассматриваемых случаев. Полное давление складывается из величин статического, динамического и гидростатического давлений.

Величина динамического давления определялась через скоростной напор $\frac{\rho v^2}{2}$ и составляет единицы

Паскаль, что вносит незначительный вклад в величину полного давления в НКТ. Величина гидростатического (весового) давления по глубине скважины определялась по закону Паскаля $P(h)=\rho gh$ и в нижней точке исследуемой области составляет 13,1 МПа для всех рассмотренных случаев.

Определяющим слагаемым при вычислении полного давления является статическое давление в скважине, величина которого сильно зависит от вязкости нефти (рис. 8). Для всех трех случаев нагрева скважины греющим кабелем полное давление снижается примерно на 2,6–2,8 МПа, что благоприятно сказывается на работе электроцентробежного насоса, позволяет снизить нагрузку на двигатель и увеличить коэффициент подачи [25, 26]. При работе греющего кабеля кривые полного давления в НКТ различаются не более чем на 0,2 МПа (рис. 9), однако для нормальной эксплуатации электроцентробежного насоса полученные значения могут быть критическими и существенно влиять на рабочие характеристики [27].

Величина вязкости нефти влияет не только на перепад давлений в скважине, но и на эпюру скоростей в сечении насосно-компрессорной трубы, что иллюстрируют рис. 10, 11.

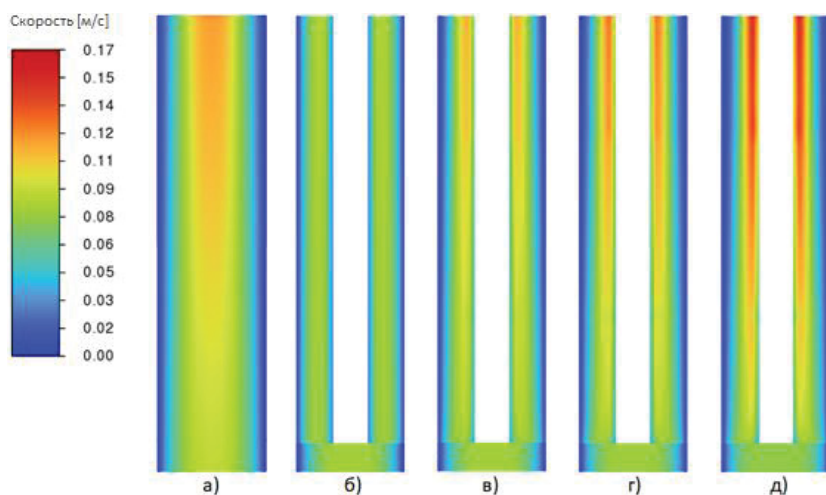


Рис. 10. Поля скоростей потока нефти в НКТ: а) без греющего кабеля; б) с греющим кабелем, без нагрева; в) нагрев мощностью 20,6 Вт/м; г) нагрев мощностью 24,1 Вт/м; д) нагрев мощностью 31,7 Вт/м

Fig. 10. Velocity fields of oil flow in tubing: а) without heating cable; б) with a heating cable, without heating; в) heating with a power of 20,6 W/m; г) heating with a power of 24,1 W/m; д) heating with a power of 31,7 W/m

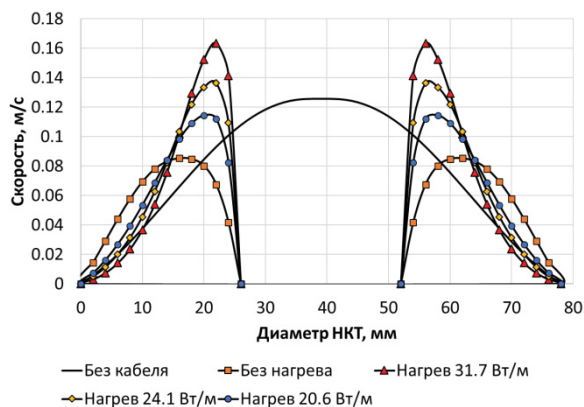


Рис. 11. Эпюры скоростей потока нефти в НКТ на устье скважины

Fig. 11. Plots of oil flow rates in the tubing at the wellhead

При размещении внутри колонны насосно-компрессорных труб греющего кабеля снижается проходное сечение, что препятствует свободному течению нефти и приводит к росту давления в трубе и снижению скорости течения, связанному с высокой вязкостью потока. При включении обогрева вязкость флюида снижается и с меньшим сопротивлением движется к устью, что приводит к росту средней скорости в трубе.

Из рис. 11 видно, что максимальная скорость потока жидкости наблюдается вблизи греющего кабеля, температура поверхности которого на несколько градусов выше температуры стенки НКТ. С увеличением мощности нагрева возрастает значение максимальной скорости, которая составляет 0,16 м/с, при удельной мощности нагрева равной 31,7 Вт/м, а без нагрева 0,09 м/с.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Яценко И.Г., Полищук Ю.М. Закономерности территориального размещения и физико-химические свойства нефтей с высоким содержанием асфальтенов и смол // Геология нефти и газа. – 2022. – № 1. – С. 95–108. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-95-108.
2. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – М.: Стандартинформ, 2002. – 11 с.
3. Трудноизвлекаемые запасы нефти Российской Федерации. Структура, состояние, перспективы освоения / И.В. Шпуров, А.Д. Писарницкий, И.П. Пуртова, А.И. Вариченко. – Тюмень: Изд-во ФГУП «ЗапСибНИИГТ», 2012. – 256 с.
4. Исследование кернового материала Печерского месторождения природного битума с помощью рентгеновского компьютерного микротомографа Skyscan 1174V2 / П.В. Рошин, М.К. Рогачев, Л.К. Васкес Карденас и др. // Международный научно-исследовательский журнал. – 2013. – № 8-2 (15). – С. 45–48.
5. Мищенко И.Т., Леонов И.В. Основы физико-математической модели системы «эксплуатационный объект-добывающая скважина-установка ЭЦН» // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2011. – № 3. – С. 36–40.
6. Осложнения в нефтедобыче / Н.Г. Ибрагимов, А.Р. Хафизов, В.В. Шайдаков, Ф.Р. Хайдаров, А.В. Емельянов, М.В. Голубев, Л.Е. Каштанова, К.В. Чернова, Д.Е. Бугай, А.Б. Лаптев. – Уфа: Изд-во «Монография», 2003. – 302 с.
7. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – М.: Изд-во ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.
8. Babadagli T. Technology focus: heavy oil // Journal of Petroleum Technology. – 2021. – V. 73. – № 4. – P. 48.
9. An experimental study of steam-assisted gravity drainage / K. Sheng, R. Okuno, M. Imran, T. Yamada // SPE Journal. – 2021. – V. 26. – P. 1515–1534.

Выводы

Эффективность и целесообразность применения того или иного метода добычи высоковязкой нефти зависит от большого количества факторов и требует тщательной оценки, которую можно реализовать методами математического моделирования.

В работе продемонстрирована возможность использования численного моделирования процессов теплопереноса в нефтяной скважине с греющим кабелем как аналитического инструмента для оценки влияния нагрева на эксплуатационные характеристики скважин с высоковязкой нефтью. Реализация математической модели позволила оценить эффективность технологии нагрева греющим кабелем, определить эффект от нагрева с различной удельной мощностью. Были даны рекомендации по увеличению длины нагревательного кабеля для поддержания температуры выше 70 °С по всей длине насосно-компрессорных труб.

Показана взаимозависимость вязкости нефти, перепада давлений в НКТ и скорости потока без греющего кабеля и с ним при обогреве с различной удельной мощностью. Получено, что прогрев ствола скважины благоприятно сказывается на параметрах добычи и позволяет существенно уменьшить потери на трение и перепад давления на единицы МПа, что приводит к увеличению дебита и снижению нагрузки на погружной электродвигатель.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ и Пермского края в рамках научного проекта № 20-48-596001.

10. An overview of chemical enhanced oil recovery: Recent advances and prospects / A. Gbadamosi, R. Junin, M. Manan, A. Agi, A. Yusuff // Int. Nano Lett. – 2019. – № 9. – P. 171–202.
11. Specifics of high-viscosity oil fields development under the low reservoir pressure conditions / A.N. Ivanov, M.M. Veliev, E.M. Veliev, L.V. Kuleshova, E.A. Udalova // OJ. – 2021. – P. 50–52. DOI: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-8-50-52>
12. Delamaide E. Application of multilateral wells for production and enhanced oil recovery: case studies from Canada // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2021. – V. 24. – № 4. – P. 952–974.
13. Akangbou H.N., Burby M., Nasr Gh. Effectively optimizing production of horizontal wells in homogeneous oil reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – V. 150. – P. 128–136.
14. Emulsification and improved oil recovery with viscosity reducer during steam injection process for heavy oil / Zhengbin Wu, Liu Huiqing, Xue Wang, Zequan Zhang // Journal of Industrial and Engineering Chemistry. – 2018. – V. 61. – P. 348–355
15. Modeling viscosity of light and intermediate dead oil systems using advanced computational frameworks and artificial neural networks / E. Khamehchi, M.R. Mahdiani, M.A. Amooie, A. Hemmati-Sarapardeh // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – V. 193. – P. 107388
16. Beloglazov I., Morenov V.A., Leusheva E.L. Flow modeling of high-viscosity fluids in pipeline infrastructure of oil and gas enterprises // Egyptian Journal of Petroleum. – 2021. – V. 30. – P. 43–51.
17. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. изд. 2, перераб. и доп. – М.: Изд-во «Недра», 1971. – 312 с.
18. Брилл Дж.П., Мукарджи Х. Многофазный поток в скважинах. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 384 с.

19. Azad M., Trivedi J. Does polymer's viscoelasticity influence heavy-oil sweep efficiency and injectivity at 1 ft/D? // SPE Reserv. Eval. Eng. – 2020. – V. 23. – P. 446–462.
20. Kostarev N.A., Trufanova N.M. Control of the thermal processes in an oil well with a heating cable // Russian Electrical Engineering. – 2017. – V. 88. – № 11. – P. 755–759.
21. Костарев Н.А., Труфанова Н.М. Управление работой греющего кабеля на основе математической модели процессов тепло-массопереноса в нефтяной скважине // Прикладная математика и вопросы управления. – 2021. – № 2. – С. 110–127. DOI: 10.15593/2499-9873/2021.2.07
22. Костарев Н.А. Численное моделирование процессов тепло-массопереноса в нефтяной скважине с греющим кабелем: дис. ... канд. техн. наук. – Пермь, 2021. – 103 с.
23. Макиенко Г.П. Кабели и провода, применяемые в нефтегазовой индустрии. – П.: Стиль-МГ, 2004. – 560 с.
24. Кабели нагревательные и борьба с отложениями парафина при добыче нефти. Пермская область для нефтегазовой промышленности / Г.П. Макиенко, А.Е. Буренков, М.А. Долгошапка, В.Г. Савченко, В.П. Жога. – Пермь: Стиль-МГ, 2002. – 176 с.
25. Каплан Л.С., Семенов А.В., Разгоняев Н.Ф. Эксплуатация осложненных скважин центробежными электронасосами. – М.: Недра, 1994. – 189 с.
26. Степанов Л.И. Центробежные и осевые насосы – теория, конструирование и применение. Второе издание. – М.: Государственное научно-техническое издательство машиностроительной литературы, 1960. – 464 с.
27. О влиянии вязкости перекачиваемой жидкости на комплексную характеристику малогабаритных ступеней установок электроцентробежных насосов с открытыми рабочими колесами / А.В. Деговцов, Н.Н. Соколов, А.В. Ивановский, Г.А. Лупский, И.Н. Мамалиев, А.Ю. Аксенов // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2018. – № 1–2. – С. 54–60.

Поступила: 14.07.2022 г.

Дата рецензирования: 09.10.2022 г.

Информация об авторах

Костарев Н.А., кандидат технических наук, доцент кафедры конструирования и технологий в электротехнике, Пермский национальный исследовательский политехнический университет.

Труфанова Н.М., доктор технических наук, профессор, заведующая кафедрой конструирования и технологий в электротехнике, Пермский национальный исследовательский политехнический университет.

UDC 622.276

NUMERICAL SIMULATION APPLICATION TO ANALYZING HEATING CABLE EFFICIENCY DURING MINING HIGH VISCOUS OIL

Nikita A. Kostarev¹,
nikostarev@gmail.com

Natalia M. Trufanova¹,
trufanova@pstu.ru

¹ Perm National Research Polytechnic University,
29, Komsomolsky avenue, Perm, 614990, Russia.

The relevance of the study is caused by noticeable increase in hard-to-recover oil reserves in recent years, associated with the steady depletion of light, low-viscosity carbon deposits. Heavy, high-viscosity oils and natural bitumens are characterized by high content of asphaltenes, resins and paraffins, which leads to technological difficulties and a number of complications in fluid extraction and transportation. To solve the problems associated with the production of hard-to-recover oil, it is necessary to apply additional technological operations aimed at reducing the viscosity of the fluid, which leads to an increase in the cost of produced raw materials. One of such methods can be heating the wellbore with a heating cable in order to maintain the required temperature of the flow and maintain oil fluidity. The main disadvantage of this method is high energy consumption, which can be reduced using mathematical modeling methods for heat and mass transfer in an oil well, which allow evaluating the thermal effect of the heating cable and determining the required technological characteristics of the equipment for trouble-free operation of the well.

The aim of the research is to study the effect of the heating cable on operation of wells with high-viscosity oil, as well as to determine the necessary technological parameters of heating at which oil retains its fluidity and ensures normal operation of downhole pumping equipment.

Object: a vertical section of an oil well, where a heating cable is used to reduce the viscosity of the fluid, located in one of the fields in the Republic of South Sudan.

Methods: experimental determination of the rheological and thermophysical properties of oil using laboratory equipment, methods of differential scanning calorimetry and rheometry, the results of which were used as input data for mathematical modeling of heat and mass transfer in an oil well with a heating cable in order to assess the thermal effect of its operation. Numerical modeling of partial differential equations was carried out using the finite volume method in the Ansys Fluent software package.

Results and conclusions. The fields of temperatures, static pressure and velocities in an oil well were obtained taking into account the rheological and thermophysical properties of the extracted raw materials during heating cable operation with different power and without it. It is shown that the presence of a heating cable in the well has a favorable effect on the performance, leads to decrease in oil viscosity by several orders of magnitude, decrease in the pressure drop in the lift pipes by several MPa due to decrease in viscous friction losses and increase in the average flow rate. It was found that the production efficiency in the well under consideration can be increased by replacing the heating cable with a high-temperature cable of greater length, which will lead to increase in the flow rate and the overhaul period of the electric submersible pump, by maintaining oil viscosity above the critical value throughout the entire section of the well.

Key words:

Oil well, high-viscosity oil, numerical simulation, heating cable, rheological properties, laboratory research.

The research was financially supported by the RFBR and perm Krai within the scientific project no. 20-48-596001.

REFERENCE

1. Yashchenko I.G. Oils rich in asphaltenes and resins: common factors of spatial distribution, physical and chemical properties. *Geologiya nefi i gaza*, 2022, no. 1, pp. 95–108. In Rus. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-95-108.
2. GOST R 51858-2002. *Neft. Obshchie tekhnicheskie usloviya* [State standard 51858-2002. Oil. General specifications]. Moscow, Standartinform Publ., 2002. 11 p.
3. Shpurov I.V., Pisarnitsky A.D., Purtova I.P., Varichenko A.I. *Trudnoizvlekaemye zapasy nefi Rossiyskoy Federatsii. Struktura, sostoyanie, perspektivy osvoeniya* [Hard-to-recover oil reserves of the Russian Federation. Structure, state, development prospects]. Tyumen, Federal State Unitary Enterprise «ZapSibNIIGG» Publ. House, 2012. 256 p.
4. Roshchin P.V., Rogachev M.K., Vasquez Cardenas L.K. The research of core sample of pecherskoe bitumen formation by sky-scan 1174v2 micro-ct scanner. *International Scientific Research Journal*, 2013, no. 8-2 (15), pp. 45–48.
5. Mishchenko I.T., Leonov I.V. Fundamentals of physical-mathematical model of «development target producing well-ESP» system. *Bulletin of the Association of Drilling Contractors*, 2011, no. 3, pp. 36–40. In Rus.
6. Ibragimov N.G., Khafizov A.R., Shaidakov V.V., Khaidarov F.R., Emelyanov A.V., Golubev M.V., Kashtanova L.E., Chernova K.V., Bugai D.E., Lapev A.B. *Oslozheniya v nefedobyche* [Complications in oil production]. Ufa, Monograph Publ., 2003. 302 p.
7. Persiantsev M.N. *Dobycha nefi v oslozhnennykh usloviyakh* [Oil production in difficult conditions]. Moscow, Nedra-Businesscenter Publ., 2000. 653 p.
8. Babadagli T. Technology focus: heavy oil. *Journal of Petroleum Technology*, 2021, vol. 73, no 4, pp. 48.
9. Sheng K., Okuno R., Imran M., Yamada T. An experimental study of steam-assisted gravity drainage. *SPE Journal*, 2021, vol. 26, pp. 1515–1534.
10. Gbadamosi A., Junin R., Manan M., Agi A., Yusuff A. An overview of chemical enhanced oil recovery: Recent advances and prospects. *Int. Nano Lett.*, 2019, no. 9, pp. 171–202.
11. Ivanov A.N., Veliev M.M., Veliev E.M., Kuleshova L.V., Udalova E.A. Specifics of high-viscosity oil fields development under the low reservoir pressure conditions. *OIJ*, 2021, pp. 50–52. DOI: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-8-50-52>
12. Delamaide E. Application of multilateral wells for production and enhanced oil recovery: case studies from Canada. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2021, vol. 24, no. 4, pp. 952–974.
13. Akangbou H.N., Burby M., Nasr Gh. Effectively optimizing production of horizontal wells in homogeneous oil reservoirs. *Journal*

- of *Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 150, pp. 128–136.
14. Zhengbin Wu, Liu Huiqing, Xue Wang, Zequan Zhang. Emulsification and improved oil recovery with viscosity reducer during steam injection process for heavy oil. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 2018, vol. 61, pp. 348–355.
 15. Khamsehchi E., Mahdiani M.R., Amooie M.A., Hemmati-Sarapardeh A. Modeling viscosity of light and intermediate dead oil systems using advanced computational frameworks and artificial neural networks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 193, pp. 107388
 16. Beloglazov I., Morenov V.A., Leusheva E.L. Flow modeling of high-viscosity fluids in pipeline infrastructure of oil and gas enterprises. *Egyptian Journal of Petroleum*, 2021, vol. 30, pp. 43–51.
 17. Gimatudinov Sh.K. *Fizika nefyanogo i gazovogo plasta* [Physics of an oil and gas reservoir]. 2nd ed. Moscow, Nedra Publ., 1971. 312 p.
 18. Brill J.P., Mukherjee H. *Mnogofazny potok v skvazhinakh* [Multiphase flow in wells]. Moscow, Izhevsk, Institute of Computer Research Publ., 2006. 384 p.
 19. Madhar A.S., Trivedi J.J. Does Polymer's Viscoelasticity Influence Heavy-Oil Sweep Efficiency and Injectivity at 1 ft/D? *SPE Res Eval & Eng*, 2020, vol. 23, pp. 446–462.
 20. Kostarev N.A., Trufanova N.M. Control of the thermal processes in an oil well with a heating cable. *Russian Electrical Engineering*, 2017, vol. 88, no. 11, pp. 755–759.
 21. Kostarev N.A., Trufanova N.M. Heating cable operation control based on a mathematical model of heat and mass transfer processes in an oil well. *Applied Mathematics and Control Issues*, 2021, no. 2, pp. 110–127. DOI: 10.15593/2499-9873/2021.2.07
 22. Kostarev N.A. *Chislennoe modelirovanie protsessov teplomassoperenosa v neftyanoy skvazhine s greyushchim kabelem*. Diss. Kand. nauk [Numerical modeling of heat and mass transfer processes in an oil well with a heating cable. Cand. Diss.]. Perm, 2021. 103 p.
 23. Makienco G.P. *Kabeli i provoda, primenyaemye v neftegazovoy industrii* [Cables and wires used in the oil and gas industry]. Perm, Style-MG Publ., 2004. 560 p.
 24. Makienco G.P., Burenkov A.E., Dolgoshapko M.A., Savchenko V.G., Zhoga V.P. *Kabeli nagrevatelnye i borba s otlozheniyami parafina pri dobyche nefii*. *Permskaya oblast dlya neftegazovoy promyshlennosti* [Heating cables and the fight against paraffin deposits in oil production. Perm region for the oil and gas industry]. Perm, Style-MG Publ., 2002. 176 p.
 25. Kaplan L.S., Semenov A.V., Razgonyaev N.F. *Ekspluatatsiya oslozhnennykh skvazhin tsentrobezhnyimi elektronasosami* [Exploitation of complicated wells by centrifugal electric pumps]. Moscow, Nedra Publ., 1994. 464 p.
 26. Stepanov L.I. *tsentrobezhnye i osevye nasosy – teoriya, konstruirovaniye i primeneniye* [Centrifugal and axial pumps – theory, design and application]. 2nd ed. Moscow, State scientific and technical publishing house of machine-building literature, 1960. 464 p.
 27. Degovtsov A.V., Sokolov N.N., Ivanovsky A.V., Lupsky G.A., Mamaliev I.N. On the influence of the viscosity of the pumped liquid on the complex characteristic of small-sized stages of installations of electric centrifugal pumps with open impellers. *Territory «NEFTEGAS»*, 2018, no. 1–2, pp. 54–60. In Rus.

Received: 14 July 2022.
Reviewed: 9 October 2022.

Information about the authors

Nikita A. Kostarev, Cand. Sc., associate professor, Perm National Research Polytechnic University.

Natalia M. Trufanova, Dr. Sc., professor, Perm National Research Polytechnic University.

УДК 553.08:553.21:553.31

МИНЕРАЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКА ООИДОВЫХ ЖЕЛЕЗНЯКОВ ГИДРОТЕРМАЛЬНОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ

Калинина Наталья Андреевна¹,
nak58@tpu.ru

Рудмин Максим Андреевич¹,
rudminma@tpu.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность. Гипотезы формирования ооидовых железняков остаются дискуссионными на протяжении долгого времени. В рамках данной работы предполагается, что изучение вещественного состава ооидовых железняков из областей с явной фиксируемой или доказанной вулканической и гидротермальной активностью позволит понять природу ооидовых железняков.

Цель: изучение минерального и химического состава ооидовых железняков гидротермального месторождения Вани (о. Милос, Кикладский архипелаг) для оценки влияния гидротермальных растворов на особенности их вещественного состава.

Методика исследования включала оптическую микроскопию (петрографический анализ), рентгенофлуоресцентный анализ, сканирующую электронную микроскопию с локальным рентгеноспектральным энергодисперсионным анализом, рентгенодифракционный анализ, просвечивающую электронную микроскопию и масс-спектрометрию с индуктивно связанной плазмой.

В результате исследования были определены текстурно-структурные особенности и получена минералого-геохимическая характеристика ооидовых железняков из гидротермального марганцевого месторождения Вани (Греция).

Выводы. На основе полученных данных в изучаемом разрезе месторождения Вани (Греция) выделены породы трех литотипов, различающихся текстурно-структурными и минералогическими характеристиками: два хемогенных (оксидные марганцевые породы, ооидовые железные руды) и один вулканогенно-обломочный (глауконитовый песчаник). Судя по геолого-структурному положению и геохимическим особенностям, предполагается, что основным источником металлов для железняков являются гидротермальные растворы. Двухактное внедрение гидротермальных растворов в толщу песчаников способствовало формированию железистых минералов в две стадии, которые различаются примесными элементами. Ооидовые железняки обогащены редкоземельными элементами, относительно остальных литотипов, что обусловлено высокой сорбционной способностью гидроокислов железа (гетита и лепидокрокита) в условиях осаждения металлов. Основная масса редких земель концентрируется в минеральных формах (арсенатах), представленных включениями в кортексе ооидов. Источники редкоземельных элементов – гидротермальные растворы и денудированные толщи вулканического аппарата.

Ключевые слова:

ооидовые железняки, железистые ооиды, железистые пизоиды, гидротермальное месторождение, генезис, источники металлов, геохимия, минералы, литотипы.

Введение

Ооидовые железняки – это особые бескремнистые, песчано-глинистые или смешанные песчано-карбонатные породы, содержащие более 5 % железистых ооидов и более 15 % валового железа [1, 2]. Месторождение ооидовых железняков интересны как объекты для геохимических, петрографических, седиментологических и стратиграфических исследований. В настоящий момент существует несколько гипотез как об источниках железа, так и о механизмах формирования ооидов в морских железняках. Классическая теория предполагает интенсивный привнос в зону осадкообразования рудного вещества с выветриваемых магматических и метаморфических провинций континентального обрамления морских бассейнов реками или подземными водами [1, 3–9]. Однако ряд исследователей рассматривает связь ооидовых железняков с металлонасыщенной флюидной активностью [10–17]. Согласно данной теории источником металлов служат восходящие гидротермальные флюиды, которые, проходя через отложения, смешиваются с более холодной морской водой вблизи или выше

границы между придонной морской водой и осадком [18–21]. Данные условия способствовали быстрой иммобилизации выносимого газовой-жидкими флюидами железа в виде окси-гидрооксидов, филлосиликатов [22], реже карбонатов и сульфидов. Подобный механизм наблюдается в редких современных морских отложениях, где накапливаются ооидовые железняки (о. Панарея, Италия; о. Махенгетанг, Индонезия) за счёт флюидной разгрузки через донный осадок, фиксируемой *in situ* [13, 14, 23]. В данной работе приводятся результаты исследования относительно редких проявлений геологически «молодых» залежей ооидовых железняков (верхний плиоцен) среди марганцевого гидротермального месторождения Вани [24–26], локализованного в практически недеформированных и неметаморфизованных вулканогенно-обломочных толщах.

Цель исследования заключается в выявлении минералого-геохимических особенностей ооидовых железняков, сформированных за счёт гидротермальной активности, для расширения представлений о влиянии флюидной нагрузки на накопления крупных залежей морских железных руд более древнего возраста.

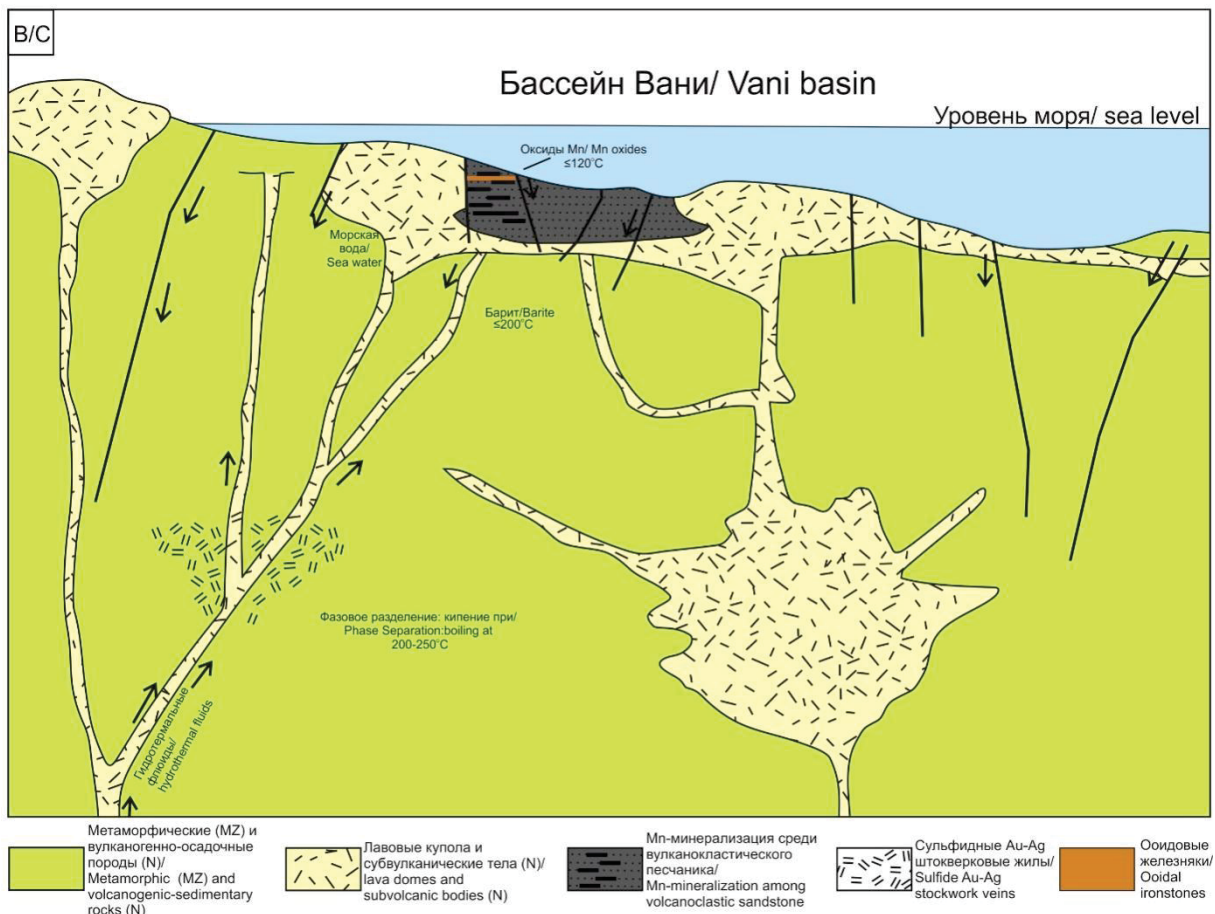
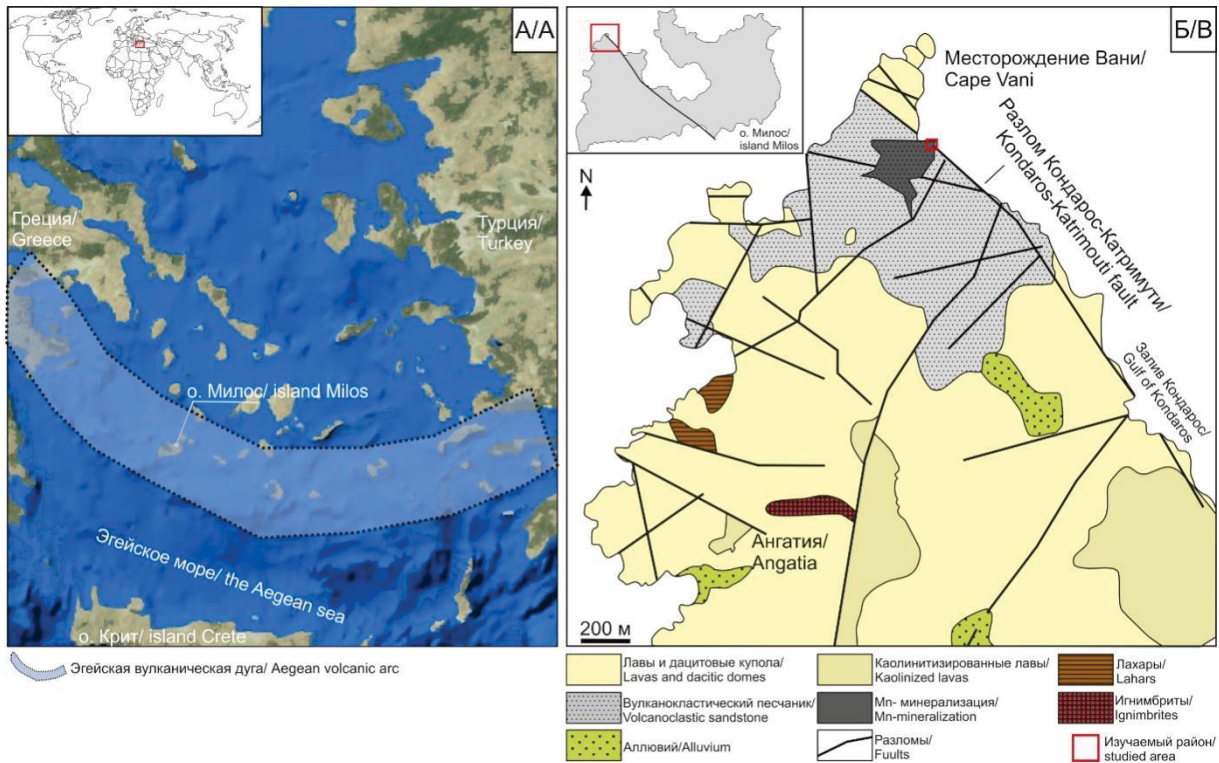


Рис. 1. (А) обзорная схема расположения острова Милос (на основе Google-map) с контуром Эгейской островной дуги по данным [25], (Б) геологическая схема бассейна Вани с обозначением изучаемого района, составленная по данным [26], (В) схематическая модель формирования рудных залежей бассейна Вани в виде разреза по [39]

Fig. 1. (A) overview map of the location of the Milos Islands (based on Google-map) with the contour of the Aegean island arc according to [25], (B) geological scheme of the location of Vani basin according to [26], (C) schematic model of the formation of Vani basin ore occurrences according to [39]

Геологическая характеристика

Архипелаг Милос – важнейший вулканический центр Эгейской дуги с точки зрения количества и разнообразия вулканических продуктов [24]. Эта вулканическая дуга представляет собой пояс преимущественно известково-щелочных вулканических центров (Сусаки, Эгина, Метана, Порос, Милос, Санторини, Кос и Нисирос), расположенных над падающей на север зоной Беньофа [27]. Вулканическая дуга образовалась в результате сближения Африканской и Европейской плит [28]. Плиоцен-четвертичная вулканическая активность привела к формированию высокотемпературного геотермального поля на о. Милос [29]. Напряженный тектонический режим привел к образованию обширных разломов, которые стимулировали вулканическую активность и циркуляцию геотермальных флюидов [30]. Интенсивная гидротермальная активность на о. Милос привела к формированию различных гидротермальных месторождений цветных, драгоценных и черных металлов: Au-Ag Профитис Илиас [31, 32] и Чондро Воуно [31, 33]), Pb-Zn-Ag-Ba Триада-Галана [31, 34] и Кондарос-Катсимути [31], и Mn-Ba Вани [24]. Месторождение Вани представляет собой пластовое гидротермальное месторождение марганца, обогащенное Ba, Pb, Zn, As, Sb и W, находящееся в Греции на острове Милос [24]. Бассейн Вани образовался в результате крупного пирокластического извержения и отложения относительно мощного слоя пирокластического материала [24].

Остров Милос разделен на восточную и западную часть активным тектоническим блоком, созданным главными разломами северо-западного простирания [27]. Разлом Вромолимни-Кондарос отмечает границу западной части и пересекается серией разломов на юге [27].

Бассейн Вани расположен на севере западного блока о. Милос (рис. 1, Б) и сложен гидротермально измененными куполами и потоками дацитовых лав, которые имеют возраст от верхнего до нижнего плиоцена [24]. Вулканокластическая осадочная толща бассейна Вани минерализована оксидами марганца и баритом до 35–40 % [24]. Купола лав, расположенные примерно в 50 м к северо-западу от бассейна, рассеяны барит-кварц-халцедоновыми жилами, содержащими оксиды марганца и железа и в меньшем количестве сульфиды [35].

В центральной части бассейна расположены два основных горизонта песчаников, разделенных слоем конгломератов мощностью около 0,3 м. Вулканокластические песчаники верхнеплиоценового возраста являются основными вмещающими породами и представлены пирокластическим материалом. Нижний горизонт представляет собой сильно окремненные породы, которые пронизаны марганцевой минерализацией. Верхний горизонт состоит из аргиллизированных и сильно ожелезненных отложений и расчленяется (рис. 2, А) на нижнюю (зеленая) и верхнюю толщи (белая) [24]. Нижняя толща мощностью до двух метров расположена над слоем марганцевых по-

род и представлена глауконитовым песчаником. Над ним залегает осветленная толща (рис. 2, А, Б) мощностью до 6 м, представленная песчаниками с кварцевым цементом [24], среди которых локализованы железняки (рис. 2, А, Б), местами в ассоциации с марганцево-бариевыми пластами [25, 26, 36–38].

Формирование месторождения Вани происходило в несколько этапов. Первый этап – подводный вулканизм, сопровождающийся формированием дацитовых куполов и лав. Вслед за этим существовал длительный пирокластический эпизод, сопровождающийся отложением толстого слоя пирокластического материала. Накопление и литификация пирокластического материала привела к формированию вулканопластического песчаника с развитием вертикальных трещин, по которым впоследствии могли подниматься гидротермальные растворы [24, 39]. Второй этап – просачивание гидротермальных растворов через слаболитифицированные и трещиноватые песчаники, сопровождающееся осаждением новых минералов (мараганцевых, железистых и сульфатных). Внедрение гидротерм было двухактным [24, 39]. Третий этап характеризуется тектоническим поднятием бассейна и новым внедрением гидротермальных растворов [24].

Материалы и методы

В работе исследовались открытые обнажения коренных пород верхнего горизонта марганцевого месторождения Вани (рис. 1; о. Милос, Греция). Двенадцать штучных образцов были отобраны из шести слоёв мощностью 0,5...1,5 м видимо различных литотипов в репрезентативном обнажении (рис. 2, А; С 36°44'48", В 24°21'15") у северо-восточного утёса вблизи заброшенной штольни месторождения. Обнажение выбрано по наличию двух пластов ооидовых железняков. Видимая мощность коренных выходов составляет около 7 м.

Отобранные пробы представлены ооидовыми железняками и перекрывающими породами. Вещественный состав руд и пород изучался при помощи оптической микроскопии (петрографический анализ), рентгенофлуоресцентного анализа (РФА), сканирующей электронной микроскопии (СЭМ) с локальным рентгеноспектральным энергодисперсионным анализом (ЭДС), рентгенодифракционного анализа (РДА), просвечивающей электронной микроскопии (ПЭМ) и масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой (ИСП-МС).

Петрографический анализ проводился на микроскопе Olympus BX53F с целью изучения минерального состава и текстурно-структурных особенностей пород и руд. Сканирующая электронная микроскопия проводилась на полированных шлифах с использованием сканирующего электронного микроскопа TESCAN VEGA 3 SBU, оснащенного энергодисперсионным детектором OXFORD X-Max 50. Ускоряющее напряжение основной СЭМ съёмки составляло 20 кВ при силе зондирующего тока 3,5–12,2 нА.

Определение валового минерального состава, идентификация глинистых минералов и количествен-

ный анализ минералов выполнялись с использованием порошкового рентгенодифракционного анализа. Пробы были высушены, затем раздроблены в щековой дробилке и далее перетёрты в мельнице до состояния порошка (пудры, размер частиц не более 10 мкм). Глинистая фракция (менее 2 мкм) для всех образцов была получена последовательными процедурами: дезинтеграция, дисперсия обломков в ультразвуковой ванне, создание суспензии, удалением терригенной части (кварц, ПШ). Далее полученная суспензия выстаивалась в столбе дистиллированной воды от 8 до 16 часов (согласно закону Стокса и с оценкой скорости осаждения частиц оператором), верхняя, не осевшая часть суспензии отбивалась на центрифуге (3000 об.) и отправлялась на анализ. Диаграммы записывались на дифрактометре Rigaku Ultima IV с Cu K α анодом при 40 кВ и 30 мА. Съёмка проводилась в диапазоне 3–65° по шкале 2-theta со скоростью 1° в минуту с шагом 0,02°. Глинистая фракция снималась в трех состояниях: сухом, насыщенном органической жидкостью (этиленгликолем) и после нагрева/прокаливания при температуре 550 °С для идентификации филлосиликатов. В целом все процедуры выполнялись согласно общепринятым рекомендациям [40]. Количественный расчет выполнялся по методу Ритвелда [41]. Средняя погрешность метода составляла 1 %. Акцессорные минералы в расчетах не учитывались и, вероятно, составляют валовую долю менее 0,5 %.

Для определения минерального состава кортекса ооидов использовался метод просвечивающей электронной микроскопии (ПЭМ), который проводился с использованием просвечивающего электронного микроскопа JEOL JEM-2100F. ПЭМ-снимки были получены в просвечивающем режиме. Капля глинистой суспензии высушивалась на медной сетке (300 ячеек, 3,05 мм в диаметре), покрытой углеродной пленкой, перед ее исследованием на ПЭМ при ускоряющем напряжении 200 кВ. ПЭМ выполнялась в ЦКП НМНТ ТПУ, поддержанного проектом Минобрнауки России № 075-15-2021-710.

Для изучения валового химического состава использовались методы РФА и ИСП-МС. Методом РФА были определены содержания основных оксидов пород и руд (Fe₂O₃ (общ), SiO₂, Al₂O₃, Na₂O, MgO, P₂O₅, K₂O, CaO, TiO₂, MnO) в порошкообразных образцах с помощью рентгенофлуоресцентного микроанализатора HORIBA XGT 7200. Масс-спектрометрия с индуктивно связанной плазмой проводилась с целью определения концентрации микроэлементов, в том числе редкоземельных элементов. Исследования были выполнены с использованием масс-спектрометра ELAN DRC-e. Для анализа навеска аналитической пробы весом около 0,5 г сплавлялась при 1050 °С в течение 15 минут при использовании смеси LiBO₂/Li₂B₄O₇ (0,8 г) в качестве текучего агента. Стеклоподобные шарики растворялись в растворе 5:4:1.5 HF, HNO₃ и HClO₄ при 120 °С в платиновом тигле в течение 6 часов. Жидкому экстракту давали испариться при

160 °С. После этого остаток пробы растворялся в 10 мл 5М раствора HNO₃, фильтровался и анализировался на концентрации микроэлементов.

Результаты

Петрографические особенности

В изучаемом разрезе верхнего горизонта месторождения Вани (рис. 2) на основе текстурно-структурных особенностей и минерального состава выделены два хомогенных (марганцевый и железистый) и один вулканогенно-обломочный литотип (рис. 2, 3).

Марганцевый литотип представляет собой оксидную марганцевую руду, состоящую из обломков вулканических пород, связанных голландит-коронадитовым цементом. Цемент преимущественно базальный, реже поровый, сложен смесью голландита и коронадита. Текстуры руд неоднородные, пятнистые (рис. 4, Б) и микрослоистые (рис. 4, А). Отдельные участки пород (пятна или микрослои) отличаются соотношением терригенных и аутигенных компонентов. Обломочный материал представлен калиевым полевым шпатом (КПШ). Обломки преимущественно полууголоватые, размер обломков выдержанный, в среднем составляет 0,2–0,3 мм.

Ооидовые железняки состоят из аутигенных и аллотигенных компонентов, характеризуются пизоидово-ооидовой структурой. Аутигенные подразделяются на форменные элементы и цемент. Форменные элементы сложены оксидами железа и представлены преимущественно ооидами и пизоидами, реже встречаются прото-ооиды и пелоиды (рис. 4, В, Г). Обломочный материал железняков не сортирован и представлен КПШ. Размер обломков от 0,1...0,2 до 4 мм. Цемент железняков поровый, марганцево-железистый, сложен оксидами железа (гетит) и марганца (коронадит и голландит).

Ооиды – это минеральные сферические образования размером не более 2 мм в диаметре, обладающие концентрически-зональным строением [1]. Пизоиды – зёрна, схожие структурно с ооидами, но размерами больше 2 мм в диаметре [1]. В изучаемых сфероидеях отмечаются трещины, параллельные ламелиям (рис. 3), заполненные марганцевой минерализацией (коронадитом и голландитом). Прото-ооиды представляют собой ооиды, состоящие из нескольких концентрических слоев, и генетически являются ранними формами ооидов [6, 42]. Пелоиды отличаются однородным внутренним строением и размерами, так же как и ооиды, не более 2 мм в диаметре [1].

Вулканогенно-обломочные породы представлены мелко-среднезернистым полевошпатовым песчаником с глауконитовым матриксом. Размер обломочной фракции – 0,1...0,3 мм. Обломки полуокатанные. В составе пород присутствует барит (до 15–50 %). Барит образует отдельные слои и выполняет пустоты и прожилки пород. Текстура песчаника неоднородная, прожилковая (рис. 4, Д) или микрослоистая (рис. 4, Е).

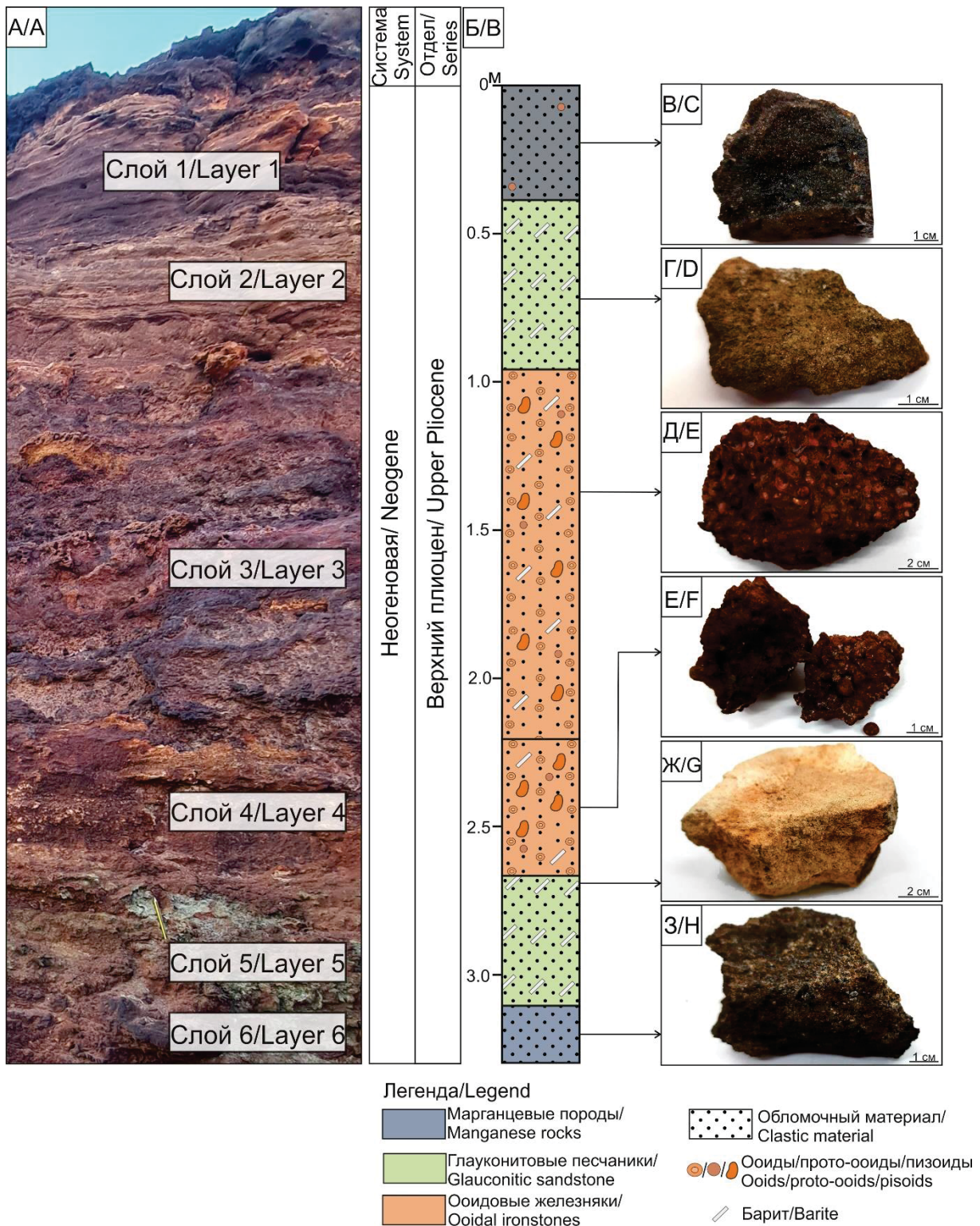


Рис. 2. (А) обнажение коренных пород верхнего горизонта марганцевого месторождения Вани; (Б) стратиграфическая колонка разреза; (В–З) фото репрезентативных образцов: (В) микрослоистая оксидная марганцевая руда; (Г) микрослоистый глауконитовый песчаник; (Д, Е) ооидовый железняк с железомарганцевым цементом и высокой долей пизоидов; (Ж) глауконитовый песчаник с трещинами, выполненными баритом; (З) пятнистая марганцевая руда

Fig. 2. (A) studied outcrop of the upper horizon with ooidal ironstones of the Vani manganese deposit; (B) schematic lithological column; (C–H) photo of representative samples: (C) micro-laminated manganese rock; (D) micro-laminated glauconite sandstone; (E, F) ooidal ironstone with ferromanganese cement and a high proportion of pisoids; (G) glauconite sandstone with barite; (H) manganese rock

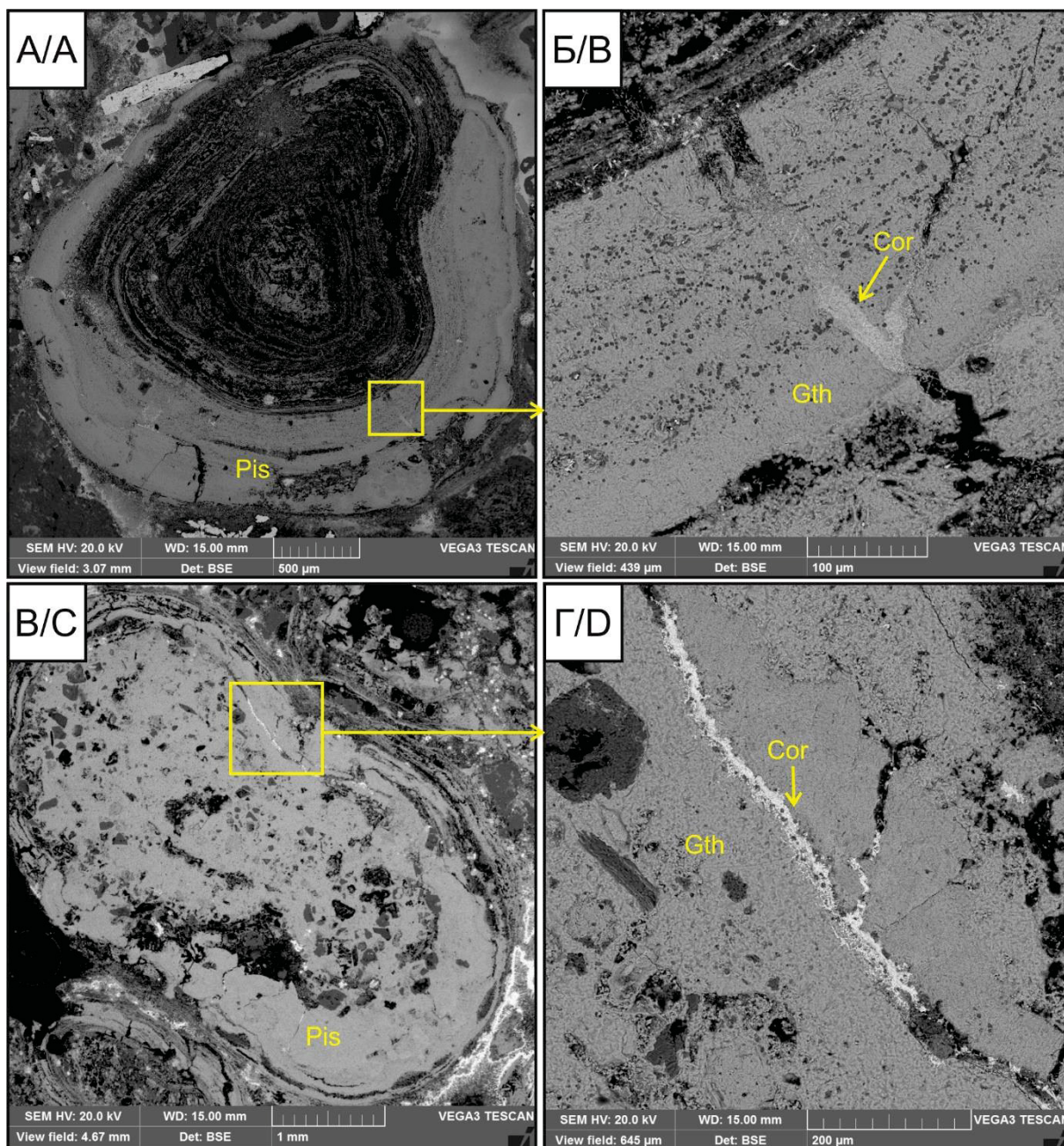


Рис. 3. Трещинки в пизоидах, выполненные коронадитом. *Pis* – пизоид, *Gth* – гетит, *Cor* – коронадит
Fig. 3. Cracks in pisoids made by coronadite. *Pis* – pisoid, *Gth* – goethite, *Cor* – coronadite

Минеральный состав

Минеральный состав исследуемых пород различается в зависимости от литотипа. В минеральном составе принимают участие аутигенные и терригенные минералы. Аутигенные минералы представлены марганцевыми, железистыми минералами и баритом. Вероятно, гидротермальная переработка толщ способствовала образованию вторичных (глинистых) минералов. На рентгеновских дифрактограммах (рис. 5) изучаемых пород проявляются базальные рефлексы гетита (4,9 Å), гематита (2,7 Å), коронадита (3,14 Å), голландита (3,5 Å), барита (3,9 Å), глауконита (10,1 Å), каолинита (7,17 Å) и смектита (14,3 Å).

Железистые минералы являются основными минералами железняков, а также входят в состав марган-

цевых пород. Железистые минералы образуют сфериды (рис. 7, А–В) или входят в состав цемента пород. Кортес ооидов состоит из гетита и лепидокрокита (рис. 6), с преобладанием первого. Гетит образует кристаллы размером 65–85 нм различной морфологии: таблитчатые, изометричные, реже короткопризматические кристаллы (рис. 6, А, Б). Лепидокрокит встречается в виде хаотично расположенных пластинчатых, листоватых, чешуйчатых кристаллов размером 57–100 нм в длину (рис. 7, Г). При детальном изучении ооидов в их составе обнаружен гипергенный галит (рис. 7, И). Минерал встречается в виде натечных масс с хорошо различимыми кубическими кристаллами. Пелоиды отличаются более простым минеральным составом и сложены гетитом или гематитом.

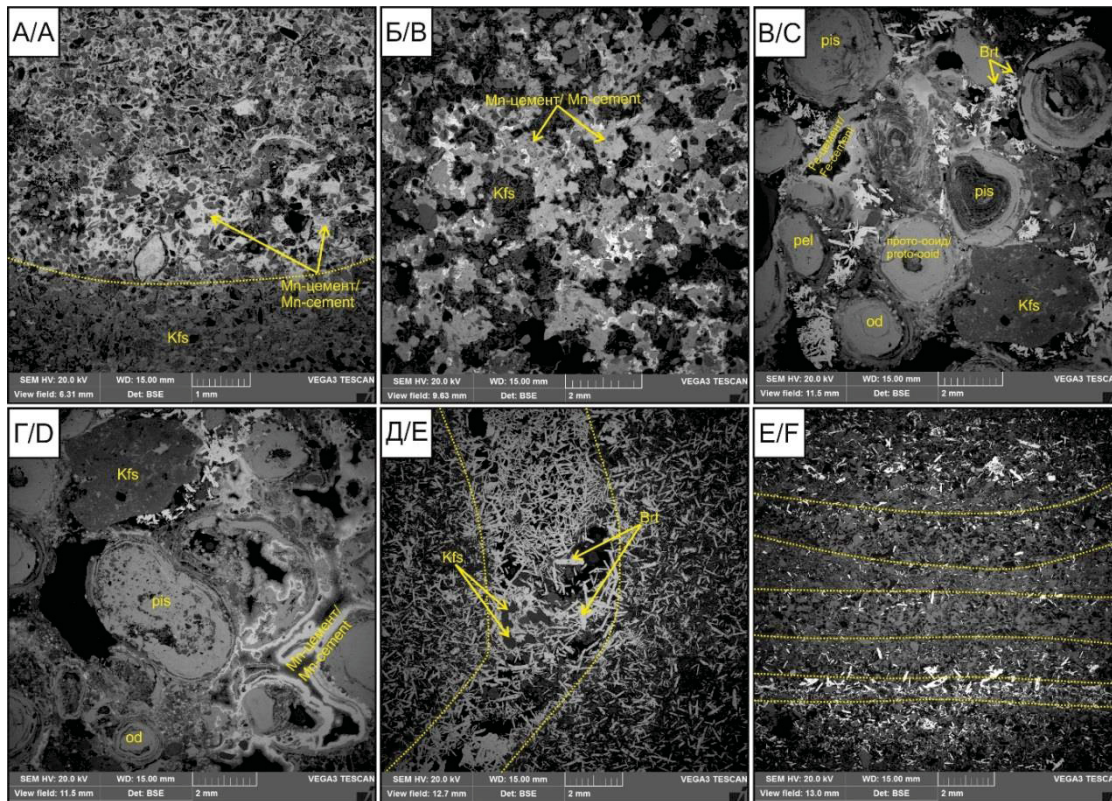


Рис. 4. СЭМ-снимки литотипов месторождения Вани. (А–Г) хемогенные литотипы: (А, Б) марганцевые породы; (В, Г) ооидовые железняки; (Д, Е) кластический литотип. Желтая пунктирная линия показывает границу микрослоев (А, Е) и минерализованных трещин (Д); Brt – барит, Kfs – калиевый полевой шпат

Fig. 4. SEM images of structures for lithotypes. (A–D) chemogenic lithotypes: (A, B) manganese rock; (C, D) ooidal ironstone; (E, F) clastic lithotype. The yellow dotted line shows the boundary of microlayers (A, F) and mineralized fractures (E); Brt – barite, Kfs – potassium feldspar

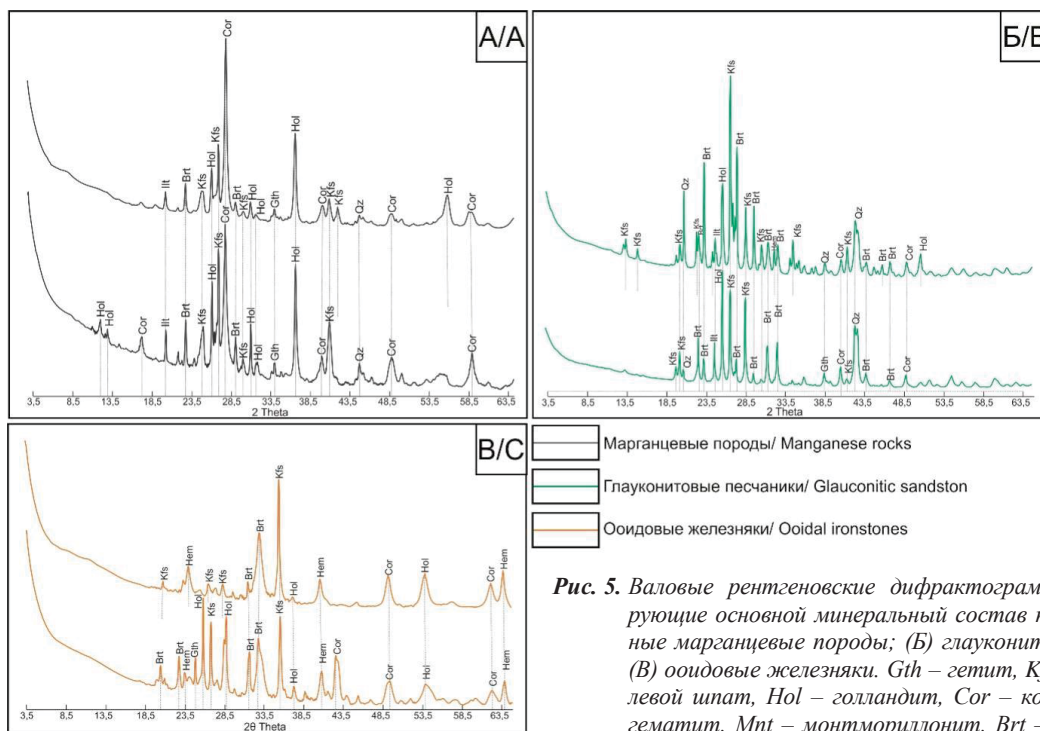


Рис. 5. Валовые рентгеновские дифрактограммы, демонстрирующие основной минеральный состав пород: (А) оксидные марганцевые породы; (Б) глауконитовые песчаники; (В) ооидовые железняки. Gth – гемит, Kfs – калиевый полевой шпат, Hol – голландит, Cor – коронадит, Hem – гематит, Mnt – монтмориллонит, Brt – барит, Ill – иллит, Qtz – кварц

Fig. 5. X-ray diffraction patterns showing the bulk mineral composition of the rocks: (A) oxide manganese rocks; (B) glauconite sandstones; (C) ooidal ironstone. Gth – goethite, Kfs – potassium feldspar, Hol – hollandite, Cor – coronadite, Hem – hematite, Mnt – montmorillonite, Brt – barite, Ill – illite, Qtz – quartz

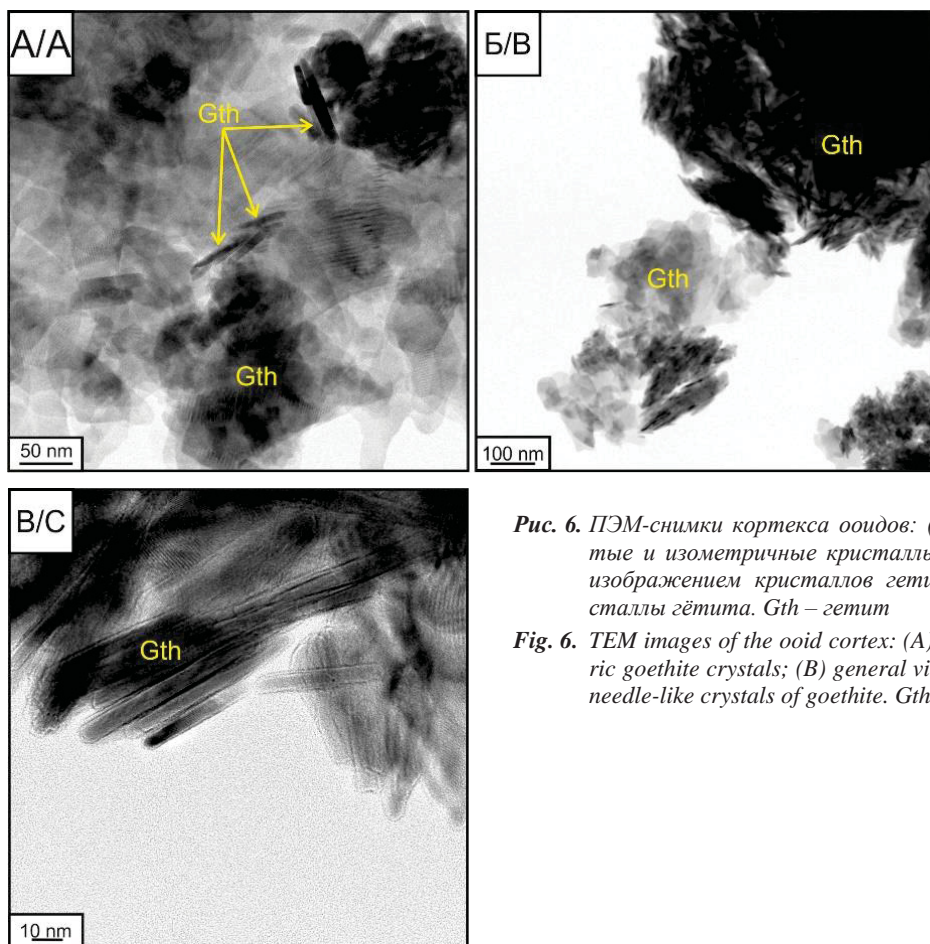


Рис. 6. ПЭМ-снимки кортекса ооидов: (А) игольчатые, таблитчатые и изометричные кристаллы гетита; (Б) общий вид с изображением кристаллов гетита; (В) чешуйчатые кристаллы гетита. Gth – гетит

Fig. 6. TEM images of the ooid cortex: (A) fibrous, tabular, and isometric goethite crystals; (B) general view with goethite crystals; (C) needle-like crystals of goethite. Gth – goethite

Гетит является основным минералом железа в ооидовых железняках. Средний химический состав гетита имеет следующие вариации: $\text{Fe}_2\text{O}_3(\text{сум})$ 78,2...96,9 %, SiO_2 2,7...11,3 %, Al_2O_3 0,5...4 %, MnO 0,5...2,0 %, а также отличительные изоморфные примеси As 0,4...3,0 %, Sb 0,7...1,8 %.

Марганцевые минералы являются также распространенными минералами изучаемого верхнего горизонта. Основные минералы представлены коронадитом ($\text{Pb}(\text{Mn}^{4+}, \text{Mn}^{2+})_8\text{O}_{16}$) и голландитом ($\text{Ba}(\text{Mn}^{4+}, \text{Mn}^{2+})_8\text{O}_{16}$), реже встречается пиролюзит. Коронадит образует тонкие игольчатые (рис. 7, Е, Ж) или короткопризматические кристаллы (рис. 7, Г) и входит в состав цемента (рис. 7, Е), выполняет трещинки ооидов, а также образует сферические и радиально лучистые агрегаты в пределах внешних концентров ооидов (рис. 7, А, Б). Совместно с голландитом образует цемент Mn-содержащих пород (рис. 7, Е).

Основные глинистые минералы представлены иллитом, глауконитом, иллит-сметкитом реже хлоритом и каолинитом. Наиболее распространенным является иллит. Глинистые минералы распространены преимущественно в песчаниках и входят в состав матрикса. Иллит также встречается в виде удлиненных волокнистых зерен в цементе (рис. 7, З) и входит в состав ооидов (рис. 7, А, Б).

Барит наиболее распространен в песчаниках и железняках. Минерал встречается в виде идиоморфных призматических кристаллов (рис. 7, З) или радиально-

лучистых агрегатов (рис. 7, Д), часто является ядром ооида (рис. 7, В). В меньшем количестве развит в марганцевых породах в виде небольших ксеноморфных зерен.

Основные терригенные минералы пород: калиевые полевые шпаты, представленные санидином и ортоклазом, с преобладанием первого, реже кварц. Минералы встречаются в виде ксеноморфных и гипидиоморфных зерен. В породах также обнаружены единичные зёрна ильменита.

Среди пород верхнего горизонта месторождения Вани обнаружены минералы редкоземельных элементов (РЗЭ) и иттрия. Они представлены арсенатами (черновитом YAsO_4 и гаспаритом $(\text{La}, \text{Ce})\text{AsO}_4$) и карбонатами (гидроксилбастнезит $(\text{Ce}, \text{La})(\text{CO}_3)(\text{OH})$). Минералы встречаются в ооидах в виде ксеноморфных включений (рис. 8, А–В), что указывает на их *in situ* природу. Гидроксилбастнезит обнаружен в марганцевых породах и песчаниках в виде ксеноморфных вкраплений в полевых шпатах (рис. 8, Г). Ассоциация с полевым шпатом может указывать на его вулканическую природу.

В исследуемых породах также обнаружены следы органогенного детрита (рис. 9). Детрит представлен остатками диатомовых водорослей (рис. 9, А) и спикул губок (рис. 9, Б), которые частично или полностью замещены оксидами марганца. Также обнаружен раковинный детрит, сложенный калиевым полевым шпатом (рис. 9, В).

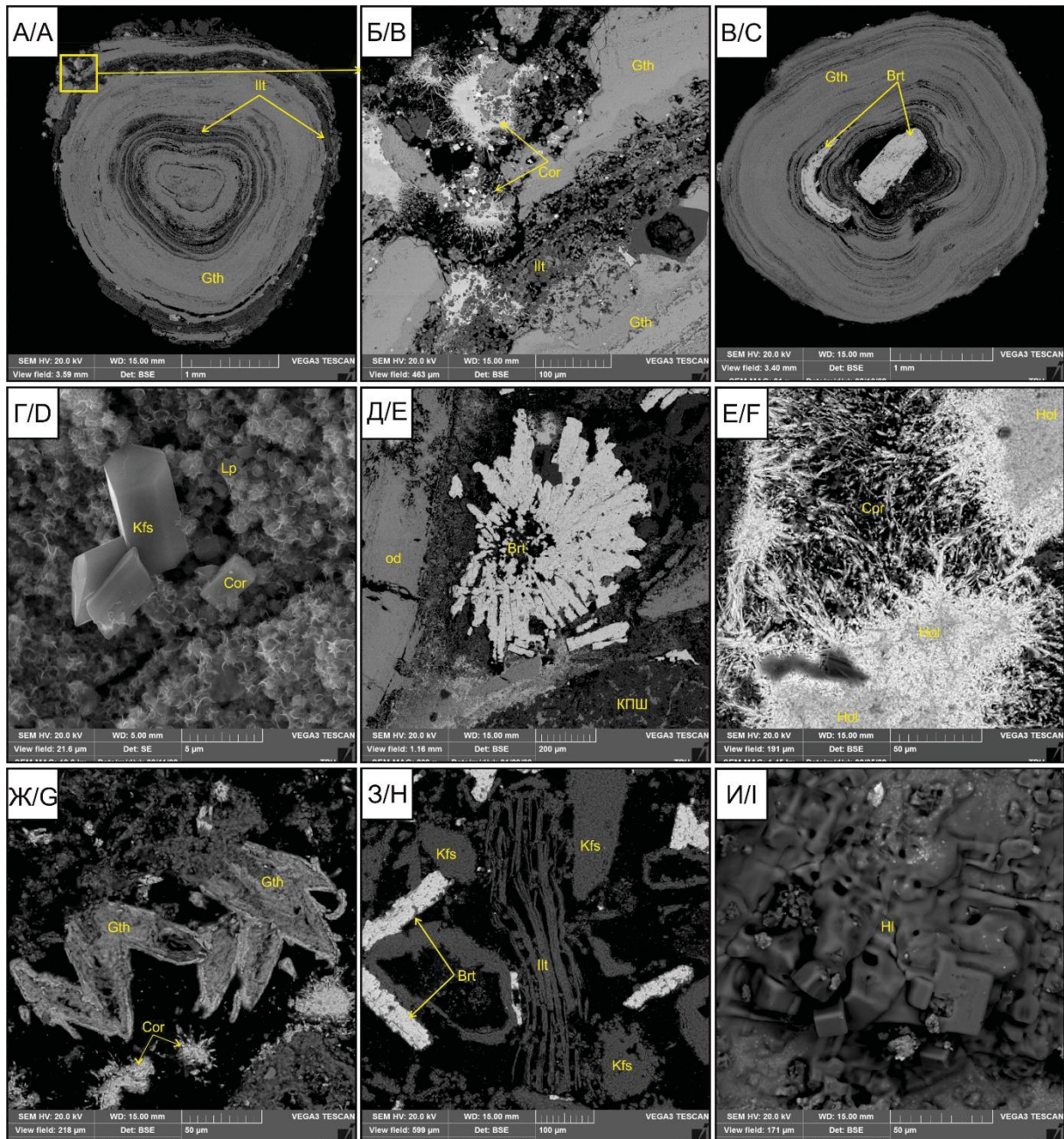


Рис. 7. Основные аутигенные минералы пород: (А,Б) гетитовый пизоид с радиально-лучистыми агрегатами коронадита в пределах внешних концентров; (В) барит в качестве ядра в гетитовом пизоиде; (Г) призматические кристаллы КПШ и коронодита среди гетит-лепидокрокитового центра ооида; (Д) радиально-лучистый агрегат барита в цементе ооидового железняка; (Е) пустоты марганцевых пород, выполненные смесью голландита и лепидокрокита; (Ж) вытянутые зерна гетита, выполняющие пустоты марганцевых пород; (З) волокнистый агрегат иллита в песчанике с реликтовой морфологией зерна полевого шпата; (И) агрегат галита в железистом ооиде. Berth – бертьерин, Gth – гетит, Ilт – иллит, Lp – лепидокрокит, Cor – коронадит, Hol – голландит, Brт – барит, Kfs – калиевый полевой шпат, Hl – галит, pel – пеллоид, od – ооид

Fig. 7. Main authigenic minerals of rocks: (A, B) goethite pisoid with radial crystals of coronadite within the outer concentres; (C) barite nucleus in a goethite pisoid; (D) prismatic crystals of K-feldspar and coronadite among the goethite-lepidocrocite cement of the ooid; (E) radial aggregate of barite in ooid ironstone cement; (F) voids of manganese rocks filled with a mixture of hollandite and lepidocrocite; (G) elongated goethite grains filling voids in manganese rocks; (H) illite fibrous aggregate in sandstone with relic feldspar grain morphology; (I) halite aggregate in a ferruginous ooid. Berth – berthierine, Gth – goethite, Ilт – illite, Lp – lepidocrocite, Cor – coronadite, Hol – hollandite, Brт – barite, Kfs – potassium feldspar, Hl – halite, pel – pelloid, od – ooid

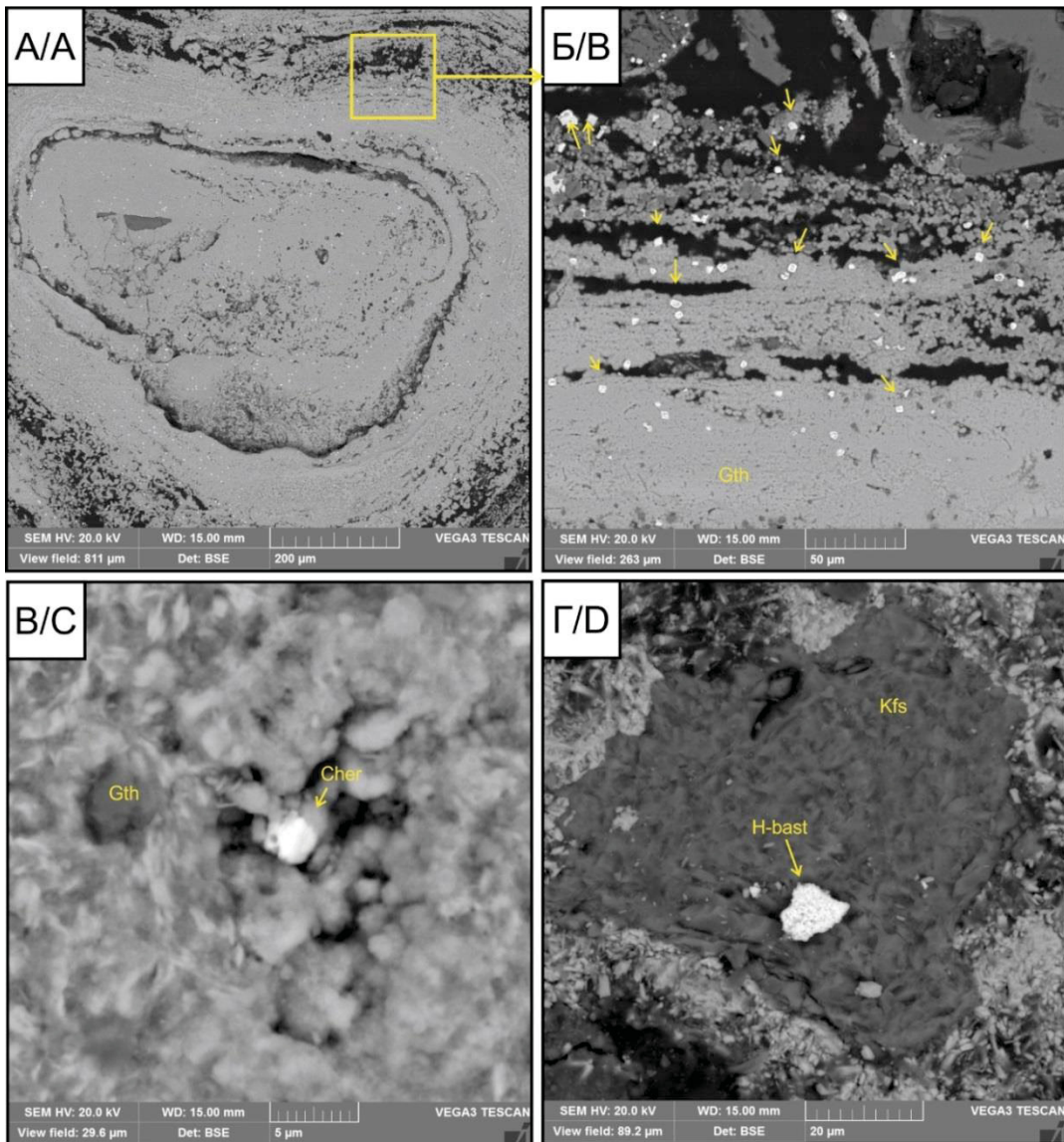


Рис. 8. Минералы редкоземельных элементов: вкрапления гаспарита (А, Б) и черновита (В) в гетитовом кортексе ооида; (Г) вкрапления гидроксилбастнезита в зерне КПШ. Gth – гетит, Cher – черновит, H-bast – гидроксилбастнезит, Kfs – калиевый полевоый шпат

Fig. 8. Minerals of rare earth elements including inclusions of gasparite (A, B) and chernovite (C) in the goethite cortex of the ooid and (D) inclusions of hydroxylbastnesite in KFS grain. Gth – goethite, Cher – chernovite, H-bast – hydroxylbastnesite, Kfs – potassium feldspar

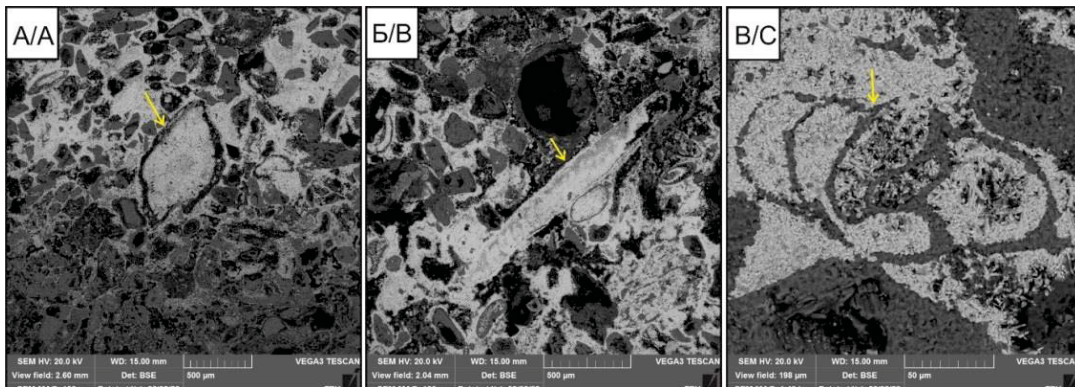


Рис. 9. СЭМ-снимки органического детрита в марганцевых породах месторождения Вани. Стрелками указаны (А) диатомовые водоросли; (Б) спикюлы губок; (В) карбонатная раковина, замещенная аутигенным КПШ

Fig. 9. SEM images of organic detritus in manganese rocks of the Vani deposit. Arrows indicate (A) diatoms; (B) sponge spicules; (C) carbonate shell replaced by authigenic K-feldspar

Геохимия

Основные оксиды железняков представлены Fe_2O_3 (total) 29,6...53,6 %, Al_2O_3 2,4...2,8 %, SiO_2 7,2...9,2 % и MnO 1,4...9,33 %. Доля SiO_2 зависит от объема обломочной фракции, представленной КПШ.

Марганцевая руда богата MnO (18,7...30,4 %) и в меньшей степени содержит SiO_2 (18,8...19,0 %), Al_2O_3 (4,6...6,2 %) и K_2O (3,6...4,0 %) Песчаники содержат высокую долю SiO_2 (15,9...42,4 %), Al_2O_3 (4,7...10,9 %) и K_2O (3,0...7,8 %).

Таблица 1. Содержания основных оксидов (вес. %) в породах месторождения Вани

Table 1. Major oxides (wt. %) in the bulk rocks of the Vani deposit

Слой/Layer	Na ₂ O	MgO	Al ₂ O ₃	SiO ₂	P ₂ O ₅	K ₂ O	CaO	TiO ₂	MnO	Fe ₂ O ₃
1	1,10	0,77	4,64	18,79	4,61	4,02	1,26	2,49	18,73	3,33
2	0,86	0,61	4,72	15,90	0,08	2,98	1,09	10,36	0,03	0,17
3	0,57	0,59	2,39	7,23	0,06	1,35	1,15	3,00	9,33	29,59
4	0,55	0,64	2,84	9,22	0,08	1,94	1,24	0,87	1,36	53,56
5	1,13	0,62	10,89	42,35	0,07	7,77	1,14	3,94	0,01	0,15
6	1,76	0,72	6,24	18,99	0,07	3,57	1,22	1,31	30,44	1,84

Примечания: представлены средние содержания оксидов в слоях (рис. 2, А).

Note: average content of oxides in the layers are given (Fig. 2, A).

В целом породы верхнего горизонта месторождения Вани характеризуются повышенными концентрациями элементов, характерных для гидротермальных процессов: Co, Cu, Zn, Mo, Cd, Ba, W (рис. 10). Железняки от вмещающих пород отличаются повышенными содержаниями Mo (17,5...90,6 г/т) и Sb (3785,9...4785,3 г/т). Сурьма входит в состав железняков в качестве примеси в гетите, где ее содержания

в среднем составляют 1 вес. % (по данным ЭДС анализа). Еще одной важной особенностью железняков является высокое содержание As (484,2...828,8 г/т), которое отчасти связано с включениями арсенатов в ооидах. В железняках относительно вмещающих пород наблюдается истощение Sr, Zr, Nb, Hf, Ta, Th, Ag, Sn, Tl (рис. 10, табл. 2).

Таблица 2. Микроэлементы (г/т) в слоях изученного разреза по данным ИСП-МС

Table 2. Trace elements (ppm) in bulk rocks of the studied section according to ICP-MS

Слой/Layer	Cr	Co	Ni	Cu	Zn	As	Sr	Zr	Mo	Ba	Hf	W	Pb	Bi	Th	U
1	5,8	18,6	4,5	700,9	2066,3	2179,7	892,1	39,3	17,2	48849,7	0,9	617,6	10582,5	0,2	4,9	9,4
2	5,5	0,7	2,1	15,7	323,3	67,3	1479,8	30,4	0,4	20339,5	1,0	15,4	111,7	0,1	4,6	1,0
3	2,9	16,2	4,0	318,7	1792,0	2324,2	430,2	17,5	90,6	30491,7	0,5	191,3	35910,3	0,3	1,4	4,8
4	4,5	2,9	3,7	131,1	1550,4	3978,3	187,9	16,6	17,5	17308,1	0,3	73,9	5011,2	0,3	1,8	3,6
5	7,1	0,5	1,2	12,0	277,7	82,7	634,3	57,4	0,4	23258,8	1,8	7,0	170,6	0,1	8,3	3,0
6	1,5	2,9	5,2	935,2	2119,9	1552,5	329,1	31,1	12,0	21564,1	0,8	25,5	35361,3	0,2	3,4	3,9

Примечания: представлены средние содержания микроэлементов в слоях (рис. 2, А).

Note: average content of trace elements in the layers are given (Fig. 2, A).

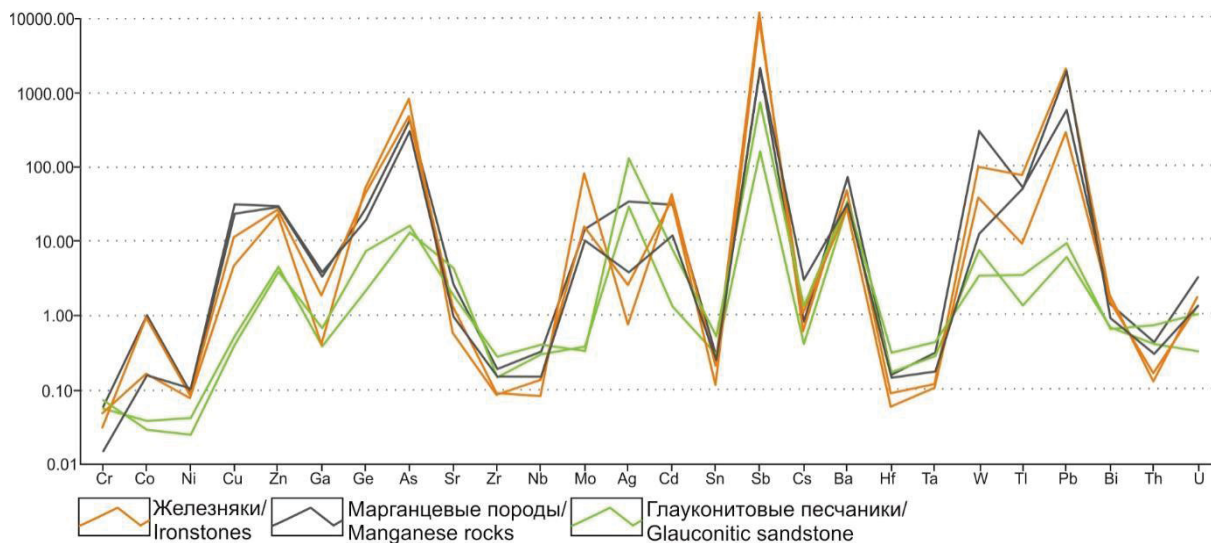


Рис. 10. Спайдер-диаграммы микроэлементов в породах верхнего горизонта месторождения Вани (о. Милос, Греция). Данные нормированы на средние содержания микроэлементов в верхней континентальной коре (upper continental crust – UCC) [43]

Fig. 10. Trace elements distribution in the rocks of the upper horizon of the Vani deposit (Milos Island, Greece). The data are normalized to the average contents of trace elements in the upper continental crust (UCC) [43]

Распределение РЗЭ в породах имеет общие черты, при этом максимальные концентрации редких земель сосредоточены в железняках (рис. 11). Железняки характеризуются высокими содержаниями лёгких РЗЭ (ЛРЗЭ; 163,4...1530,3 г/т), а концентрации тяжелых РЗЭ (ТРЗЭ) значительно ниже (9,7...146,1 г/т). В же-

лезняках также отмечаются повышенные относительно вмещающих пород содержания иттрия (26,9...513,3 г/т). Для всех пород характерна положительная Eu аномалия, в среднем равная 4,94. В железняках Eu аномалия составляет 4,9...5,2.

Таблица 3. Редкоземельные элементы (г/т) в слоях изученного разреза по данным ИСП-МС

Table 3. Rare earth elements (ppm) in the layers of the studied section according to ICP-MS

Слой Layer	La	Ce	Pr	Nd	Sm	Eu	Gd	Tb	Dy	Ho	Er	Tm	Yb	Lu	Y	∑РЗЭ ∑REE	ЛРЗЭ LREE	ТРЗЭ HREE
1	41,7	61,6	5,9	18,8	3,4	3,8	3,6	0,5	3,0	0,6	1,9	0,3	2,0	0,4	18,0	165,6	138,75	8,85
2	15,4	23,5	2,3	7,0	1,0	1,4	1,0	0,1	0,8	0,2	0,5	0,1	0,6	0,1	5,3	59,5	51,62	2,56
3	475,4	636,7	57,0	192,2	44,4	57,0	67,5	9,4	54,9	12,6	34,5	4,2	26,6	3,9	513,3	2189,6	1530,32	146,05
4	69,7	59,6	5,5	16,7	3,4	3,9	4,6	0,6	3,6	0,8	2,1	0,3	1,9	0,3	26,9	200,0	163,39	9,68
5	33,8	43,0	4,4	12,3	2,1	1,6	1,8	0,3	1,3	0,3	0,7	0,1	0,8	0,1	8,4	111,0	98,97	3,60
6	27,7	36,6	3,8	12,3	3,4	2,6	2,8	0,4	2,1	0,5	1,4	0,2	1,7	0,3	17,7	113,4	89,15	6,58

Примечания: представлены средние содержания редкоземельных элементов в слоях (рис. 2, А).

Note: average content of rare earth elements in the layers are given (Fig. 2, A).

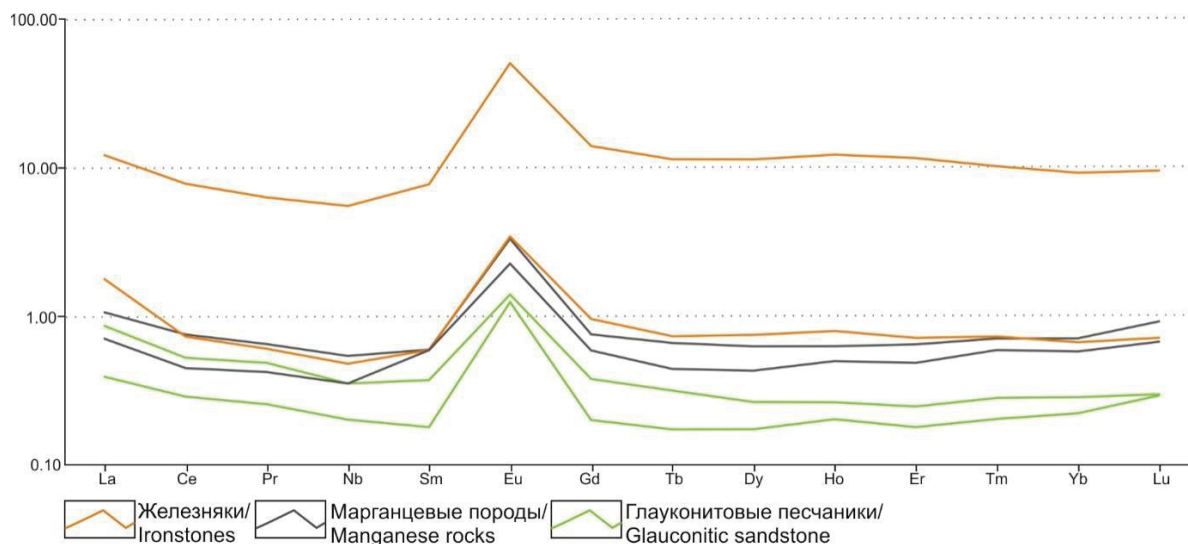


Рис. 11. Спайдер-диаграммы редкоземельных элементов в породах месторождения Вани. Данные нормированы на средние содержания микроэлементов в постархейском австралийском сланце (Post-Archaean Australian Shale – PAAS) [43]

Fig. 11. Rare earth elements distribution in the rocks of the Vani deposit. Data normalized to average trace element contents in Post-Archaean Australian Shale (PAAS) [43]

Обсуждение

Структурная и минералогическая характеристика руд

Для оценки влияния гидротермальных растворов на формирование ооидовых железняков месторождения Вани была проведена сравнительная оценка геохимических и минералогических особенностей с морскими железняками Западной Сибири (Бакчарское месторождение) и Тургайского прогиба (Аятское месторождение) [15, 44, 45]. В отличие от большинства морских ооидовых железняков исследуемые руды обладают меньшим разнообразием железистых минералов [15, 45, 46], при этом размеры форменных элементов достигают пизонидов в основной доле. Это может указывать на относительно высокую скорость минералообразования и/или высокий геохимический градиент при поступлении железо-насыщенных флюидов в зону седиментации, подобно подводным эксгальциям у побережья о. Ма-

хенгетанг [13]. Железо концентрировалось исключительно в оксидной форме (гетит, лепидокрокит). Особенностью гетита является высокая степень кристалличности (рис. 6) и наличие примесей марганца, сурьмы и/или мышьяка в химическом составе. Еще одной важной отличительной характеристикой является наличие включений марганцевых минералов в составе ооидов, пизонидов и гетит-лепидокрокитового цемента. В то время как цемент морских железняков преимущественно железистый, реже глинисто-железистый, карбонатный или кремнистый. [15, 22, 45, 46]. В морских ооидовых железняках встречается барит, однако его содержания значительно ниже, чем в рудах Вани. При этом барит Бакчарского и Аятского [15, 45] месторождений встречается в виде ксеноморфных зерен небольших размеров, в то время как барит гидротермальных железняков месторождения Вани характеризуется более крупными и идиоморфными кристаллами.

Еще одной особенностью железняков Вани является наличие иллита в составе ооидов. Иллит в кортексе мог кристаллизоваться за счёт изменения кислото-ультра-тонкодисперсного вулканического материала, который сорбировался на поверхностях гидроксидов в процессе роста ооидов.

Геохимическая специфика гидротермальных железняков

На диаграмме Si vs Al (рис. 12, А) породы соответствуют гидрогенной природе. Генетическая диаграмма Na vs Mg (рис. 12, Б) указывает на разные условия формирования отложений в изучаемых слоях. Марганцевые породы и песчаник формировались в прибрежно-морских условиях, в то время как желез-

няки находятся на границе континентальных и прибрежно-морских условий. С другой стороны, отношение Na/Mg зависит от влияния вулканогенно-обломочной фракции, которое непосредственно характерно для бассейна седиментации в условия вулканической и поствулканической активности.

На диаграммах (Ni+Co) vs (As+Cu+Mo+Pb+V+Zn) и Co/Zn vs (Co+Ni+Cu) точки изучаемых пород соответствуют области гидротермального формирования, аналогично породам Бакчарского месторождения (рис. 13). Однако породы месторождения Вани заметно обогащены металлами характерной гидротермальной природы (As, Cu, Mo, Pb, Zn).

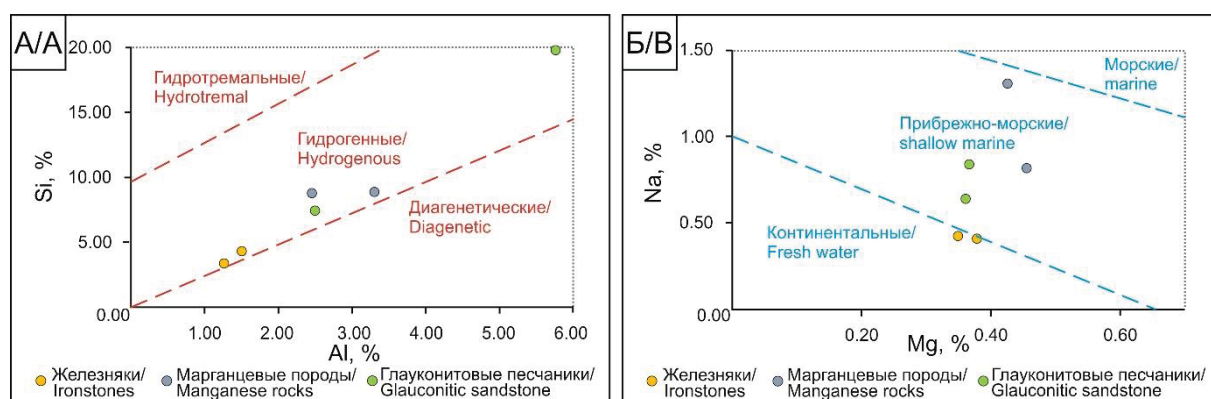


Рис. 12. Генетические диаграммы: (А) Si vs Al [47]; (Б) Na vs Mg [48, 49]

Fig. 12. Binary geochemical patterns: (A) Si vs Al [47]; (B) Na vs Mg [48, 49]

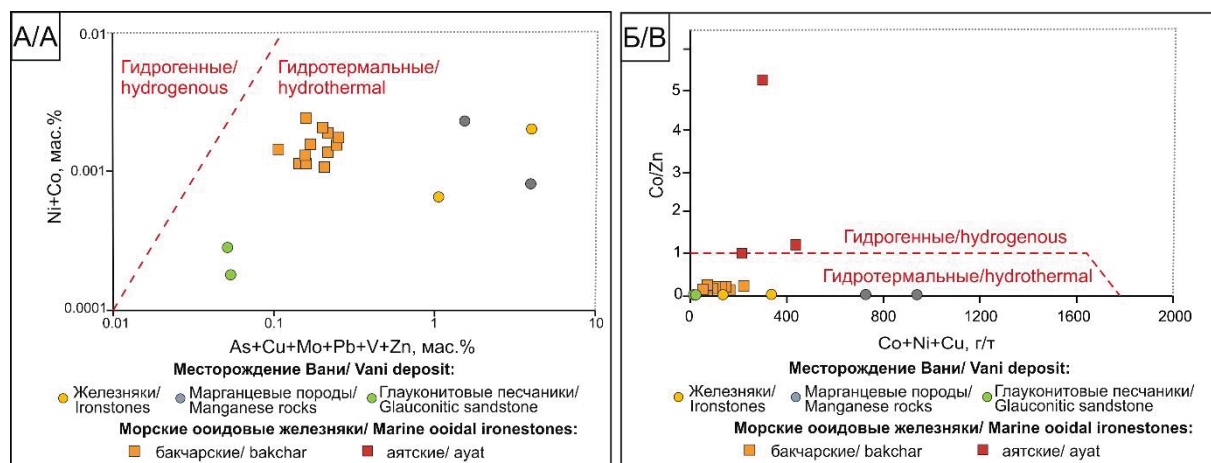


Рис. 13. Генетические диаграммы: (А) Ni+Co vs As+Cu+Mo+Pb+V+Zn [47]; (Б) Co/Zn vs Co+Ni+Cu [47, 48]. Данные по Бакчарскому и Аятскому месторождениям взяты из [50, 51]

Fig. 13. Binary geochemical patterns: (A) Ni+Co vs As+Cu+Mo+Pb+V+Zn [47]; (B) Co/Zn vs Co+Ni+Cu [47, 48]. Data for the Bakchar deposit and Ayat Formation are used according to [50, 51]

Основными источниками редких металлов для марганцевых пород являются гидротермальные флюиды. Согласно предыдущим исследованиям [24] редкими металлами были обогащены флюиды позднего этапа гидротермальной активности. На диаграмме Ce/Ce* vs Nd точки изучаемых пород в основном соответствуют диагенетической природе (рис. 14, А), и только песчаник включен в гидротермальную область. Напротив, на диаграмме Ce/Ce* vs Y_{sn}/Ho_{sn} точки соответствуют гидротермальной области и только еди-

ничные находятся на границе гидротермальной и диагенетической области (рис. 14, Б). Вероятней всего, носителями редкоземельных элементов были просачивающиеся гидротермальные растворы [24] и денудированные толщи вулканического аппарата, однако их иммобилизация происходила на первых стадиях диагенеза по мере кристаллизации гётита в виде ооидов и пизоидов в поровом пространстве. В связи с этим на диаграммах Ce/Ce* vs Nd и Ce/Ce* vs Y_{sn}/Ho_{sn} (рис. 14) отмечаются сигналы влияния как дигенети-

ческого, так и гидротермального минералообразования. Отличительной особенностью РЗЭ в железняках Вани является контрастная Eu-аномалия (4,9...5,2). И в целом распределение РЗЭ в исследуемом разрезе (рис. 11) указывает на их единый источник, при этом максимальную их долю сорбировали отложения железняков за счёт преобладания гётита в их составе. В недавних работах для морских железняков Бакчарского и Аятского месторождений предполагался комплексный [15, 44] или преимущественно водородный [45] источник РЗЭ, что может быть справедливым,

поскольку в их спектре РЗЭ отсутствует Eu-аномалия, сопоставимая с ооидовыми железняками Вани.

Влияние гидротермальных растворов и, как следствие, высокоминерализованных метеорных вод при формировании железняков месторождения Вани способствовало образованию «экзотичных» минеральных форм РЗЭ (арсенатов), несвойственных типичным месторождениям морских ооидовых железняков, где редкие земли концентрируются преимущественно в фосфатах [15, 52].

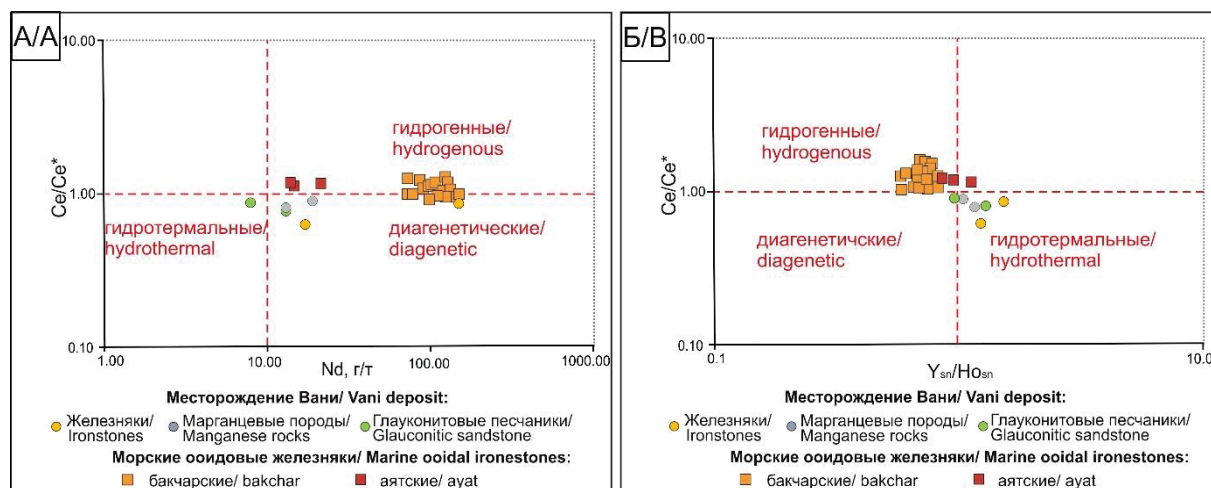


Рис. 14. Генетические диаграммы: (А) Ce/Ce^* vs Nd ; (Б) Ce/Ce^* vs Y_{sn}/Ho_{sn} . [53, 54]. Данные по Бакчарскому и Аятскому месторождениям взяты из [15, 45]

Fig. 14. Binary diagrams on the chemical bulk composition of the studied rocks: (A) Ce/Ce^* vs Nd ; (B) Ce/Ce^* vs Y_{sn}/Ho_{sn} . [53, 54]. Data for the Bakchar and Ayat deposits are taken from [15, 45]

Условия образования

Судя по структурным особенностям и минеральному составу форменных элементов и цемента, формирование ооидовых железняков в верхних горизонтах гидротермального месторождения Вани происходило в несколько этапов. Первая минерализация была связана с формированием оксидов марганца (пирролюзита, рамделита), барита и первых железистых сфероидов за счёт поступления основной массы гидротермальных растворов [24, 39]. Гидротермальные флюиды, проходя сквозь поры и трещины в песчанике, смешивались с нисходящей холодной морской водой, обогащенной кислородом, что способствовало выпадению оксидов марганца [24, 39], железа и барита. В итоге на данной стадии происходило накопление первых ооидов и пизоидов (рис. 15, А).

Вторая стадия минерализации протекала благодаря новой порции гидротермальных растворов, богатых K, Ba, Pb, Zn и As, и привела к замещению ранее сформированных марганцевых минералов коронадитом и голладитом [24, 39], а также к формированию новых железистых сфероидов (преимущественно прото-ооидов) и цемента железняков (рис. 15, Б, В). Предполагается, что эта порция растворов обеспечивалась за счёт тектонического подъёма бассейна [24]. На формирование железистых минералов в две стадии минерализации указывают различия в химиче-

ском составе гетита. Гетит некоторых сфероидов и цемента содержит примесь As (0,4...3 %) и реже Pb (0,6...0,8 %) и Zn (0,4...0,6 %), которыми были обогащены гидротермы второй фазы внедрения. Обогащение второй порции флюидов микроэлементами связывается с выщелачиванием металлов из вмещающих пород и/или с растворением ранее сформированных сульфидов [24].

Таким образом, следует подтвердить, что основными источниками металлов в изучаемых железняках были металлонасыщенные флюиды гидротермальной природы. При этом следует отметить, что, согласно некоторым исследованиям, в формировании железняков могли принимать участие железоредуцирующие бактерии [25, 36–38], что позволяет по-новому взглянуть на природу как древних ооидовых железняков раннего фанерозоя, так и докембрийских полосчатых железняков как наиболее близких прародителей фанерозойский ооидовых железняков [38].

Заключение

Разрез месторождения Вани состоит из трех основных литотипов, которые выделены на основе текстурно-структурных и минералогических особенностей: хомогенные (марганцевые породы и ооидовые железняки) и вулканогенно-обломочный (глауконитовый песчаник). Судя по геолого-структурному положению и геохимическим особенностям, предпола-

гается, что основным источником металла для ооидовых железняков являлись металлонасыщенные гидротермальные флюиды. Внедрение гидротерм было двухактным, а, следовательно, железосодержащие минералы формировались в две стадии. Первая ста-

дия связана с формированием первых ооидов и пизоидов, а вторая – с формированием новых железистых сфероидов (в том числе прото-ооидов) и цемента. Гетит двух стадий формирования различается составом примесных элементов.

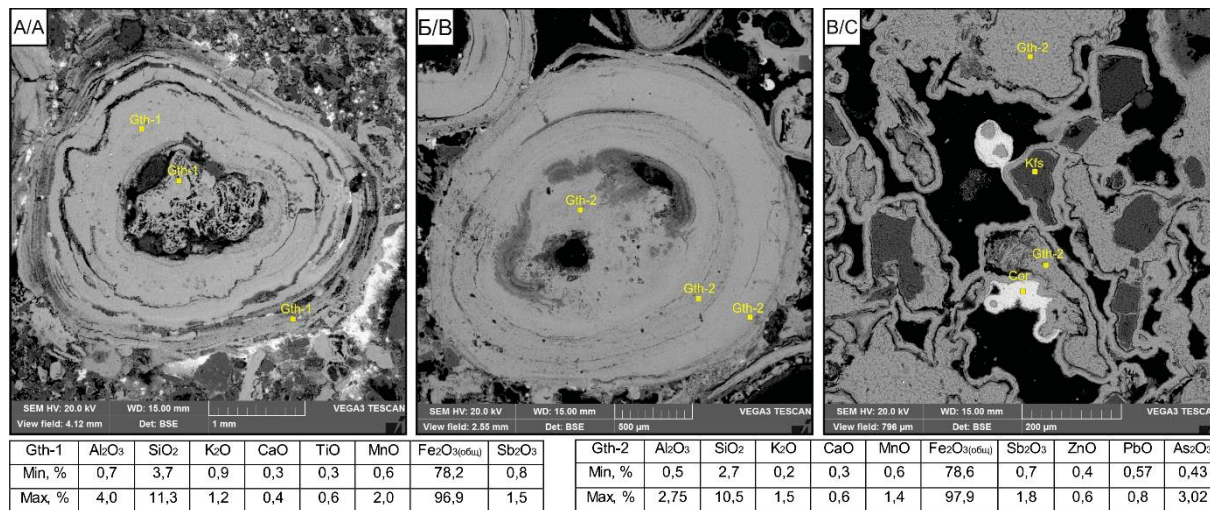


Рис. 15. Микрофотографии железистых сфероидов двух этапов внедрения гидротерм (А, Б) и гетитового цемента второго этапа (В). Gth-1 – гетит начального этапа внедрения гидротермальных растворов; Gth-2 – гетит завершающего этапа внедрения гидротермальных растворов; Cor – коронадит, Kfs – калиевый полевой шпат

Fig. 15. SEM-images of iron-rich spheroids formed due to two stages of fluid alteration (A, B) and goethite cement of the second stage (B). Gth-1 – goethite of initial stage of fluids intrusion; Gth-2 – goethite of final stage of fluids intrusion; Cor – coronadit, Kfs – potassium feldspar

Минералого-геохимические особенности железняков отличают их от других морских железняков, что объясняется высокой ролью гидротермальных растворов при их формировании. Для железняков месторождения Вани характерно обогащение гидротермальными элементами (As, Cu, Mo, Pb, Zn), высокая доля барита и Mn-минералов, а также особые минеральные формы редкоземельных элементов (черновит-У и гаспарит). Источниками редких земель являются гидротермальные растворы и разрушенные вул-

канические толщи. В отличие от вмещающих пород ооидовые железняки обладают более высоким концентрациями РЗЭ, что обусловлено высокой сорбционной способностью гидроокислов железа в условиях осаждения металлов.

Исследование выполнено за счет гранта Российской научной фонды № 21-17-00019 «Биогеохимические циклы, источники металлов и эволюция вещества в мел-палеогеновых морских железорудных месторождениях».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Young T.P. Phanerozoic ironstones: an introduction and review // Geological Society, London, Special Publications. – 1989. – V. 46. – № 1. – P. 9–25.
- Van Houten F.B. Palaeozoic oolitic ironstones on the North American Craton // Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology. – 1990. – V. 80. – P. 245–254.
- Страхов Н.М. Железорудные фации и их аналоги в истории Земли: опыт историко-геологического анализа процесса осадкообразования. – М.: Изд-во АН СССР, 1947. – 268 с.
- Hallam A., Bradshaw M.J. Bituminous shales and oolitic ironstones as indicators of transgressions and regressions // Journal of the Geological Society. – 1979. – V. 136. – P. 157–164.
- О рудоносности юго-востока Керченского полуострова / Е.Ф. Шнюков, П.И. Науменко, В.А. Курный, Ю.В. Соболевский // Геологический журнал. – 1976. – № 36. – С. 48–58.
- Van Houten F.B., Bhattacharyya D.P. Phanerozoic oolitic ironstones – geologic record and facies mode // Annual Review of Earth and Planetary Sciences. – 1982. – V. 10. – P. 441–457.
- Van Houten F.B., Purucker M.E. Glauconitic peloids and chamositic ooids – favorable factors, constraints, and problems // Earth-Science Reviews. – 1984. – V. 20. – P. 211–243.
- Salama W., El Aref M., Gaupp R. Facies analysis and palaeoclimatic significance of ironstones formed during the Eocene greenhouse // Sedimentology. – 2014. – V. 61. – P. 1594–1624.
- Холодов В.Н., Голубовская Е.В., Недумов Р.И. Киммерийская железорудная провинция Причерноморья, условия ее формирования и перспективы // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. – 2014. – № 3. – С. 5–35.
- Kimberley M.M. Origin of Oolitic Iron formations // SEPM Journal of Sedimentary Research 49. – 1979. – P. 111–131.
- Павлов Д.И. Связь осадочных месторождений железа и марганца с нефтегазоносными бассейнами // Геология рудных месторождений. – 1989. – № 2. – С. 80–91.
- Kimberley M.M. Debate about ironstone: has solute supply been surficial weathering, hydrothermal convection, or exhalation of deep fluids? // Terra Nova. – 1994. – V. 6. – P. 116–132.
- Modern iron ooids from a shallow-marine volcanic setting: Mahengetang, Indonesia / J.M. Heikoop, C.J. Tsujita, M.J. Risk, T. Tomascik, A.J. Mah // Geology. – 1996. – V. 24 – P. 759–762.
- Modern iron ooids of hydrothermal origin as a proxy for ancient deposits / M. Di Bella, G. Sabatino, S. Quartieri, A. Ferretti, B. Cavalazzi, R. Barbieri, F. Foucher, F. Messori, F. Italiano // Scientific Reports. – 2019. – V. 9. – № 1. – P. 1–10.

15. Rudmin M., Mazurov A., Banerjee S. Origin of ooidal ironstones in relation to warming events: Cretaceous–Eocene Bakchar deposit, south-east Western Siberia // *Marine and Petroleum Geology*. – 2019. – V. 100. – P. 309–325.
16. Sedimentology and oceanography of Early Ordovician ironstone, Bell Island, Newfoundland: ferruginous seawater and upwelling in the Rheic Ocean / S.E. Todd, P.K. Pufahl, J.B. Murphy, K.G. Taylor // *Sedimentary Geology*. – 2019. – V. 379. – P. 1–15.
17. Matheson E.J., Pufahl P.K. Clinton ironstone revisited and implications for Silurian Earth system evolution // *Earth–Science Reviews*. – 2021. – V. 214. – 103527.
18. Afify A.M., Sanz-Montero M.E., Calvo J.P. Ironstone deposits hosted in Eocene carbonates from Bahariya (Egypt) – new perspective on cherty ironstone occurrences // *Sedimentary Geology*. – 2015. – V. 329. – P. 81–97.
19. Kimberley M.M. Exhalative origins of iron formations // *Ore Geology Reviews*. – 1989. – V. 5 – P. 13–145.
20. Origin of ooids, peloids and micro-oncoids of marine ironstone deposits in Western Siberia (Russia) / M. Rudmin, S. Banerjee, P. Maximov, A. Novoselov, Y. Trubin, P. Smirnov, A. Abersteiner, D. Tang, A. Mazurov // *Journal of Asian Earth Sciences*. – 2022. – V. 237. – 105361.
21. Ferrimagnetic iron sulfide formation and methane venting across the Paleocene–Eocene thermal maximum in shallow marine sediments, ancient West Siberian Sea / M. Rudmin, A. Roberts, C.-S. Horng, A. Mazurov, O. Savinova, A. Ruban, R. Kashapov, M. Veklich // *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*. – 2018. – V. 19. – P. 1–22.
22. A study of iron carbonates and clay minerals for understanding the origin of marine ooidal ironstone deposits / M. Rudmin, S. Banerjee, S. Sinkina, A. Ruban, N. Kalinina, P. Smirnov // *Marine and Petroleum Geology*. – 2022. – V. 142. – 105777.
23. Sturesson U., Heikoop J.M., Risk M.J. Modern and Palaeozoic iron ooids – a similar volcanic origin // *Sedimentary Geology*. – 2000. – V. 136. – P. 137–146.
24. Nature and origin of the Vani manganese deposit, Milos, Greece: an overview / A. Liakopoulos, G.P. Glasby, C.T. Papavassiliou, J. Boulegue // *Ore geology reviews*. – 2001. – V. 18. – P. 181–209.
25. Precipitation of Mn Oxides in Quaternary Microbially Induced Sedimentary Structures (MISS), Cape Vani Paleo-Hydrothermal Vent Field, Milos, Greece / S.P. Kiliyas, M. Ivarsson, E.C. Fru, J.E. Rattray, H. Gustafsson, J. Naden, K. Detsi // *Minerals*. – 2020. – V. 10. – 536.
26. Sun S., Klemb R., Voudouris P. Early Pleistocene banded iron-rich sedimentary rocks at Cape Vani, Milos Island, Greece: a modern analogue of Precambrian banded iron formations? // *Sedimentary Geology*. – 2022. – V. 438. – 106198.
27. New geochemical and mineralogical constraints on the genesis of the Vani hydrothermal manganese deposit at NW Milos island, Greece: comparison with the Aspro Gialoudi deposit and implications for the formation of the Milos manganese mineralization / K. Papavassiliou, P. Voudouris, C. Kanellopoulos, G. Glasby, D. Alfieris, I. Mitsis // *Ore Geology Reviews*. – 2017. – V. 80. – P. 594–611.
28. Hatzfeld D. On the shape of the subducting slab beneath the Peloponnese, Greece // *Geophysical Research Letters*. – 1994. – V. 21. – P. 173–176.
29. Fytikas M., Marinelli G. Geology and Geothermics of the Island of Milos Greece // *International Congress on Thermal Waters, Geothermal Energy and Volcanism of the Mediterranean Area*. – Athens: Institute of Geology and Mineral Exploration, 1976. – 58 p.
30. Fytikas M. Updating of the geological and geothermal research on Milos Island // *Geothermics*. – 1989. – V. 18. – P. 485–496.
31. Alfieris D., Voudouris P., Spry P.G. Shallow submarine epithermal Pb–Zn–Cu–Au–Ag–Te mineralization on western Milos Island, Aegean Volcanic Arc, Greece: mineralogical, geological and geochemical constraints // *Ore geology reviews*. – 2013. – V. 53. – P. 159–180.
32. Epithermal gold mineralisation in the active Aegean volcanic arc: the Profitis Ilias deposit, Milos Island, Greece / S.P. Kiliyas, J. Naden, I. Cheliotis, T.J. Shepherd, H. Constandinidou, J. Crossing, I. Simos // *Miner Deposita*. – 2001. – V. 36. – P. 32–34.
33. Naden J., Kiliyas S.P., Darbyshire D.P.F. Active geothermal systems with entrained seawater as modern analogs for transitional volcanic-hosted massive sulfide and continental magmato-hydrothermal mineralization: the example of Milos Island, Greece // *Geology*. – 2005. – V. 33. – P. 541–544.
34. Isotope geochemistry of the Pb–Zn–Ba(–Ag–Au) mineralization at Triades–Galana, Milos Island, Greece / R. Marschik, T. Bauer, A.-S. Hensler, N. Skarpelis, S. Hölzl // *Resource Geology*. – 2010. – V. 60. – P. 335–347.
35. Boiling effects on trace element and sulfur isotope compositions of sulfides in shallow–marine hydrothermal systems: evidence from Milos Island, Greece / A. Schaarschmidt, K.M. Haase, R. Klemm, M. Keitha, P.C. Voudouris, D. Alfieris, H. Strauß, M. Wiedenbeck // *Chemical Geology*. – 2021. – V. 583. – 120457.
36. Fossilized iron bacteria reveal a pathway to the biological origin of banded iron formation / E. Chi Fru, M. Ivarsson, S.P. Kiliyas, S. Bengtson, V. Belivanova, F. Marone, D. Fortin, C. Broman, M. Stampanoni // *Nature Communications*. – 2013. – V. 4. – P. 1–7.
37. Biogenicity of an Early Quaternary iron formation, Milos Island, Greece / Chi Fru, M. Ivarsson, S.P. Kiliyas, P.J. Frings, C. Hemmingsson, C. Broman, S. Bengtson, E. Chatzitheodoridis // *Geobiology*. – 2015. – V. 13. – P. 225–244.
38. Sedimentary mechanisms of a modern banded iron formation on Milos Island, Greece / Chi Fru, S.P. Kiliyas, M. Ivarsson, J.E. Rattray, K. Gkika, I. McDonald, Q. He, C. Broman // *Solid Earth*. – 2018. – V. 9. – P. 573–598.
39. Hein J.R., Stamatakis M.G., Dowling J.S. Trace metal-rich Quaternary hydrothermal manganese oxide and barite deposit, Milos Island, Greece // *Transactions of the Institutions of Mining and Metallurgy, Section B: Applied Earth Science*. – 2000. – V. 109. – P. 67–76.
40. Moore D.M., Reynolds R.C. X-ray diffraction and the identification and analysis of clay minerals. – Illinois: State Geological Survey, 1989. – 332 p.
41. Bish D.L., Post J.E. Quantitative mineralogical analysis using the rietveld full-pattern fitting method // *American Mineralogist*. – 1993. – V. 78. – P. 932–940.
42. Origin of Oligocene channel ironstones of Lisakovsk deposit (Turgay depression, northern Kazakhstan) / M. Rudmin, N. Kalinina, S. Banerjee, I. Reva, E. Kondrashova, A. Kanaki, Y. Trubin, A. Baldermann, A. Mazurov // *Ore Geology Reviews*. – 2021. – V. 138. – P. 1–16.
43. Taylor S.R., McLennan S.M. The continental crust: its composition and evolution. An examination of the geochemical record preserved in sedimentary rocks. – Oxford: Blackwell, 1985. – 312 p.
44. Minerals of rare earth elements in high-phosphorus ooidal ironstones of the Western Siberia and Turgai depression / M. Rudmin, I. Reva, E. Sokol, E. Abdullayev, A. Ruban, A. Kudryavtsev, O. Tolkachev, A. Mazurov // *Minerals*. – 2019. – V. 10. – P. 1–16.
45. Максимов П.Н., Рудмин М.А. Минералого-геохимические особенности верхнемеловых морских железняков аятской свиты (Тургайский прогиб) // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2022. – V. 333. – № 5 – P. 70–80.
46. Mechanism of formation, mineralogy and geochemistry of the ooidal ironstone of Djebel Had, northeast Algeria / H. Diab, A. Chouabbi, E. Chi Fru, J.-E. Nacer // *Journal of African Earth Sciences*. – 2020. – V. 162. – 103736.
47. Nicholson K. Contrasting mineralogical-geochemical signatures of manganese oxides: guides to metallogenesis // *Economic Geology*. – 1992. – V. 87. – P. 1253–1264.
48. Crerar D.A., Knox G.W., Means J.L. Biogeochemistry of bog iron in the New Jersey Pine Barrens. *Chemical Geology* // *Chemical Geology*. – 1979. – V. 24. – P. 111–135.
49. Genesis and paleoenvironmental analysis of the ironstone facies of the Maastrichtian Patti Formation, Bida Basin, Nigeria / O.J. Ojo, T.E. Bamidele, S.A. Adepoju, S.O. Akande // *Journal of African Earth Sciences*. – 2021. – V. 174. – 104058.
50. Toth J.R. Deposition of submarine crusts rich in manganese and iron // *Geological Society of America Bulletin*. – 1980. – V. 91. – P. 44–54.
51. Choi J.H., Hariya Y. Geochemistry and depositional environment of Mn oxide deposits in the Tokoro Belt, northeastern Hokkaido // *Japan. Economic Geology*. – 1992. – V. 87. – P. 1265–1274.
52. Geochemistry and mineralogy of rare earth elements in high-phosphorus ooidal ironstones: a case study of the Kamysh-Burun deposit (Azov–Black Sea iron Province) / E.V. Sokol, S.N. Kokh, O.A. Kozmenko, A.V. Nekipelova, M. Rudmin, P.V. Khvorov,

- D.A. Artemyev // Ore Geology Reviews. – 2020. – V. 127. – 103827.
53. Discriminating between different genetic types of marine ferromanganese crusts and nodules based on rare earth elements and yttrium / M. Bau, K. Schmidt, A. Koschinsky, J. Hein, T. Kuhn, A. Usui // Chemical Geology. – 2014. – V. 381. – P. 1–9.
54. Afify A.M., Sanz-Montero M.E., Calvo J.P. Differentiation of ironstone types by using rare earth elements and yttrium geochemistry – a case study from the Bahariya region, Egypt // Ore Geology Reviews. – 2018. – V. 96. – P. 247–261.

Поступила: 01.11.2022 г.

Дата рецензирования: 17.01.2023 г.

Информация об авторах

Калинина Н.А., аспирант Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Рудмин М.А., кандидат геолого-минералогических наук, доцент отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 553.08:553.21:553.31

MINERALOGICAL AND GEOCHEMICAL FEATURES OF OOIDAL IRONSTONES OF HYDROTHERMAL ORIGIN

Natalia A. Kalinina¹,
nak58@tpu.ru

Maxim A. Rudmin¹,
rudminma@tpu.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

The relevance. Hypotheses of ooidal iron ore formation remain debatable to this day. The study of ooidal ironstones in volcanic and hydrothermal activity areas will allow better understanding of the origin of ooidal iron ores.

This work aims to study mineral and chemical composition of ooidal iron ores from the Vani hydrothermal deposit (Milos island, Cyclades archipelago) to assess the effect of hydrothermal solutions on the features of their material composition.

The research technique included optical microscopy (petrographic analysis), X-ray fluorescence analysis, scanning electron microscopy with local X-ray spectral energy dispersive analysis, X-ray diffraction analysis, transmission electron microscopy and inductively coupled plasma mass spectrometry.

As a result of the research, the textural and structural features were determined, and the mineralogical and geochemical characteristics of the ooidal ironstones from the Vani hydrothermal manganese deposit (Greece) were obtained.

Conclusions. Three lithotypes for the studied sequence with ooidal ironstones were distinguished based on differing structural and mineralogical characteristics: chemogenic (manganese rocks, ooidal ironstones) and clastic (glauconite sandstone). It is assumed that the primary source of metals for ironstones was hydrothermal solutions according to the geological and structural position of the deposit. The multi-stage events of hydrothermal activity contributed to the formation of iron-rich minerals in two stages, which differ in structures and impurity elements. Rare earth elements enrich the ooidal ironstones compared to other lithotypes due to the high sorption capacity of iron hydroxides in conditions of metal precipitation. The main in situ minerals of rare earth elements of studied ironstones are arsenates represented by inclusions in the ooid cortex. The distribution of rare earth elements in ooidal ironstones indicates their hydrothermal sources.

Key words:

ooidal ironstones, iron-rich ooids, iron-rich pisoids, hydrothermal deposit, origin, metal sources, geochemistry, minerals, lithotypes.

The study was supported by the grant from Russian Science Foundation no. 21-17-00019 «Biogeochemical cycles, sources of metals and evolution of matter in the Cretaceous–Paleogene marine ironstones deposits».

REFERENCES

- Young T.P. Phanerozoic ironstones: an introduction and review. *Geological Society, London, Special Publications*, 1989, vol. 46, no. 1, pp. 9–25.
- Van Houten F.B. Palaeozoic oolitic ironstones on the North American Craton. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 1990, vol. 80, pp. 245–254.
- Strakhov N.M. *Zhelezorudnye fatsii i ikh analogi v istorii Zemli: opyt istoriko-geologicheskogo analiza protsessov osadkoobrazovaniya* [Iron ore facies and their analogues in the Earths history: the experience of historical and geological analysis of the sedimentation process]. Moscow, AN SSSR Publ., 1947. 268 p.
- Hallam A., Bradshaw M.J. Bituminous shales and oolitic ironstones as indicators of transgressions and regressions. *Journal of the Geological Society*, 1979, vol. 136, pp. 157–164.
- Shnyukov E.F., Naumenko P.I., Kutniy V.A., Sobolevskiy Yu.V. O rudonostnosti yugo-vostoka Kerchenskogo poluostrova [About ore-bearing of the southeast Kerch Peninsula]. *Geologicheskij zhurnal*, 1976, no. 36, pp. 48–58.
- Van Houten F.B., Bhattacharyya, D.P. Phanerozoic oolitic ironstones – geologic record and facies mode. *Annual Review of Earth and Planetary Sciences*, 1982, vol. 10, pp. 441–457.
- Van Houten F.B., Purucker M.E. Glauconitic peloids and chamositic ooids – favorable factors, constraints, and problems. *Earth-Science Reviews*, 1984, vol. 20, pp. 211–243.
- Salama W., El Aref M., Gaupp R. Facies analysis and palaeoclimatic significance of ironstones formed during the Eocene greenhouse. *Sedimentology*, 2014, vol. 61, pp. 1594–1624.
- Kholodov V.N., Golubovskaya E.V., Nedumov R.I. Kimmerijskaya zhelezorudnaya provintsiya Prichernomor'ya, usloviya ee formirovaniya i perspektivy [Cimmerian iron ore province of the Black Sea region, conditions for its formation and prospects]. *Geologiya i poleznye iskopyayemye Mirovogo okeana*, 2014, no. 3, pp. 5–35.
- Kimberley M.M. Origin of oolitic iron formations. *SEPM Journal of Sedimentary Research*, 1979, vol. 49, pp. 111–131.
- Pavlov D.I. Svyaz osadochnykh mestorozhdeniy zheleza i margantsa s neftegazonosnymi basseynami [Connection of iron and manganese deposits with oil and gas basins]. *Geologiya rudnykh mestorozhdeniy*, 1989, no. 2, pp. 80–91.
- Kimberley M.M. Debate about ironstone: has solute supply been surficial weathering, hydrothermal convection, or exhalation of deep fluids? *Terra Nova*, 1994, vol. 6, pp. 116–132.
- Heikoop J.M., Tsujita C.J., Risk M.J., Tomascik T., Mah A.J. Modern iron ooids from a shallow-marine volcanic setting: Mahengetang, Indonesia. *Geology*, 1996, vol. 24, pp. 759–762.
- Di Bella M., Sabatino G., Quartieri S., Ferretti A., Cavalazzi B., Barbieri R., Foucher F., Messori F., Italiano F. Modern iron ooids of hydrothermal origin as a proxy for ancient deposits. *Scientific Reports*, 2019, vol. 9, no. 1, pp. 1–10.
- Rudmin M., Mazurov A., Banerjee S. Origin of ooidal ironstones in relation to warming events: Cretaceous-Eocene Bakchar deposit, south-east Western Siberia. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, vol. 100, pp. 309–325.
- Todd S.E., Pufahl P.K., Murphy J.B., Taylor K.G. Sedimentology and oceanography of Early Ordovician ironstone, Bell Island, Newfoundland: ferruginous seawater and upwelling in the Rheic Ocean. *Sedimentary Geology*, 2019, vol. 379, pp. 1–15.
- Matheson E.J., Pufahl P.K. Clinton ironstone revisited and implications for Silurian Earth system evolution. *Earth-Science Reviews*, 2021, vol. 215, 103527.
- Afify A.M., Sanz-Montero M.E., Calvo J.P. Ironstone deposits hosted in Eocene carbonates from Bahariya (Egypt) – new perspective on cherty ironstone occurrences. *Sedimentary Geology*, 2015, vol. 329, pp. 81–97.

19. Kimberley M.M. Exhalative origins of iron formations. *Ore Geology Reviews*, 1989, vol. 5, pp. 13–145.
20. Rudmin M., Banerjee S., Maximov P., Novoselov A., Trubin Y., Smirnov P., Abersteiner A., Tang D., Mazurov A. Origin of ooids, peloids and micro-oncoids of marine ironstone deposits in Western Siberia (Russia). *Journal of Asian Earth Sciences*, 2022, vol. 237, 105361.
21. Rudmin M., Roberts A., Horng C.-S., Mazurov A., Savinova O., Ruban A., Kashapov R., Veklich M. Ferrimagnetic iron sulfide formation and methane venting across the Paleocene-Eocene thermal maximum in shallow marine sediments, ancient West Siberian Sea. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 2018, vol. 19, pp. 21–42.
22. Rudmin M., Banerjee S., Sinkina S., Ruban A., Kalinina N., Smirnov P. A study of iron carbonates and clay minerals for understanding the origin of marine ooidal ironstone deposits. *Marine and Petroleum Geology*, 2022, vol. 142, 105777.
23. Sturesson U., Heikoop J.M., Risk M.J. Modern and Palaeozoic iron ooids – a similar volcanic origin. *Sedimentary Geology*, 2000 vol. 136, pp. 137–146.
24. Liakopoulos A., Glasby G.P., Papavassiliou C.T., Boulegue J. Nature and origin of the Vani manganese deposit, Milos, Greece: an overview. *Ore Geology Reviews*, 2001, vol. 18, pp. 181–209.
25. Kiliass S.P., Ivarsson M., Fru E.C., Rattray J.E., Gustafsson H., Naden J., Detsi K. Precipitation of Mn oxides in Quaternary Microbially Induced Sedimentary Structures (MISS), Cape Vani Paleo-Hydrothermal Vent Field, Milos, Greece. *Minerals*, 2020, vol. 10, 536.
26. Sun S., Klemd R., Voudouris P. Early Pleistocene banded iron-rich sedimentary rocks at Cape Vani, Milos Island, Greece: a modern analogue of Precambrian banded iron formations? *Sedimentary Geology*, 2022, vol. 438, 106198.
27. Papavassiliou K., Voudouris P., Kanellopoulos C., Glasby G., Alfieris D., Mitsisa I. New geochemical and mineralogical constraints on the genesis of the Vani hydrothermal manganese deposit at NW Milos island, Greece: comparison with the Aspro Gialoudi deposit and implications for the formation of the Milos manganese mineralization. *Ore Geology Reviews*, 2017, vol. 80, pp. 594–611.
28. Hatzfeld D. On the shape of the subducting slab beneath the Peloponnese, Greece. *Geophysical Research Letters*, 1994, vol. 21, pp. 173–176.
29. Fytikas M., Marinelli G. Geology and Geothermics of the Island of Milos Greece. *International Congress on Thermal Waters, Geothermal Energy and Volcanism of the Mediterranean Area*. Athens, Institute of Geology and Mineral Exploration, 1976. 58 p.
30. Fytikas M. Updating of the geological and geothermal research on Milos Island. *Geothermics*, 1989, vol. 18, pp. 485–496.
31. Alfieris D., Voudouris P., Spry P.G. Shallow submarine epithermal Pb-Zn-Cu-Au-Ag-Te mineralization on western Milos Island, Aegean Volcanic Arc, Greece: mineralogical, geological and geochemical constraints. *Ore Geology Reviews*, 2013, vol. 53, pp. 159–180.
32. Kiliass S.P., Naden J., Cheliotis I., Shepherd T.J., Constandinidou H., Crossing J., Simos I. Epithermal gold mineralisation in the active Aegean volcanic arc: the Profitis Ilias deposit, Milos Island, Greece. *Miner. Deposita*, 2001, vol. 36, pp. 32–44.
33. Naden J., Kiliass S.P., Darbyshire D.P.F. Active geothermal systems with entrained seawater as modern analogs for transitional volcanic-hosted massive sulfide and continental magmato-hydrothermal mineralization: the example of Milos Island, Greece. *Geology*, 2005, vol. 33, pp. 541–544.
34. Marschik R., Bauer T., Hensler A.-S., Skarpelis N., Hölzl S. Isotope geochemistry of the Pb-Zn-Ba(-Ag-Au) mineralization at Triades-Galana, Milos Island, Greece. *Resource Geology*, 2010, vol. 60, pp. 335–347.
35. Schaarschmidt A., Haase K.M., Klemd R., Keitha M., Voudouris P.C., Alfieris D., Strauss H., Wiedenbecke M. Boiling effects on trace element and sulfur isotope compositions of sulfides in shallow-marine hydrothermal systems: evidence from Milos Island, Greece. *Chemical Geology*, 2021, vol. 583, 120457.
36. Chi Fru E., Ivarsson M., Kiliass S.P., Bengtson S., Belivanova V., Marone F., Fortin D., Broman C., Stampanoni M. Fossilized iron bacteria reveal a pathway to the biological origin of banded iron formation. *Nature Communications*, 2013, vol. 4, 2050.
37. Chi Fru E., Ivarsson M., Kiliass S.P., Frings P.J., Hemmingsson C., Broman C., Bengtson S., Chatzitheodoridis E. Biogenicity of an Early Quaternary iron formation, Milos Island, Greece. *Geobiology*, 2015, vol. 13, pp. 225–244.
38. Chi Fru E., Kiliass S.P., Ivarsson M., Rattray J.E., Gkika K., McDonald I., He Q., Broman C. Sedimentary mechanisms of a modern banded iron formation on Milos Island, Greece. *Solid Earth*, 2018, vol. 9, pp. 573–598.
39. Hein J.R., Stamatakis M.G., Dowling J.S. Trace metal-rich Quaternary hydrothermal manganese oxide and barite deposit, Milos Island, Greece. *Transactions of the Institutions of Mining and Metallurgy, Section B: Applied Earth Science*, 2000, vol. 109, pp. 67–76.
40. Moore D.M., Reynolds R.C. *X-ray diffraction and the identification and analysis of clay minerals*. Illinois, State Geological Survey, 1989. 332 p.
41. Bish D.L., Post J.E. Quantitative mineralogical analysis using the rietveld full-pattern fitting method. *American Mineralogist*, 1993, vol. 78, pp. 932–940.
42. Rudmin M., Reva I., Sokol E., Abdullayev E., Ruban A., Kudryavtsev A., Tolkachev O., Mazurov A. Minerals of rare earth elements in high-phosphorus ooidal ironstones of the Western Siberia and Turgai depression. *Minerals*, 2019, vol. 10, pp. 1–16.
43. Taylor S.R., McLennan S.M. *The continental crust: its composition and evolution. An examination of the geochemical record preserved in sedimentary rocks*. Oxford, Blackwell, 1985. 312 p.
44. Rudmin M., Kalinina N., Banerjee S., Reva I., Kondrashova E., Kanaki A., Trubin Y., Baldermann A., Mazurov A. Origin of Oligocene channel ironstones of Lisakovsk deposit (Turgay depression, northern Kazakhstan). *Ore Geology Reviews*, 2021, vol. 138, pp. 1–16.
45. Maksimov P.N., Rudmin M.A. Mineralogical and geochemical features of upper cretaceous marine ironstones of the Ayat formation (Turgay depression) *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no 5. pp. 70–80. In Rus.
46. Diab H., Chouabbi A., Chi Fru E., Nacer J.-E., Krekeler M. Mechanism of formation, mineralogy and geochemistry of the ooidal ironstone of Djebel Had, northeast Algeria. *Journal of African Earth Sciences*, 2020, vol. 162, 103736.
47. Nicholson K. Contrasting mineralogical-geochemical signatures of manganese oxides: guides to metallogenesis. *Economic Geology*, 1992, vol. 87, pp. 1253–1264.
48. Crerar D.A., Knox G.W., Means J.L. Biogeochemistry of bog iron in the New Jersey Pine Barrens. *Chemical Geology*, 1979, vol. 24, pp. 111–135.
49. Ojo O.J., Bamidele T.E., Adepoju S.A., Akande S.O. Genesis and paleoenvironmental analysis of the ironstone facies of the Maastriichtian Patti Formation, Bida Basin, Nigeria. *Journal of African Earth Sciences*, 2021, vol. 174, 104058.
50. Toth J.R. Deposition of submarine crusts rich in manganese and iron. *Geological Society of America Bulletin*, 1980, vol. 91, p. 44.
51. Choi J.H., Hariya Y. Geochemistry and depositional environment of Mn oxide deposits in the Tokoro Belt, northeastern Hokkaido, Japan. *Economic Geology*, 1992, vol. 87, pp. 1265–1274.
52. Sokol E.V., Kokh S.N., Kozmenko O.A. Geochemistry and mineralogy of rare earth elements in high-phosphorus ooidal ironstones: a case study of the Kamysh-Burun deposit (Azov-Black Sea iron Province). *Ore Geology Reviews*, 2020, vol. 127, 103827.
53. Bau M., Schmidt K., Koschinsky A., Hein J., Kuhn T., Usui A. Discriminating between different genetic types of marine ferromanganese crusts and nodules based on rare earth elements and yttrium. *Chemical Geology*, 2014, vol. 381, pp. 1–9.
54. Afify A.M., Sanz-Montero M.E., Calvo J.P. Differentiation of ironstone types by using rare earth elements and yttrium geochemistry – a case study from the Bahariya region, Egypt. *Ore Geology Reviews*, 2018, vol. 96, pp. 247–261.

Received: 1 November 2022.

Reviewed: 17 January 2023.

Information about the authors

Natalia A. Kalinina, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Maxim A. Rudmin, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 551.35

ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ДОННЫХ ОСАДКОВ ЧАУНСКОЙ ГУБЫ (ВОСТОЧНО-СИБИРСКОЕ МОРЕ)

Полтавская Наталина Александровна¹,
geoikigai@tpu.ru

Гершелис Елена Владимировна¹,
elenapanova@tpu.ru

Оберемок Ирина Андреевна¹,
genuine.i@yandex.ru

Гринько Андрей Алексеевич²,
andreyagrinko@gmail.com

Чаркин Александр Николаевич²,
charkin@poi.dvo.ru

Ярошук Елена Игоревна²,
e.yaroshchuk@poi.dvo.ru

Дударев Олег Викторович²,
dudarev@poi.dvo.ru

Смирнова Наталья Александровна¹,
smirnova@hw.tpu.ru

Гусева Наталья Владимировна¹,
gusevanv@tpu.ru

Семилетов Игорь Петрович^{2,1},
ipsemiletov@alaska.edu

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

² Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева ДВО РАН,
Россия, 690041, г. Владивосток, ул. Балтийская, 43.

Актуальность исследования определяется необходимостью оценки региональных особенностей транспорта и преобразования органического вещества в различных седиментационных и биогеохимических обстановках, действующих на Восточно-Сибирском арктическом шельфе, в том числе в Восточно-Сибирском море – наиболее ледовитом и наименее изученном море Российской Арктики.

Цель исследования заключается в определении состава и источников органического вещества донных осадков Чаунской губы (Восточно-Сибирское море).

Объекты: 25 проб поверхностных донных осадков, отобранных по профилю от прибрежной зоны Чаунской губы до внутренней части шельфа Восточно-Сибирского моря в ходе комплексной научно-исследовательской морской экспедиции на борту НИС «Академик Опарин» в сентябре–октябре 2020 г.

Методы. Для анализа групп углеводородных соединений ОВ донных осадков был применен пиролитический анализ по методу Rock-Eval; оценка распределения n-алканов проводилась на основе результатов газовой хромато-масс-спектрометрии. Гранулометрический анализ осадков выполнялся на лазерном анализаторе частиц.

Результаты. Состав осадочного материала в Чаунской губе преимущественно определяется особенностями подводного рельефа и гравитационными потоками поступающего терригенного материала – продуктов локальной термоабразии береговой зоны (о. Айон) и речного аллювия в юго-восточной части губы. Определенную роль в формировании седиментационного облика губы, предположительно, играют процессы вытаивания криозоля в результате разрушения областей припайного льда. Данные пиролиза и анализ распределения n-алканов для поверхностных осадков указывают на смешанный генезис органического вещества в поверхностных осадках с доминирующим вкладом наземного органического вещества высокой степени преобразованности и высокого содержания труднорастворимых гуминовых веществ и фульвокислот. Присутствие автохтонного органического вещества отражает высокую продуктивность вод Чаунской губы.

Ключевые слова:

органический углерод, донные осадки, пиролиз, молекулярный анализ, гранулометрический анализ, Чаунская губа, Восточно-Сибирское море, Арктика.

Введение

Наблюдаемые в последние десятилетия климатические изменения наиболее ярко проявляются в арктическом регионе, оказывая беспрецедентное влияние на функционирование системы климат–углерод–криосфера. Усиление глобального потепления провоцирует интенсивную дестабилизацию подводной и наземной мерзлоты и высвобождение больших объемов органического углерода (ОУ) [1, 2]. Активное вовлечение «мерзлотного» углерода в современный биогеохимический цикл может привести к серьезным экологическим последствиям планетарного масштаба, в том числе к увеличению эмиссии метана в атмосферу [3] и асидификации вод арктических морей [4].

Восточно-Сибирский арктический шельф (ВСШ) – крупнейший континентальный шельф Мирового океана – представляет собой уникальную природную лабораторию для изучения транспорта и трансформации терригенного ОУ. В воды ВСШ поступают большие объемы наземного ОУ как за счет стока Великих Сибирских рек (Лена, Индигирка, Колыма), так и за счет интенсивной эрозии берегового ледового комплекса (Едома). Так, с продуктами береговой эрозии в воды ВСШ ежегодно выносятся около 44 ± 10 Мт наземного ОУ [5]. При этом наиболее вероятно, что в будущем этот объем будет только возрастать вследствие уменьшения площади ледового покрова и увеличения волновой активности [6–10].

Для формирования объективной оценки роли ОУ, высвобождаемого из мерзлотных толщ, в арктическом цикле углерода необходимо оценить региональные особенности его транспорта и преобразования в различных седиментационных и биогеохимических обстановках, действующих на ВСМ. В этом контексте наиболее изученным районом ВСМ является море Лаптевых, в воды которого поступает осадочный материал, переносимый со стоком реки Лены, а также продукты активного разрушения берегового ледового комплекса [11–13]. Восточно-Сибирское море (ВСМ), наиболее ледовитое и наиболее труднодоступное море Северного Ледовитого океана (СЛО), характеризуется значительно меньшей изученностью.

Предыдущие исследования геохимии донных осадков ВСМ преимущественно были направлены на исследование пространственного распределения ряда геохимических индикаторов [14–17] или на более детальное изучение молекулярного состава органического вещества (ОВ) вдоль профилей берег–шельф, прослеживающих влияние рек Индигирки и Колымы [1, 18, 19]. В данной работе мы впервые приводим данные по составу ОВ осадков Чаунской губы – полузамкнутой аккумулятивной зоны на востоке ВСМ, где влияние речного стока ограничено и, по имеющимся данным, отсутствует субаквальная мерзлота, а термоабразия берегов носит зональный характер [20–22]. В данной работе был исследован молекулярный состав ОВ (распределение n-алканов и данные пиролиза Rock-Eval) для оценки его источников и степени преобразованности, а также гранулометрический состав поверхностных донных осадков для уточнения особенностей седиментации исследуемого района.

Материалы и методы исследований

Район исследования

ВСМ представляет собой окраинное мелководное шельфовое море СЛО общей площадью 913 тыс. км², примерно 70 % акватории занимают глубины не более 50 м [23]. На формирование природного облика ВСМ влияет материковый сток рек Индигирка, Колыма и Алазея (250 км³/год). Тем не менее к ключевым особенностям биогеохимии ВСМ следует отнести региональные факторы. Западная часть ВСМ, граничащая с морем Лаптевых, характеризуется сильным влиянием речного стока и продуктов береговой эрозии (западная биогеохимическая провинция). С восточной стороны ВСМ граничит с Чукотским морем, откуда проникают тихоокеанские воды, обогащенные биогенными веществами и повышающие уровень первичной продукции в летний период (восточная биогеохимическая провинция) [14].

Побережье моря различно по рельефу и строению на разных участках. Большая часть западного материкового побережья ВСМ сложена верхнечетвертичными, аллювиальными, озерными, местами морскими отложениями, скванными многолетней мерзлотой, что способствует образованию солифлюкционных и термоабразивных типов берегов, получивших наибольшее развитие в Колымско-Чаунской береговой зоне и на о. Айон [24]. Берега Восточной Шелагско-

Биллингской области в основном абразионно-аккумулятивные и аккумулятивные, причем подводный склон здесь относительно крутой [24]. Побережье ВСМ достаточно изрезано и образует разнообразные заливы, губы, бухты, полуострова и мысы. Район данного исследования, Чаунская губа, располагается в юго-восточной части бассейна ВСМ.

Чаунская губа – аккумулятивная акваториальная система с полузамкнутым водообменом (подобно Омудляхской и Хромской губам ВСМ), занимающая площадь 9180 км² и углубляющаяся в материк более чем на сто километров. С запада на восток достигает максимальной ширины 95 км. Чаунская низменность окружена хребтами Аннойско-Чукотской горной области и открыта через Чаунскую губу в ВСМ. Площадь низменности представляет собой плоскую озерно-аллювиальную равнину дельтовой области рек, текущих с Анадырского плоскогорья, Аннойского и Чукотского нагорий. В губу впадает множество мелких рек (Паляваам, Чаун, Пучъэвеем, Лелювеем, Ичувеем, Млелювеем) с суммарным годовым стоком порядка 9 км³/год [25], что отличает ее от заливов морей Восточной Арктики, принимающих сток крупнейших сибирских рек (Лена, Индигирка, Колыма). Нижнее течение рек образует на юго-западном берегу Чаунской губы заболоченную низину, которая характеризуется многочисленными рукавами и протоками, старицами, термокарстовыми озерами. На восточных и западных берегах Чаунской губы гидросеть более разрежена [26]. Основным течением в Чаунской губе является циклоническая циркуляция вод, поступающих в западную часть, опресненных за счет стока р. Колымы и других рек [25]. Термоабразия береговой зоны вдоль всей акватории Чаунской губы не повсеместна. Согласно данным [24], наиболее развиты солифлюкционные и термоабразивные типы берегов на Колымско-Чаунской береговой зоне и на о. Айон, вплоть до северо-восточной береговой зоны (район г. Певек). Абразионно-аккумулятивные и аккумулятивные берега начинаются от Певека, захватывают мыс Шелагский и далее идут в сторону Чукотского моря до пролива Лонга, причем подводный склон здесь относительно крутой [24].

Глубина Чаунской губы сравнительно небольшая, со средними значениями 15 м. Максимальная глубина наблюдалась в центральной части губы (16 м); минимальная – в районе приустьевой зоны выхода рек Пучъэвеем, Чаун-Паляваам (9 м). По данным работ А.П. Валпетера [27], донный рельеф Чаунской губы и часть прилегающего шельфа ВСМ представляют собой затопленную морем и лишь частично переработанную волнами поверхность озерно-аллювиальной тундровой равнины. Субазральный рельеф на дне акватории губы и в прибрежной части шельфа представлен фрагментами долин дельты рек, впадинами термокарстовых озер, эоловыми образованиями, морозобойными трещинами и другими криогенными формами. Реликты данного рельефа встречаются довольно редко, так как скрыты под преимущественно глинисто-алевритовыми и глинистыми отложениями [27]. Температура морской воды на поверхности в среднем

составляла 1,72 °С, минимальные значения были зафиксированы на станции 76 с отметкой в 0,57 °С, максимальные – 3,1 °С (станция 95). Климат акватории резко континентальный с длительной зимой (средняя температура минус 32–33 °С) и непродолжительным летом (средняя температура июня–августа плюс 6–10 °С, по данным метеостанций п. Илирней). Максимальное количество дождей приходится на летний период и составляет 30–40 мм в месяц.

Фактический материал

В рамках данного исследования задачей было проследить, как изменяется состав и свойства ОВ в осадках по мере удаления от прибрежной зоны в сторону шельфовых вод. В связи с этим зона отбора проб охватывает

профиль (25 проб, 12 станций) от прибрежной зоны Чаунской губы (глубина 9 м; станция 76) до внутреннего шельфа ВСМ (глубина 28,2 м; станция 99) (рис. 1). Осадки были отобраны в ходе комплексной научно-исследовательской морской экспедиции на борту НИС «Академик Опарин» в сентябре–октябре 2020 г. Пробы отбирались с помощью бокс-корера. Образцы извлекались поэтапно преимущественно с трех горизонтов: верхний окисленный (0–2 см), промежуточный смешанный (2–5 см) и нижележащий восстановленный (5–10 см). В дальнейшем осадки были помещены в пластиковые пакеты и хранились в морозильном ларе при температуре –18 °С. Перед лабораторными анализами пробы были предварительно лиофилизированы.

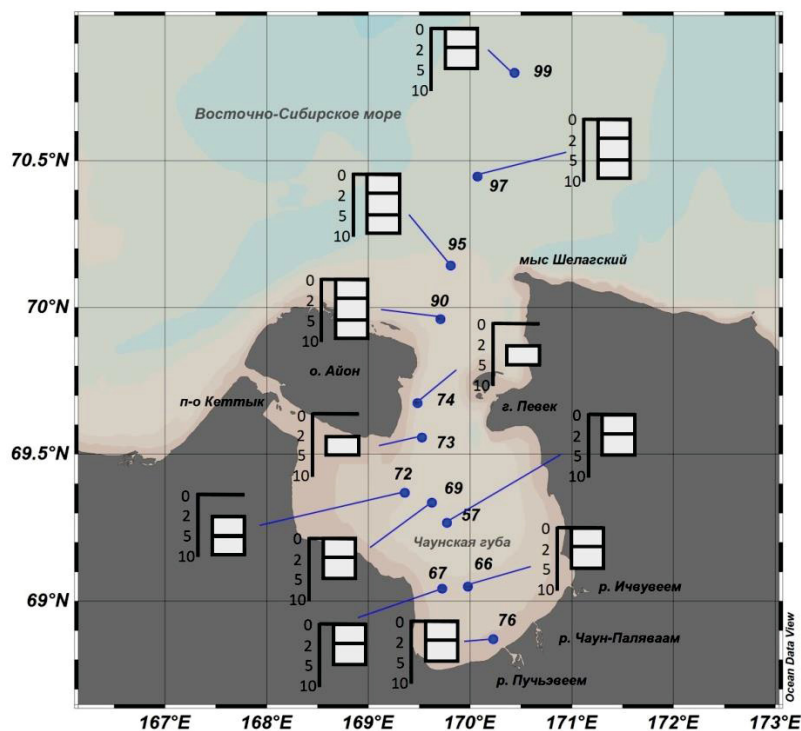


Рис. 1. Карта станций отбора проб. Белые колонки соответствуют горизонтам отбора проб, цифры – глубине отбора (см)

Fig. 1. Sampling stations. The white columns correspond to the sampling horizons, the numbers correspond to the sampling depth (cm)

Методы исследования

Пиролитический анализ

Для анализа групп углеводородных соединений (УВ) донных осадков был применен пиролитический анализ по методу Rock-Eval, обеспечивающий оценку лабильной составляющей ОВ методом разделения на УВ фракции в пиролитических и окислительных условиях [28]. Ранее проведенные исследования морских донных осадков [28–31] показали, что пиролитиз позволяет оценить относительный вклад автохтонного и аллохтонного ОВ, а также степень дигенетического преобразования ОВ [28]. Работы выполнялись на приборе Rock-Eval 6 Turbo компании Vinci Technologies (Франция) согласно стандартным протоколам [32] с использованием специального аналитического режима «Reservoir», адаптированного для незрелого ОВ.

На первой стадии пиролитиз навеска сухой породы массой 30–40 мг сжигалась при начальной температуре 180 °С со средней скоростью нагрева 25 °С/мин и выдерживалась в течение 10 минут в бескислородных условиях с формированием пика легких углеводородов (пик S1, мг УВ/г). Далее образец нагревали до 650 °С с получением пика более тяжелых углеводородных соединений (S2, мг УВ/г). Температура, соответствующая максимальной скорости выделения УВ при формировании пика S2, обозначена как Треак (°С). Количества CO и CO₂, представляющие пики S3 CO (мг CO/г) и S3 (мг CO₂/г), соответственно, непрерывно измерялись инфракрасным детектором на второй стадии пиролитиз. Затем образец сжигали в окислительной камере, нагретой до 850 °С со скоростью нагрева 20 °С/мин. Эта дополнительная стадия позволила определить значения оста-

точного ОУ (RC, мас. %) и неорганического углерода (MinC, мас. %). Общее содержание ОУ (Corg или TOC – Total Organic Carbon, мас. %) рассчитывали как сумму пиролизуемой (PC – pyrolysis carbon) и остаточной долей углерода (RC – residual carbon). Водородный (HI – hydrogen index) и кислородный (OI – oxygen index) индексы определяются из соотношений S2/TOC и S3/TOC, соответственно.

Хромато-масс-спектрометрический анализ

Гомогенизированные осадки экстрагировали трихлорметаном особой чистоты с помощью аппарата Сокслета в течение 24 ч. Для связывания элементарной серы в процессе экстракции добавлялась активированная медь. Полученные экстракты концентрировали до 2 мл с помощью роторного испарителя. Дополнительно для удаления воды добавляли безводный сульфат натрия. Для контроля качества пробоподготовки была проведена серия холостых экспериментов.

Экстракты анализировали методом газовой хромато-масс-спектрометрии (ГХ-МС) на приборе Agilent 7890B (ГХ) – Agilent 179 Q-TOF 7200 (МС) с использованием кварцевой капиллярной колонки HP-1MS (длина 30 м, внутренний диаметр 0,25 мм и толщина пленки 0,25 мкм) с вторичной ионизацией в коллизионной ячейке и азотом в качестве коллизионного газа при энергии столкновения 10 эВ. Скорость газа-носителя (гелия) составляла 1,1 мл/мин. Измерения проводились

как в сканирующем (диапазон m/z 50–500), так и в выбранном режиме ионного мониторинга (SIM) при 70 эВ. Идентификация компонентов проводилась с использованием библиотеки NIST 14 и с детальным изучением масс-спектров фрагментных и молекулярных ионов.

В данном исследовании мы приводим только данные для n-алканов. Количественное определение и извлечение соединений контролировались с помощью коммерчески доступных внутренних стандартов (D50-тетракозан).

Гранулометрический анализ

Гранулометрический анализ выполнялся на лазерном анализаторе частиц Analysette 22 NanoTec (Fritsch, Германия). Для создания дисперсионной среды в воду добавляли поверхностно-активное вещество ПАВ-901 (Fritsch, Германия). Калибровка анализатора размера частиц осуществлялась с использованием сертифицированного стандарта F-500 (Fritsch, Германия). Размерная типизация осадков проводилась на основе трехкомпонентной классификации «песок–алеврит–глина», основанной на работе Ф. Шепарда, где осадки с размером частиц >63 мкм – песок, с размером частиц в диапазоне 10–63 мкм – алеврит, в диапазоне 2–10 мкм – пелитовый алеврит и <2 мкм – пелит [33]. В программе Graduate Statistic [34] были рассчитаны: средний размер зерна (Mz), медианный размер зерна (Md), стандартное отклонение (σ), асимметрия (Sk) и эксцесс (Kg).

Таблица 1. Гранулометрическая характеристика донных осадков Чаунской губы (Восточно-Сибирское море)

Table 1. Grain size characteristics of bottom sediments of the Chaunskaya Bay (East Siberian Sea)

Станция Station	Горизонт отбора Sampling horizon, см/cm	Долгота Longitude, °E	Широта Latitude, °N	Глубина, м Depth, m	Размерная типизация Grain size classes, %				Статистические параметры Grain size statistical parameters				
					Пелит Clay <2	Пелитовый алеврит Fine silt 2–10	Алеврит Coarse silt 10–63	Песок Sand >63	M _d (D ₅₀) мкм μm ^a	M _z , мкм μm ^b	S _k ^c	K _g ^d	σ ^f
					мкм/μm								
76	0–2	170,23	68,87	9,0	0,78	1,98	7,61	89,61	325,5	248,7	–2,078	8,911	3,072
	2–5			9,0	9,49	31,39	57,51	1,61	15,05	12,02	–0,799	3,228	3,143
66	0–2	169,98	69,05	14,1	6,80	23,31	62,48	7,40	21,71	17,15	–0,914	3,585	3,22
	2–5			14,1	10,30	34,12	54,56	1,03	13,56	10,97	–0,739	3,112	3,13
67	0–2	169,73	69,04	13,7	6,94	20,98	50,97	21,11	29,44	22,1	–0,782	3,097	3,827
	2–5			13,7	7,26	21,99	57,39	13,36	25,45	19,15	–0,856	3,254	3,542
57	0–2	169,77	69,27	16,0	15,92	46,49	37,41	0,17	7,86	7,085	–0,406	2,713	3,09
	2–5			16,0	15,70	47,24	37,06	0,00	7,934	6,962	–0,486	2,767	2,996
69	0–2	169,46	69,08	10,0	11,25	38,62	49,79	0,33	11,55	9,54	–0,701	3,088	3,041
	2–5			10,0	5,59	15,48	56,91	22,03	36,9	26,4	–1,161	4,021	3,467
72	2–5	169,36	69,37	9,6	4,60	13,47	56,10	25,83	41,05	30,0	–1,253	4,398	3,323
	5–10			9,6	6,81	18,40	54,85	19,94	33,4	23,22	–0,995	3,417	3,67
73	2–5	169,52	69,56	11,3	4,71	15,33	33,72	46,24	59,02	41,61	–0,812	3,028	4,449
74	2–5	169,48	69,68	11,3	5,78	17,80	58,96	17,46	31,72	23,36	–1,06	3,825	3,417
90	0–2	169,71	69,96	13,7	15,74	43,61	40,21	0,43	8,481	7,578	–0,40	2,626	3,219
	2–5			13,7	17,20	49,57	33,23	0,00	7,212	6,314	–0,47	2,655	2,911
	5–10			13,7	14,48	40,83	44,25	0,45	9,718	8,31	–0,479	2,617	3,204
95	0–2	169,81	70,14	19,3	19,78	49,00	31,15	0,07	6,298	5,932	–0,262	2,539	3,099
	2–10			19,3	12,34	41,55	45,55	0,56	10,25	8,845	–0,549	2,913	3,101
	5–10			19,3	18,35	47,41	34,09	0,15	6,995	6,406	–0,336	2,601	3,14
97	0–2	170,07	70,45	27,5	13,32	53,31	33,37	0,00	7,642	6,793	–0,516	2,852	2,647
	2–5			27,5	14,34	46,51	39,10	0,05	8,448	7,414	–0,499	2,819	2,968
	5–10			27,5	14,16	42,36	43,11	0,36	9,401	8,145	–0,485	2,714	1,654
99	0–2	170,43	70,80	28,2	14,17	60,90	24,92	0,01	6,556	5,837	–0,661	3,393	2,505
	2–5			28,2	12,53	43,99	43,33	0,14	9,588	8,273	–0,58	2,983	2,979

^a M_d (D₅₀) – медианный размер зерна; ^b M_z – средний размер зерна; ^c S_k – асимметрия; ^d K_g – эксцесс; ^f σ – сортировка.

^a M_d (D₅₀) – median grain size; ^b M_z – average grain size; ^c S_k – skewness; ^d K_g – kurtosis; ^f σ – sorting coefficient.

Результаты и обсуждение

Гранулометрический состав донных осадков как индикатор условий их формирования

В табл. 1 приведены результаты гранулометрического анализа донных осадков Чаунской губы и части внутреннего шельфа ВСМ. В целом отложения вдоль исследуемого профиля преимущественно состояли из пелитового алеврита ($43,5 \pm 15,39\%$) и алеврита ($34,63 \pm 12,85\%$) с небольшим содержанием пелита ($11,13 \pm 5,00\%$) и песка ($10,73 \pm 20,23\%$).

На рис. 2 приведены графики изменения гранулометрического состава для трех горизонтов отбора проб вдоль исследуемого профиля. На некоторых станциях для осадков различных горизонтов наблюдается большой разброс значений. Так, в поверхностном слое осадков в юго-восточном районе Чаунской губы (станция 76) содержание песка $89,61\%$, при этом в промежуточном слое доля песка уменьшается до $1,61\%$ (рис. 2). Такое распределение можно связать с резким изменением условий седиментации с аккумулятивных до эрозионных или с локальным поступлением крупнозернистого материала с речным стоком. Станция 76 находится в зоне приустьевых выходов небольших рек

Чаун-Паляваам, Пучъэвеем, суммарный годовой сток которых составляет около половины от общего стока всех рек, впадающих в Чаунскую губу. Основная часть крупнозернистого осадочного материала, поступающего с водами этих рек, осаждается преимущественно в Чаунской губе, не проникая в воды ВСМ. Осадки в районе между островами Большой Роутан и Айон (горизонт 2–5 см станций 73, 74 и горизонты 2–5, 5–10 для станции 72) характеризуются повышенным содержанием песка, источником которого может быть размыв терригенного материала со стороны о. Айон. Согласно работе [27], высокое содержание песчаного материала между Чаунской губой и к югу от восточного берега о. Айон обусловлено наличием древних береговых комплексов в виде галечно-песчаных кос, баров высотой 4–5 м и шириной до 2–3 км. Дударев и др. [35, 36] отмечают развитие ареалов псаммитов в зонах волнового шлихования на подводном береговом склоне Чаунской губы к югу от восточного берега о. Айон. Высокое содержание песчаного материала в приустьевых участках и на мелководье у островов Чаунской губы отмечается также в работах С.Ю. Гагаева [20, 25].

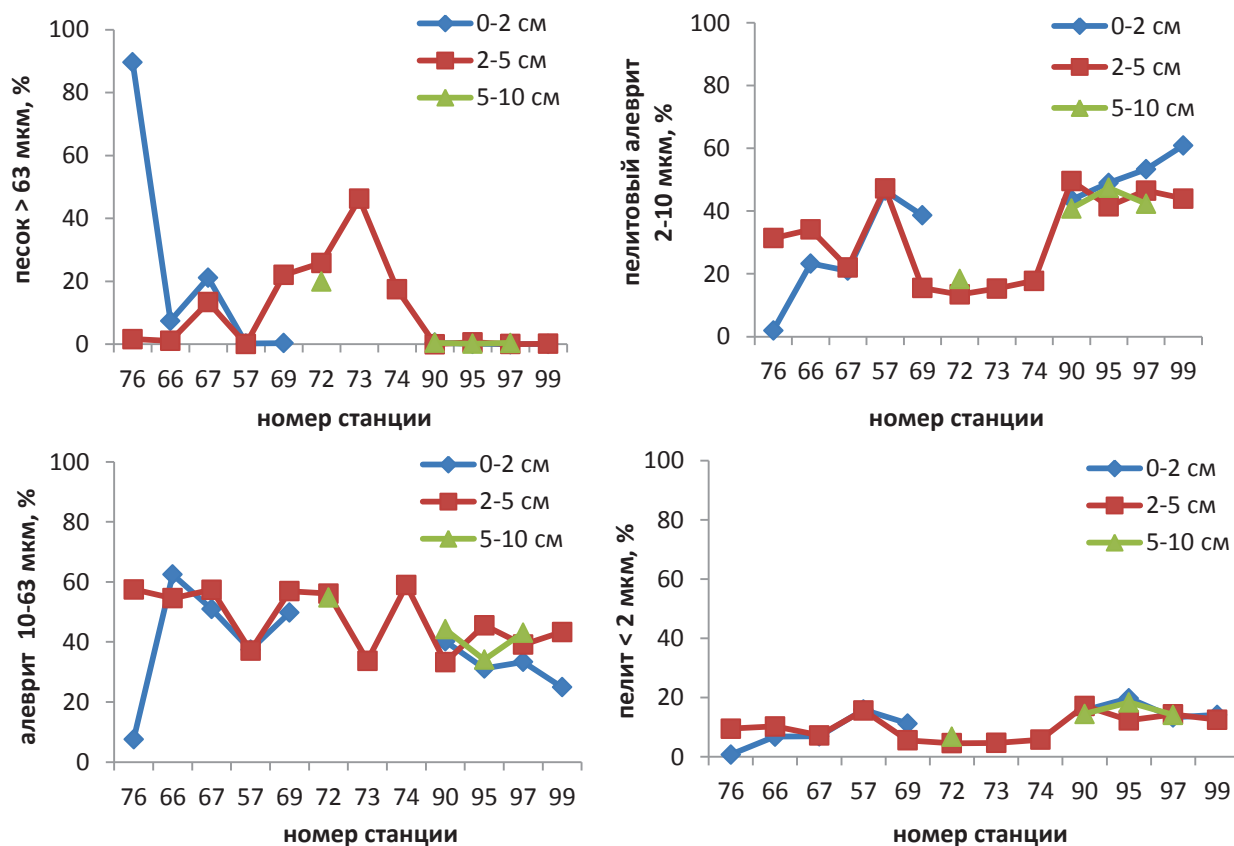


Рис. 2. Распределение гранулометрического состава донных осадков для трех горизонтов отбора вдоль исследуемого профиля. Синим, красным и зеленым обозначены горизонты отбора проб в см

Fig. 2. Grain size characteristics of bottom sediments for three sampling horizons along the studied transect. Blue, red and green indicate sampling horizons in cm

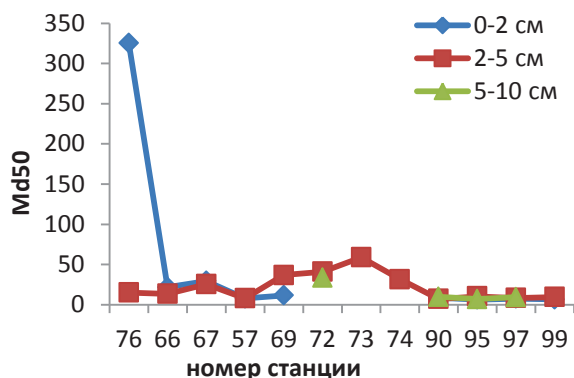


Рис. 3. Распределение медианного размера зерен (Md) осадочного материала вдоль исследуемого профиля

Fig. 3. Distribution of the median grain size (Md) along the studied transect

Средний размер частиц (M_z), а также медианный размер зерна (Md_{50}) характеризуют гидродинамический уровень седиментационной среды. Увеличение этих параметров функционально обусловлено повышенными значениями критерия перемещения осадочного материала. Для нашего профиля исследования M_z составил от 5,84 до 41,61 мкм при среднем 13,7 мкм. Md_{50} для исследуемого профиля варьировался от 6,3 до 59,02 мкм при среднем значении в 17,7 мкм (рис. 3). Мы исключили значения M_z (248,7 мкм) и Md_{50} (325,5 мкм) для образца 76 станции поверхностного горизонта, которые могли привести к неправильному определению среднего показателя. Данные высокие значения подтверждают гидродинамическое воздействие речного стока и перенос частиц в исследуемый нами седиментационный бассейн. Также мы наблюдаем относительно повышенные значения M_z и Md_{50} для станций 74, 73, а также

для двух горизонтов станции 72, что подтверждает наш вывод о сносе терригенного материала со стороны о. Айон.

Оценка зависимости среднего размера зерна M от 1 % наиболее крупных частиц (или 1 % квантиль C) осадков была впервые предложена в работе [37, 38] для наблюдения за способом переноса речных наносов и адаптирована для анализа турбидитов [39]. Мы применили этот способ для оценки механизмов транспорта частиц в рыхлых современных осадках. График $C-M$ позволяет проиллюстрировать максимальную подъемную мощность потока и, соответственно, механизм переноса частиц. На диаграмме Пассеги выделяют следующие поля: пелагическая суспензия (осадки «спокойной воды») Т, мутьевые потоки, однородная суспензия S-R, градиционная суспензия R-Q, донная суспензия и качение Q-P. В зоне, заштрихованной серым цветом, расположены отложения мутьевых потоков с преобладанием ила, которые градуируются по размеру зерен [40]. Из графика $C-M$ (рис. 4) видно, что образцы станций 66, 67, 69, 72, 73, 74, 76 попадают в разные поля зоны качения. Это дает основания полагать, что осадочный материал на этих станциях был привнесен с гравитационными потоками термоабразионных отложений, далее осаждался и перераспределялся под действием мутных течений и волновой сепарации на подводном береговом склоне Чаунской губы. Образец со станции 76 поверхностного горизонта (район приустьевого выхода рек) попал в зону Q-P, что может указывать на активное перекачивание частиц в результате переноса речного аллювия на подводный склон Чаунской губы. Основная часть осадков, приуроченных к зоне внутреннего шельфа ВСМ, попадает в зону Т, что свидетельствует об относительно спокойных условиях осадконакопления.

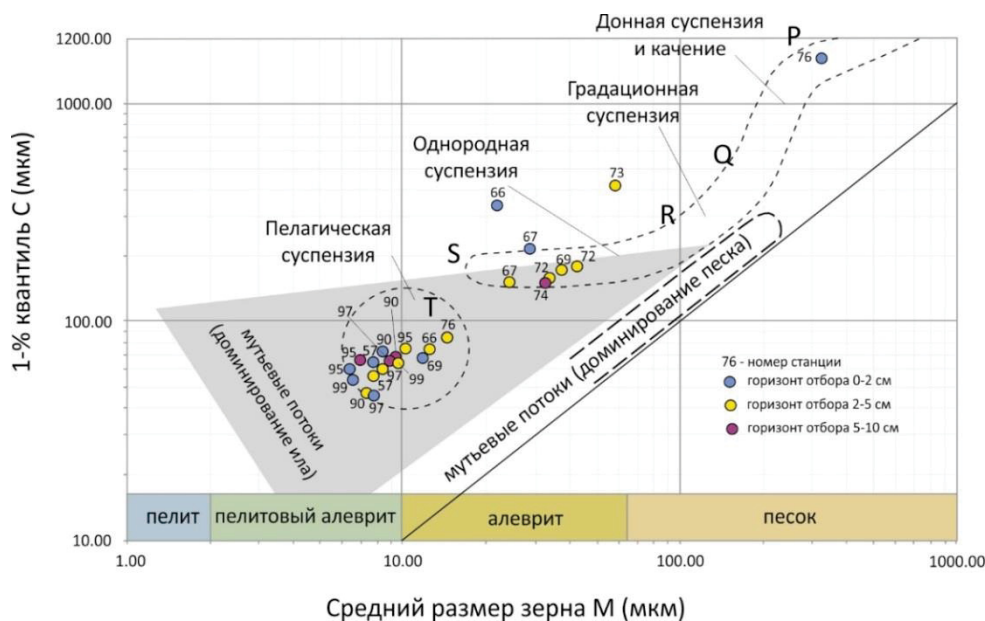


Рис. 4. График зависимости среднего размера зерна M от 1-% квантиля C , показывающий режимы осадения, связанные с переносом осадочного материала (на основе работ [39, 40])

Fig. 4. $C-M$ plot of the grain size data. Modified after [39, 40]

Таким образом, по данным гранулометрического анализа, состав осадочного материала в Чаунской губе преимущественно контролируется гравитационными потоками поступающего терригенного материала – продуктов локальной термоабразии береговой зоны (о. Айон) и речного аллювия – в юго-восточной части губы. Так как район исследования большую часть года покрыт льдом, можно предположить, что определенную роль в формировании седиментационного облика губы играют процессы вытаивания криозоля в результате дрейфа и разрушения полей припайного льда. Эти процессы приурочены к участкам волнового и криогенного выветривания абразионно-денудационных берегов, которые также распространены на территории исследования [11]. Формирование зон распространения пелитового материала обусловлено гравитационным осаждением глинистых частиц вне зон развития волновых процессов в стабильных подледных условиях, в частности, в центральной части Чаунской губы и на внутреннем шельфе ВСМ.

Характеристика состава и источников органического вещества по данным пиролиза Rock-Eval

В табл. 2 приведены результаты пиролитического анализа донных осадков Чаунской губы и части внутреннего шельфа ВСМ. Содержание $C_{орг}$ для исследуемых осадков в целом невысокое и варьируется в пределах от 0,49 до 1,76 %. Для горизонта 0–2 см среднее содержание $C_{орг}$ составляет $1,19 \pm 0,41$ %, для горизонта 2–5 см – $0,99 \pm 0,31$ %, для горизонта 5–10 см – $0,90 \pm 0,15$ %. Значения $C_{орг}$ сопоставимы с ранее опубликованными данными [4, 31, 41, 42]. Станции, где отмечаются наиболее высокие концентрации $C_{орг}$, располагаются на глубоководных участках небольших подводных склонов как в самой Чаунской губе (станции 57, 73), так и за ее пределами (станция 97). Тем не менее необходимо отметить, что полученные концентрации $C_{орг}$ значительно ниже значений, характерных для осадков губы Буор-Хая [31], где содержание $C_{орг}$ достигает 2,7 %.

Пиролиз Rock-Eval дает дополнительную информацию о составе, источниках и степени преобразо-

ванности как зрелого, так и современного ОВ. Высокие значения S1 и S2 связывают с автохтонным ОВ, в котором отсутствует лигнин, содержится меньше целлюлозы, а также значительно выше доля алифатических соединений [28]. Для исследованных образцов количество свободных низкомолекулярных углеводов (S1) в среднем составляет $0,45 \pm 0,15$ мг/г. Среднее содержание летучих продуктов термической деструкции ОВ, формирующих пик S2, составляет $1,68 \pm 0,63$ мг/г. Содержание геополимеров, т. е. остаточных кислородсодержащих органических соединений (S3), составляет $1,95 \pm 0,79$ мг/г. Отмечается невысокое содержание пиролизуемого углерода (PC) в осадках (до 0,44 %), при этом доля остаточного углерода (RC) значительно выше и составляет до 1,32 %. Такое распределение указывает на преобладание терригенного типа ОВ, а также может свидетельствовать о высокой степени преобразованности ОВ в осадках [43, 44].

Индекс диагенетической зрелости, предложенный в работе [45], равный отношению количества УВ, выделившихся до 380°C , к общему количеству выделившихся при пиролизе УВ, составил от 0,16 до 0,27, что также указывает на большую степень диагенетической преобразованности ОВ донных осадков. Иными словами, на долю легких липидных компонентов (S1) приходится порядка 20 % от всего объема осадочного ОВ, при этом около 80 % приходится на более устойчивые биогеополимеры. Такие пропорции указывают на активные процессы разложения липидов в процессе седиментации и их перехода в группу биогеополимеров.

Процессы окисления ОВ, характеризующиеся снижением содержания водорода и увеличением содержания кислорода, находят отражение в значениях HI и OI (рис. 5) [28]. Значения HI меняются в пределах от 111 до 188 УВ/г $C_{орг}$ (в среднем 155 ± 24 мг УВ/г $C_{орг}$; из выборки исключен образец 76 (2–5 см) с экстремально высоким значением $HI=232$ мг УВ/г $C_{орг}$). Значения OI находятся в пределах от 134 до 238 мг CO_2 /г $C_{орг}$ (в среднем 182 ± 27 мг CO_2 /г $C_{орг}$).

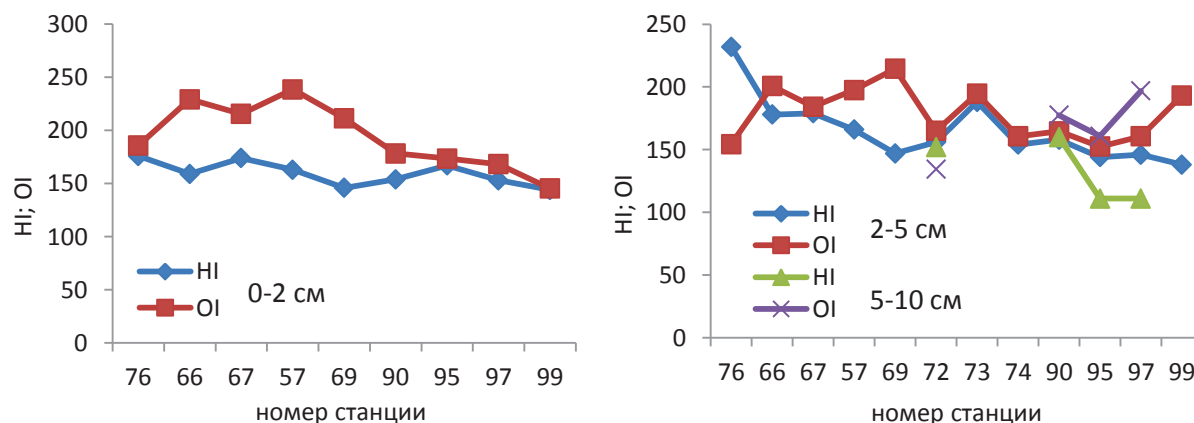


Рис. 5. Распределение значений водородного (HI, мг УВ/г $C_{орг}$) и кислородного (OI, мг CO_2 /г $C_{орг}$) индексов для трех горизонтов отбора проб вдоль исследуемого профиля

Fig. 5. Hydrogen (HI, mg HC/g TOC) and oxygen (OI, mg CO_2 /g TOC) indices for three sampling horizons along the studied profile

Таблица 2. Результаты пиролитического анализа донных осадков Чаунской губы и части внутреннего шельфа Восточно-Сибирского моря

Table 2. Parameters of pyrolytic analysis by the Rock-Eval method of bottom sediments of the Chaunskaya Bay and part of the inner shelf of the East Siberian Sea

Станция Station	Горизонт отбора, см Sampling horizon, cm	Глубина, м Depth, m	T _{peak} , °C ^a	S ₁ ^b , мгУВ/г mgHC/g	S ₂ ^b , мгУВ/г mgHC/g	S ₃ ^b , MgCO ₂ /г MgCO ₂ /g	PC ^c , %	RC ^c , %	TOC ^c , %	HI ^d	OI ^d	MinC ^e , %
76	0–2	9,0	456	0,23	0,86	0,91	0,12	0,37	0,49	176	186	0,05
	2–5		462	0,62	2,69	1,79	0,35	0,81	1,16	232	154	0,08
66	0–2	14,1	449	0,47	2,11	3,05	0,32	1,01	1,33	159	229	0,15
	2–5		453	0,46	2,4	2,71	0,34	1,01	1,35	178	201	0,11
67	0–2	13,7	448	0,75	2,24	2,78	0,35	0,94	1,29	174	216	0,13
	2–5		455	0,42	1,36	1,4	0,2	0,56	0,76	179	184	0,1
57	0–2	16,0	451	0,62	2,87	4,2	0,44	1,32	1,76	163	239	0,17
	2–5		453	0,73	2,67	3,18	0,41	1,2	1,61	166	198	0,16
69	0–2	10,0	449	0,37	1,15	1,67	0,19	0,6	0,79	146	211	0,11
	2–5		453	0,24	0,91	1,33	0,14	0,48	0,62	147	215	0,07
72	2–5	9,6	451	0,25	0,89	0,94	0,13	0,44	0,57	156	165	0,07
	5–10		454	0,27	0,88	0,78	0,13	0,45	0,58	152	134	0,07
73	2–5	11,3	451	0,51	1,71	1,77	0,25	0,66	0,91	188	195	0,09
74	2–5		454	0,29	1,09	1,14	0,16	0,55	0,71	154	161	0,08
90	0–2	13,7	449	0,33	1,63	1,89	0,24	0,82	1,06	154	178	0,11
	2–5		446	0,61	1,96	2,04	0,29	0,95	1,24	158	165	0,14
	5–10		454	0,55	1,98	2,2	0,29	0,95	1,24	160	177	0,11
95	0–2	19,3	457	0,51	2,27	2,36	0,33	1,03	1,36	167	174	0,12
	2–5		453	0,28	1,45	1,54	0,21	0,8	1,01	144	152	0,1
	5–10		449	0,43	1,3	1,88	0,22	0,95	1,17	111	161	0,1
97	0–2	27,5	451	0,65	2,26	2,49	0,34	1,14	1,48	153	168	0,14
	2–5		448	0,4	1,52	1,67	0,23	0,81	1,04	146	161	0,12
	5–10		441	0,37	1,07	1,89	0,2	0,76	0,96	111	197	0,09
99	0–2	28,2	453	0,48	1,53	1,54	0,23	0,83	1,06	144	145	0,08
	2–5		455	0,46	1,2	1,68	0,2	0,67	0,87	138	193	0,1

^aT_{peak} – температура максимального выхода УВ; ^bS₁ – пик, соответствующий количеству свободных низкомолекулярных углеводородов; ^bS₂ – пик, отвечающий содержанию более лабильных белково-углеродных компонентов ОВ; ^bS₃ – пик, соответствующий остаточной кислородосодержащей органике; ^cPC – пиролизуемый углерод; ^cRC – остаточный углерод; ^cTOC – общее количество углерода (все единицы измерения рассчитаны в мас. %); ^dHI – водородный индекс; ^dOI – кислородный индекс; ^eMinC – минеральный углерод.

^aT_{peak} – temperature of peak S₂ yield; ^bS₁ – carbon peak including free hydrocarbons and low molecular weight OM, mg HC/g; ^bS₂ – carbon peak including hydrogen rich OM, mg HC/g; ^bS₃ – carbon peak including oxygen-containing OM, mg CO₂/g; ^cPC – pyrolyzable carbon; ^cRC – residual carbon; ^cTOC – Total organic carbon (all units are calculated in wt. %); ^dHI – Hydrogen Index; ^dOI – Oxygen Index; ^eMinC – mineral carbon.

Предыдущие исследования донных осадков арктических и субарктических шельфовых морей показали, что значение HI, равное 100 мг УВ/г C_{орг}, может быть использовано как переходное значение для разделения терригенного (<100) и морского (>100) типов ОВ [28, 41]. При этом для ОВ осадков моря Лаптевых было определено более высокое переходное значение HI (130 мг УВ/г C_{орг}) [31], предположительно, связанное с биолабильным характером ОВ, ремобилизованного из мерзлотных толщ. Как было показано ранее, такой тип ОВ составляет до 76 % от общего содержания ОВ в осадках шельфа МВА [5]. Тем не менее данная гипотеза вряд ли объясняет повышенные значения HI, характерные для исследуемого района, так как в Чаунской губе отсутствует мощный речной сток и значительно менее распространены зоны активной береговой эрозии – основные источники терригенного ОВ для моря Лаптевых [14]. Вероятнее всего, повышение значений HI связано с высокой первичной продуктивностью самой Чаунской губы [25], воды которой обогащены биогенными элементами [14]. Как было отмечено ранее, процессы переработки и

деструкции ОВ касаются, в первую очередь, лабильных компонентов и сопровождаются увеличением доли кислородосодержащих соединений. Одним из индикаторов таких преобразований может служить соотношение HI/OI. Согласно [28], значения HI/OI < 1 указывают на высокую степень деградации ОВ и/или значительный вклад терригенного ОВ, тогда как для свежесинтезированного ОВ значения HI/OI > 2 [44, 46]. Для исследуемых донных осадков отношение HI/OI составило в среднем 0,8±0,2, что подтверждает вышеприведенные выводы.

Температура максимального выхода УВ (T_{peak}), характеризующая термическую стабильность ОВ, может служить дополнительным индикатором предполагаемого источника ОВ [47]. T_{peak} показывает только температуру выхода S₂ и, как правило, состоит из бимодального пика, представленного различными компонентами ОВ [48]. Для исследованных образцов среднее значение T_{peak} составило 452±4 °С, что, предположительно, свидетельствует о высоком содержании гуминовых веществ в осадках [29, 47, 49–51]. Морские гуминовые кислоты распространены среди

арктических морских водорослей и, следовательно, повсеместно присутствуют в осадках арктических шельфовых морей [52]. Гуминовые вещества также составляют значительную долю наземного ОВ [53].

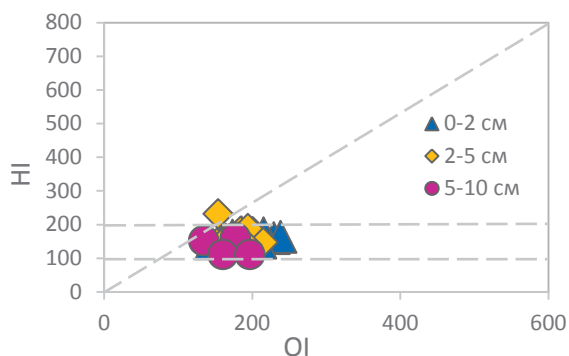


Рис. 6. Модифицированная диаграмма Ван-Кревелена для поверхностных осадков. Треугольник, ромб и круг соответствуют горизонтам отбора проб 0–2, 2–5 и 5–10 см

Fig. 6. Modified Van Krevelen diagram for surface sediments. Triangle, rhombus and circle correspond to the 0–2, 2–5 and 5–10 cm sampling horizons, respectively

Для уточнения источника ОВ мы также применили модифицированную диаграмму типа Ван Кревелена (рис. 6), где ОI и НI отображаются на осях аналогично атомным отношениям О/С и Н/С [47, 54]. Значения НI и ОI попадают в ограниченную область, указывающую на смешение планктоногенного (II) и гумусового (III) типов ОВ со значительным преобладанием первого. ОВ планктоногенного типа отлагается в преимущественно восстановительной обстановке, в осадках, обогащенных детритом фитопланктона, разлагаемого бактериями, тогда как гумусовый тип характерен для ОВ, которое образуется из уже разложившихся остатков высших наземных растений в субаэральных условиях.

Для пелитовых осадков, как правило, характерно более высокое содержание ОВ, чем для крупнозернистых осадков [55]. Крупнозернистые осадки преимущественно ассоциированы с растительным детритом, большая часть которого осажается в прибрежной зоне шельфа [56, 57]. В исследуемых образцах отмечается положительная корреляция содержания $C_{орг}$ и доли пелитового материала в осадках ($R^2=0,43$; рис. 7, а). Данная зависимость косвенно подтверждает роль минеральной матрицы [58–60] в накоплении и сохранении ОВ. При этом для значений НI ($R^2=0,15$) и ОI ($R^2=0,08$) подобной корреляции не наблюдалось (рис. 7, б).

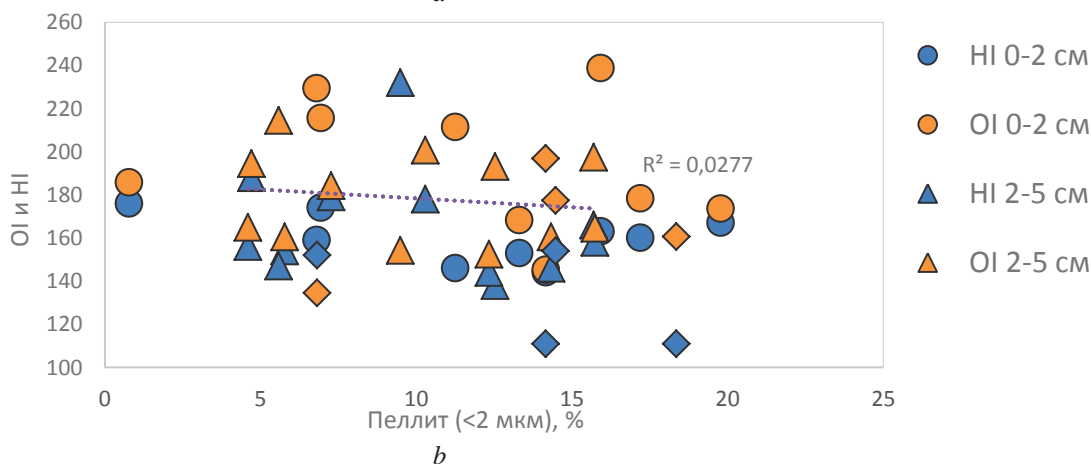
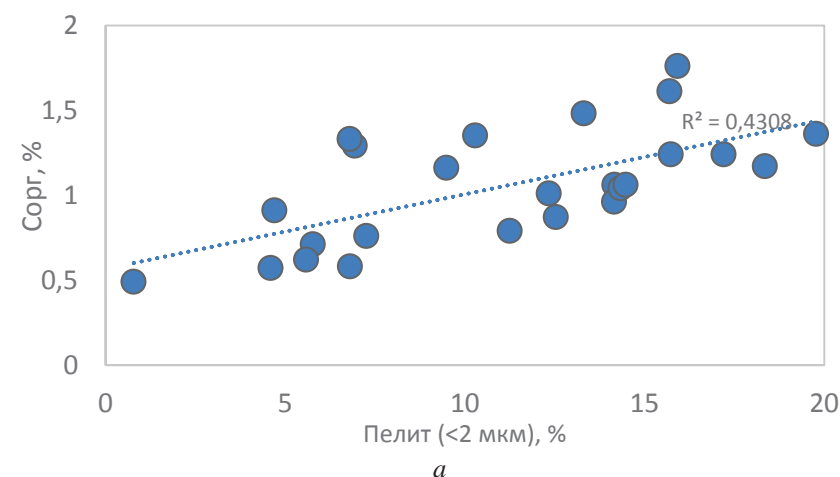


Рис. 7. Зависимость ТОС, % (а) кислородного (ОI, мг CO_2 /г $C_{орг}$) и водородного (НI, мг $УВ$ /г $C_{орг}$) индексов (б); от содержания пелитовой фракции для донных осадков

Fig. 7. Correlation between oxygen (OI, mg CO_2 /g TOC) and hydrogen (HI, mg HC /g TOC) indices (а); TOC, % (б) and the clay fraction

Таким образом, анализ основных пиролитических характеристик указывает на значительную степень преобразованности ОВ донных осадков и, предположительно, высокое содержание трудноразлагаемых гуминовых веществ и фульвокислот. Тем не менее в общей структуре состава ОВ прослеживается значительная доля автохтонного материала, что отражает высокую локальную биопродуктивность вод Чаунской губы.

Распределение *n*-алканов как индикатор источника органического вещества и степени его преобразования

Для исследуемых осадков с помощью ГХ-МС анализа были получены данные по распределению *n*-алканов – предельных углеводородов открытого линейного строения (табл. 3). Распределение *n*-алканов

зависит от множества факторов, основными из которых являются: тип исходного ОВ, изменение состава ОВ при транспорте, накоплении и преобразовании. Известно, что высокомолекулярные гомологи нечетных *n*-алканов ($\geq C_{21}$), содержащиеся в восковом покрове высших наземных растений, свидетельствует о терригенном происхождении ОВ, в то время как низкомолекулярные гомологи ($\leq C_{19}$) указывают на гидробионтную и планктоногенную компоненту ОВ [61, 62]. В исследуемых образцах были обнаружены *n*-алканы в диапазоне от *n*-C₁₄ до *n*-C₃₅. Наиболее распространенными гомологами были *n*-C₂₅, *n*-C₂₇, *n*-C₂₉, *n*-C₃₁, что указывает на преобладание ОВ терригенного происхождения (рис. 8).

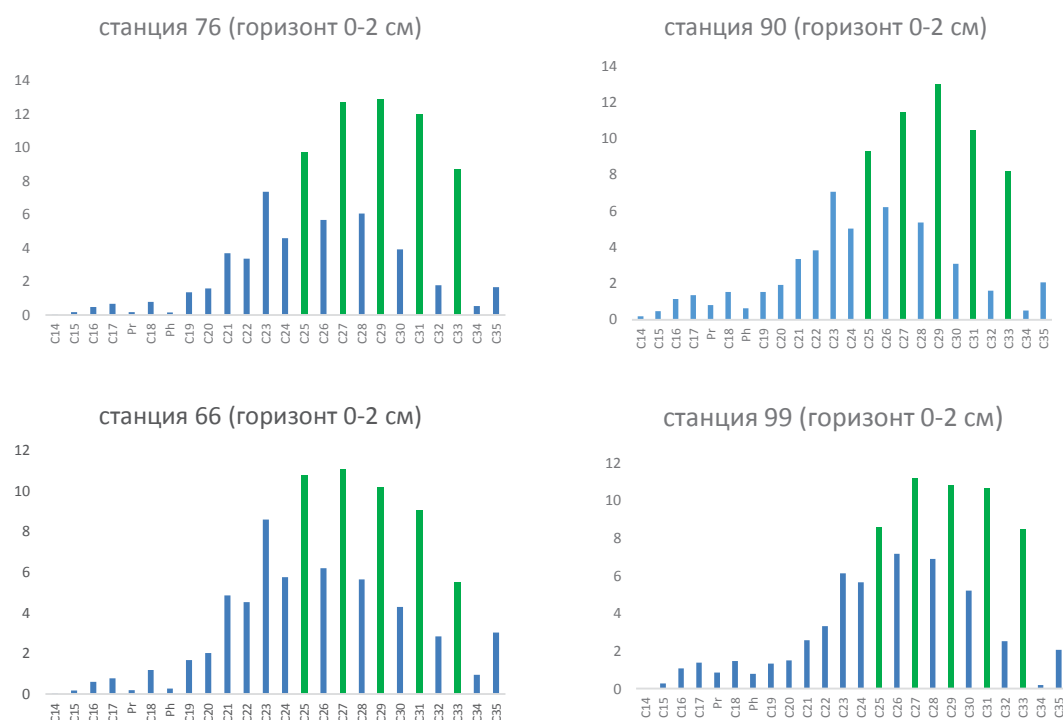


Рис. 8. Примеры распределения *n*-алканов органического вещества донных осадков

Fig. 8. Distribution of *n*-alkanes of organic carbon in the bottom sediments

Мы рассчитали ряд молекулярных индексов, ранее используемых для оценки состава и источников ОВ в осадках арктических морей [63, 64]. Так, индекс нечетности CPI (Carbon Preference Index) показывает степень преобразования *n*-алканов с нечетным числом атомов углерода над гомологами с четным числом и рассматривается как маркер степени диagenетической преобразованности ОВ [65]. Значения CPI_{25–33} выше 5 относятся к более свежему ОВ, тогда как в процессе окисления и разложения ОВ значения CPI снижаются до 1. В исследованных осадках CPI меняется в диапазоне от 1,47 до 4. Отметим, что с увеличением глубины станции отбора значения CPI увеличиваются, указывая на усиление вклада свежесинтезированного ОВ.

Отношение высокомолекулярных *n*-алканов (HMW – high molecular weight) к низкомолекулярным

(LMW – low molecular weight) *n*-алканам варьируется в диапазоне 8,02–49,26, отражая высокое содержание наземного ОВ. Тем не менее полученные значения существенно ниже показателей для осадков губы Буор-Хая, где индекс HMW/LMW *n*-алканов достигал 130.

Основной индекс, характеризующий дигенетическую преобразованность ОВ (Ki), вдоль всего исследуемого профиля составил от 0,23 (станция 76, горизонт 2–5 см) до 0,58 (станции 95, 97, 99) со средним значением 0,41. Известно, что коэффициент (Ki) повышается в процессе преобразования ОВ и для изученных образцов он отрицательно соотносится с индексом CPI ($R^2 = -0,4$).

Коэффициент TAR (Terrigenous to Aquatic Ratio), который характеризует соотношение вклада терригенного типа к морскому типу ОВ, варьируется от 2,7 до 19,88. Экстремально высокое значение TAR (33,9) бы-

ло зафиксировано для станции 90 (горизонт 5–10). Для сравнения, полученные значения значительно (почти на 50 %) ниже значений, характерных для осадков губы Буор-Хая (до 65,2), что также подчеркивает различия в седиментационных и биогеохимических условиях накопления ОВ в двух акваториях [31].

Отношение нечетных *n*-алканов к четным рассчитывается через индекс нечетности ОЕР (Odd Even Predominance) (C₂₆–C₃₃). ОЕР может нести информацию о вкладе высших наземных растений в состав ОВ. Для нашего района исследования ОЕР_{26–33} составляет от 1,21 до 3,87, что дополнительно подтверждает значительную роль наземного ОВ в составе ОВ исследуемых осадков. В свою очередь, индексы нечетности ОЕР₁₇ и ОЕР₁₉ указывают на высокую степень преобразованности ОВ.

Среди изопреноидных алканов в качестве биомаркеров используются пристан (Pr) и фитан (Ph) – производные фитола, входящего в состав хлорофилла. Отношение Pr/Ph – геохимический параметр, позволяющий оценить окислительно-восстановительный потенциал обстановки осадконакопления. Для поверхностного горизонта осадков отношение Pr/Ph варьировалось от 0,67 до 1,41 (среднее 1,07); для промежуточного слоя от 0,62 до 1,59 (среднее 1,05); для

нижележащего слоя от 0,6 до 1,21 (среднее 0,93). Полученные значения указывают на преимущественно восстановительную и субокислительную среду, присущую переходной зоне речных-морских и морских условий [62]. При этом корреляция между ОИ и Pr/Ph отсутствует.

Таким образом, распределения *n*-алканов в донных осадках Чаунской губы и прилегающей акватории указывают на смешанный генезис ОВ с доминирующим вкладом наземного диагенетически преобразованного ОВ. Тем не менее сопоставление водородного индекса HI и ряда молекулярных индексов (HMW/LMW *n*-алканы, CPI, TAR, Pr/Ph), полученных для осадков Чаунской губы и ранее для губы Буор-Хая, свидетельствуют о сравнительно менее активном вкладе терригенного материала в структуру ОВ исследуемого района, предполагая наличие постоянного источника автохтонной продукции. Таким источником, предположительно, являются высокопродуктивные воды Чаунской губы, при этом по мере удаления от полузамкнутой акватории автохтонная компонента на шельфе ВСМ может также контролироваться притоком тихоокеанских вод, обогащенных биогенными элементами [14].

Таблица 3. Характеристика *n*-алканов в донных осадках Чаунской губы и части внутреннего шельфа Восточно-Сибирского моря

Table 3. *N*-alkanes in bottom sediments of the Chaunskaya Bay and part of the East Siberian Sea inner shelf

Станция Station	Горизонт, см Sampling horizon, cm	Молекулярные соотношения Molecular ratios										
		HMW ^a /LMW ^a <i>n</i> -алк	CPI ^b	Ki ^b	TAR ^b	ОЕР ^c 17	ОЕР19	ОЕР 26-33	Pr ^d /Ph ^d	Pr/ <i>n</i> -C17	Ph/ <i>n</i> -C18	
76	0–2	33,47	2,82	0,23	16,93	1,10	1,32	2,65	1,16	0,26	0,19	
66	0–2	25,37	2,11	0,24	11,50	0,91	1,22	1,88	0,69	0,24	0,23	
	2–5	9,64	1,83	0,36	3,23	0,89	1,14	1,53	0,74	0,37	0,36	
67	0–2	10,25	1,47	0,48	2,74	1,09	1,55	1,21	0,67	0,40	0,55	
	2–5	37,03	2,82	0,29	19,88	1,24	1,28	2,82	0,79	0,25	0,32	
57	0–2	23,24	2,43	0,49	10,55	1,04	1,19	2,31	1,41	0,54	0,43	
	2–5	27,83	2,32	0,44	12,51	1,08	1,27	2,19	1,05	0,45	0,43	
69	0–2	31,03	2,67	0,34	15,78	1,13	1,26	2,56	1,32	0,38	0,29	
	2–5	30,96	2,53	0,31	15,04	1,18	1,27	2,41	1,27	0,35	0,27	
72	2–5	27,15	2,87	0,40	17,13	0,56	0,84	2,75	1,05	0,51	0,32	
	5–10	27,96	2,42	0,54	16,04	0,76	0,87	2,27	0,86	0,60	0,49	
73	2–5	17,68	2,06	0,40	7,96	0,93	1,00	1,94	1,27	0,48	0,33	
74	2–5	32,75	2,55	0,48	14,40	1,18	1,29	2,42	1,59	0,51	0,45	
90	0–2	20,47	2,80	0,50	10,42	0,94	1,01	2,65	1,29	0,59	0,41	
	2–5	29,33	3,64	0,30	14,98	0,96	1,19	3,45	0,62	0,27	0,32	
	5–10	49,26	4,00	0,37	33,89	0,86	1,77	3,87	1,06	0,70	0,25	
95	2–5	31,96	2,31	0,51	17,42	0,94	0,98	2,18	0,72	0,48	0,54	
	5–10	20,70	2,14	0,58	9,92	0,73	1,05	2,05	1,21	0,70	0,47	
97	0–2	15,53	1,86	0,58	6,43	0,97	1,00	1,75	0,94	0,48	0,32	
	2–5	25,62	2,43	0,32	13,82	0,90	1,25	2,26	0,66	0,31	0,33	
	5–10	8,02	1,84	0,37	2,74	0,74	1,02	1,53	0,60	0,40	0,36	
99	0–2	21,85	2,04	0,58	11,03	0,97	1,00	1,89	1,09	0,62	0,53	
	2–5	21,49	3,17	0,32	12,76	0,68	0,90	3,02	1,54	0,47	0,21	

^aHMW (High Molecular Weight) – высокомолекулярные *n*-алканы; ^aLMW (Low Molecular Weight) – низкомолекулярные *n*-алканы; ^bCPI (Carbon Preference Index) – индекс нечетности *n*-алканов; ^bKi – индекс диагенетической зрелости ОВ; ^bTAR (Terrigenous to Aquatic Ratio) – индекс, характеризующий отношение вклада терригенного ОВ к биогенной составляющей ОВ; ^cОЕР (Odd Even Predominance) – индекс нечетности; ^dPr – пристан; ^dPh – фитан.

^aHMW (High Molecular Weight) – high molecular weight *n*-alkanes; ^aLMW (Low Molecular Weight) – low molecular weight *n*-alkanes; ^bCPI (Carbon Preference Index) – odd *n*-alkane index; ^bKi – diagenetic maturity index OC; ^bTAR (Terrigenous to Aquatic Ratio) – index characterizing the ratio of the contribution of terrigenous OC to biogenic component OC; ^cОЕР (Odd Even Predominance) – odd index; ^dPr – pristan; ^dPh – fitan.

Заключение

Состав осадочного материала в Чаунской губе преимущественно определяется особенностями подводного рельефа (например, зоны волнового шлюхования на береговом склоне) и гравитационными потоками поступающего терригенного материала – продуктов локальной термоабразии береговой зоны (о. Айон) и речного аллювия в юго-восточной части губы. Определенную роль в формировании седиментационного облика губы, предположительно, играют процессы вытаивания криозоля в результате разрушения областей припайного льда. Формирование областей пелитовых осадков обусловлено гравитационным осаждением глинистых частиц вне зон развития волновых процессов в стабильных подледных условиях, в частности, в центральной части Чаунской губы и на внутреннем шельфе ВСМ.

Данные пиролиза Rock-Eval, а также анализ распределения n-алканов для поверхностных осадков указывают на смешанный генезис ОБ с доминирую-

щим вкладом наземного ОБ высокой степени преобразованности. Тем не менее сопоставление ряда молекулярных индексов (HMW/LMW n-алканы, CPI, TAR, Pr/Ph), полученных для осадков исследуемого района и губы Буор-Хая, позволило сделать вывод о сравнительно менее активном вкладе терригенного материала в структуру ОБ Чаунской губы по сравнению с западными акваториями Восточно-Сибирского арктического шельфа. Присутствие автохтонной компоненты в ОБ исследуемых осадков отражает высокую первичную продуктивность вод полузамкнутой акватории Чаунской губы.

Работа выполнена в рамках проекта Российского научного фонда № 21-77-00075 (геохимические и седиментологические исследования), а также при частичной поддержке проекта Российского научного фонда № 21-77-30001 (предварительная обработка проб в ТОИ ДВО РАН). Экспедиция в Чаунскую губу была проведена при поддержке проекта РНФ № 19-17-00058 и госзадания ТОИ ДВО РАН № АААА-А20-120011090005-7.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Permafrost carbon and CO₂ pathways differ at contrasting coastal erosion sites in the Canadian Arctic / G. Tanski, L. Bröder, D. Wagner, C. Knoblauch, H. Lantuit, C. Beer, T. Sachs, M. Fritz, T. Tesi, B.P. Koch, N. Haghypour, T.I. Eglinton, J. Strauss, J.E. Vonk // *Frontiers in Earth Science*. – 2021. – V. 9. – P. 1–20.
2. Nearshore zone dynamics determine pathway of organic carbon from eroding permafrost coasts / D. Jong, L. Bröder, G. Tanski, M. Fritz, H. Lantuit, T. Tesi, N. Haghypour, T.I. Eglinton, J.E. Vonk // *Geophysical Research Letters*. – 2020. – V. 47. – P. 1–10.
3. Ebullition and storm-induced methane release from the East Siberian Arctic Shelf / N. Shakhova, I. Semiletov, I. Leifer, V. Sergienko, A. Salyuk, D. Kosmach, D. Chernykh, C. Stubbs, D. Nicolsky, V. Tumskoy, Ö. Gustafsson // *Nature Geoscience*. – 2014. – V. 7. – P. 64–70.
4. Effect of terrestrial organic matter on ocean acidification and CO₂ flux in an Arctic shelf sea / D.W. Capelle, Z.Z.A. Kuzyk, T. Papakyriakou, C. Guéguen, L.A. Miller, R.W. Macdonald // *Progress in Oceanography*. – 2020. – V. 185. – P. 1–14.
5. Activation of old carbon by erosion of coastal and subsea permafrost in Arctic Siberia / J.E. Vonk, L. Sanchez-Garca, B.E. van Dongen, V. Alling, D. Kosmach, A. Charkin, I.P. Semiletov, O.V. Dudarev, N. Shakhova, P. Roos, T.I. Eglinton, A. Andersson, A. Gustafsson // *Nature*. – 2012. – V. 489. – P. 137–140.
6. Rivers across the Siberian Arctic unearth the patterns of carbon release from thawing permafrost / B. Wild, A. Andersson, L. Bröder, J. Vonk, G. Hugelius, J.W. McClelland, W. Song, P.A. Raymond, Ö. Gustafsson // *Proceedings of the National Academy of Sciences*. – 2019. – V. 116. – P. 10280–10285.
7. Brown N.J., Nilsson J., Pemberton P. Arctic Ocean freshwater dynamics: transient response to increasing river runoff and precipitation // *Journal of Geophysical Research: Oceans*. – 2019. – V. 124. – P. 5205–5219.
8. Arctic amplification is caused by sea-ice loss under increasing CO₂ / M. Kunitzki, N. Eicke, P. Huber, J. Köhler, S. Zeller, J. Voigtberger, N. Schlott, K. Henrichs, H. Sann, F. Trinter, L.P.H. Schmidt, A. Kalinin, M.S. Schöffler, T. Jahnke, M. Lein, R. Dörner // *Nat. Commun.* – 2019. – V. 10. – P. 1–13.
9. Thackeray C.W., Hall A. An emergent constraint on future Arctic sea-ice albedo feedback // *Nature Climate Change*. – 2019. – V. 9. – P. 972–978.
10. Casas-Prat M., Wang X.L. Sea ice retreat contributes to projected increases in extreme Arctic Ocean surface waves // *Geophysical Research Letters*. – 2020. – V. 47. – P. 1–11.
11. Vetrov A.A., Romankevich E.A. Carbon cycle in the Russian Arctic Seas. – Moscow: Springer Publ., 2004. – 332 p.
12. Winterfeld M., Laepple T., Mollenhauer G. Characterization of particulate organic matter in the Lena River delta and adjacent nearshore zone, NE Siberia – Part I: Radiocarbon inventories // *Biogeosciences*. – 2015. – V. 12. – P. 3769–3788.
13. Clay minerals as indicators of sources of terrigenous sediments, their transportation and deposition: Bering Basin, Russian-Alaskan Arctic / A.S. Naidu, M.W. Han, T.C. Mowatt, W. Wajda // *Marine Geology*. – 1995. – V. 127. – P. 87–104.
14. The East Siberian Sea as a transition zone between Pacific-derived waters and Arctic shelf waters / I. Semiletov, O. Dudarev, V. Luchin, A. Charkin, K.H. Shin, N. Tanaka // *Geophysical Research Letters*. – 2005. – V. 32. – P. 1–5.
15. The Arctic is now warming four times as fast as the rest of the globe / P. Jacobs, N.J.L. Lenssen, G.A. Schmidt, R.A. Rohde. – New Orleans: AGU Fall Meeting Publ., 2021. – A13E-02.
16. Geochemistry of polycyclic aromatic hydrocarbons in the bottom sediments of the eastern Arctic shelf / V.I. Petrova, G.I. Batova, A.V. Kursheva, I.V. Litvinenko, V.M. Savinov, T.N. Savinova // *Oceanology*. – 2008. – V. 48. – P. 196–203.
17. Contrasting composition of terrigenous organic matter in the dissolved, particulate and sedimentary organic carbon pools on the outer East Siberian Arctic Shelf / J.A. Salgado, T. Tesi, M. Sundbom, E. Karlsson, M. Krusá, I.P. Semiletov, E. Panova, Ö. Gustafsson // *Biogeosciences*. – 2016. – V. 13. – P. 6121–6138.
18. Widespread release of old carbon across the Siberian Arctic echoed by its large rivers / Ö. Gustafsson, B.E. van Dongen, J.E. Vonk, O.V. Dudarev, I.P. Semiletov // *Biogeosciences*. – 2011. – V. 8. – P. 1737–1743.
19. Distributions of bacterial and archaeal membrane lipids in surface sediments reflect differences in input and loss of terrestrial organic carbon along a cross-shelf Arctic transect / A. Doğrul Selver, R.B. Sparkes, J. Bischoff, H.M. Talbot, Ö. Gustafsson, I.P. Semiletov, O.V. Dudarev, S. Boulton, B.E. van Dongen // *Organic Geochemistry*. – 2015. – V. 83–84. – P. 16–26.
20. Дударев О.В. Современный литоморфогенез на Восточно-Арктическом шельфе России: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Владивосток, 2016. – 49 с.
21. Патык-Кара Н.Г., Иванова А.М. Геохимические поиски месторождений твердых полезных ископаемых на континентальном шельфе. – М.: Научный мир, 2003. – 415 с.
22. Гресов А.И. Метаноресурсная база угольных бассейнов Дальнего Востока России и перспективы ее промышленного освоения // *Углеметановые бассейны Республики Саха (Якутия) и Северо-Востока*. – Владивосток: Дальнаука, 2012. – Т. II. – 468 с.
23. Лучин В.А., Семилетов И.П. Межгодовая изменчивость температуры воды Чукотского моря // *ДАН*. – 2005. – Т. 405. – № 9. – С. 1419–1422.

24. Павлидис Ю.А., Никифоров С.Л. Обстановки морфолитоге-неза в прибрежной зоне Мирового океана / отв. ред. Л.И. Лобковский. – М.: Наука, 2007. – 455 с.
25. Гагаев С.Ю. Экосистемы, флора и фауна Чаунской губы и сопредельных вод Восточно-Сибирского моря. Ч. 1. Т. 47/Ч. 2. Т. 48 // Исследования фауны морей / под ред. О.А. Скарлато. – СПб: Изд-во ЗИН РАН, 1994. – 152 с.
26. Северо-Восточный комплексный научно исследовательский институт им. Н.А. Шило Дальневосточного отделения Российской академии наук. URL: <https://neisri.ru/rffi-18-05-60036/2/> (дата обращения 15.09.2022).
27. Валпегер А.П. Характерные формы рельефа прибрежного шельфа Восточно- Сибирского моря и их значение для палеогеографических реконструкций // Геоморфология и палеогеография шельфа. Материалы XII пленума Геоморфологической комиссии. – М.: Наука, 1978. – С. 134–139.
28. Characterization of sedimentary organic matter in recent marine sediments from Hudson Bay, Canada, by Rock-Eval pyrolysis / A.A. Hare, Z.Z.A. Kuzyk, R.W. Macdonald, H. Sanei, D. Barber, G.A. Stern, F. Wang // *Organic Geochemistry*. – 2014. – V. 68. – P. 52–60.
29. Liebezeit G., Wiesner M.G. Pyrolysis of recent marine sediments-I. Biopolymers // *Organic Geochemistry*. – 1990. – V. 16. – P. 1179–1185.
30. Marchand C., Lallier-Vergès E., Baltzer F. The composition of sedimentary organic matter in relation to the dynamic features of a mangrove-fringed coast in French Guiana // *Estuarine, Coastal and Shelf Science*. – 2003. – V. 56. – P. 119–130.
31. Composition of sedimentary organic matter across the Laptev Sea Shelf: evidences from Rock-Eval parameters and molecular indicators / E. Gershelis, A. Grinko, I. Oberemok, E. Klevantseva, N. Poltavskaya, A. Ruban, D. Chernykh, A. Leonov, N. Guseva, I. Semiletov // *Water*. – 2020. – V. 12. – P. 1–21.
32. Behar F., Beaumont V., De H.L. Technologie Rock-Eval 6: performances et développements // *Oil and Gas Science and Technology*. – 2001. – V. 56. – P. 111–134.
33. Shepard F.P. Nomenclature based on sand-silt-clay ratios // *Journal of Sedimentary Petrology*. – 1954. – V. 24. – P. 151–158.
34. Folk R.L., Ward W.C. Brazos River bar: a study in the significance of grain size parameters // *Sediment. Petrol.* – 1957. – V. 27. – P. 3–26.
35. О современном состоянии подводных островных реликтов на Восточно-Сибирском шельфе / О.В. Дударев, А.Н. Чаркин, И.П. Семилетов, И.Н. Шило, А.Н. Салюк, Э.А. Спивак // *Доклады Академии наук*. – 2008. – Т. 419. – № 2. – С. 255–261.
36. Восточно-Сибирский шельф: особенности современного морфолитоге-неза / О.В. Дударев, А.Н. Чаркин, И.П. Семилетов, Дж. Вонк, О. Густафсон, П. Андерсон // *Геология Морей и Океанов: Материалы XVIII Международной Научной Конференции (Школы) по Морской Геологии*. – М.: Институт океанологии им. Пиршова РАН, 2009. – Т. I. – С. 35–38.
37. McLaren P. An interpretation of trends in grain size measures // *Journal of Sedimentary Research*. – 1981. – V. 51. – P. 611–624.
38. Passega R. Texture as characteristic of clastic deposition // *AAPG Bulletin*. – 1957. – V. 41. – P. 1952–1984.
39. Passega R. Grain size representation by CM patterns as a geologic tool // *Journal of Sedimentary Research*. – 1964. – V. 34. – P. 830–847.
40. Primary deposition and early diagenetic effects on the high saturation accumulation of gas hydrate in a silt dominated reservoir in the Gulf of Mexico / J.E. Johnson, D.R. MacLeod, S.C. Phillips, M.P. Phillips, D.L. Divins // *Marine Geology*. – 2022. – V. 444. – P. 1–22.
41. Stein R., Macdonald R. The organic carbon cycle in the Arctic Ocean. – Berlin: Springer Publ., 2004. – 314 p.
42. Quantifying degradative loss of terrigenous organic carbon in surface sediments across the Laptev and East Siberian Sea / L. Bröder, A. Andersson, T. Tesi, I. Semiletov, O. Gustafsson // *Global Biogeochemical Cycles*. – 2019. – V. 33. – P. 85–99.
43. Lüniger G., Schwark L. Characterisation of sedimentary organic matter by bulk and molecular geochemical proxies: an example from oligocene maar-type Lake Enspel, Germany // *Sedimentary Geology*. – 2002. – V. 148. – P. 275–288.
44. Organic carbon sources and transformations in mangrove sediments: a Rock-Eval pyrolysis approach / C. Marchand, E. Lallier-Vergès, J.R. Disnar, D. Kérais // *Organic Geochemistry*. – 2008. – V. 39. – P. 408–421.
45. Melenevskii V.N., Leonova G.A., Konyshev A.S. The organic matter of the recent sediments of Lake Beloe, West Siberia (from data of pyrolytic studies) // *Russian Geology and Geophysics*. – 2011. – V. 52. – P. 583–592.
46. Carrie J., Sanei H., Stern G. Standardisation of Rock-Eval pyrolysis for the analysis of recent sediments and soils // *Organic Geochemistry*. – 2012. – V. 46. – P. 38–53.
47. Soil organic matter (SOM) characterization by Rock-Eval pyrolysis: scope and limitations / J.R. Disnar, B. Guillet, D. Keravis, C. Di-Giovanni, D. Sebag // *Organic Geochemistry*. – 2003. – V. 34. – P. 327–343.
48. Quantification methods of black carbon: comparison of Rock-Eval analysis with traditional methods / A. Poot, J.T.K. Quik, H. Veld, A.A. Koelmans // *Journal of Chromatography A*. – 2009. – V. 1216. – P. 613–622.
49. Meyers P.A., Ishiwatari R. Lacustrine organic geochemistry-an overview of indicators of organic matter sources and diagenesis in lake sediments // *Organic Geochemistry*. – 1993. – V. 20. – P. 867–900.
50. Early diagenesis of carbohydrates and lignin in mangrove sediments subject to variable redox conditions (French Guiana) / C. Marchand, J.R. Disnar, E. Lallier-Vergès, N. Lottier // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 2005. – V. 69. – P. 131–142.
51. Heterogeneous organic matter from the surface horizon of a temperate zone marsh / M. Hetényi, T. Nyilas, C. Sajgó, A. Brukner-Wein // *Organic Geochemistry*. – 2006. – V. 37. – P. 1931–1942.
52. Perminova I.V., Petrosyan V.S. Marine humic acids in the organic carbon flux in the Bering and Chukchi Seas ecosystems // *Proceedings of the Conference on Carbon Cycling in the Boreal Forests and Subarctic Ecosystems*. – Corvallis: EPA/MR-126546 OSU Publ., 1991. – P. 37–42.
53. Hayes M.H.B., Mylotte R., Swift R.S. Humin: its composition and importance in soil organic matter // *Advances in Agronomy*. – 2017. – V. 143. – P. 47–138.
54. Kruge M.A., Mukhopadhyay P.K., Lewis C.F.M. A molecular evaluation of contaminants and natural organic matter in bottom sediments from western Lake Ontario // *Organic Geochemistry*. – 1998. – V. 29. – P. 1797–1812.
55. Mayer L.M. Relationships between mineral surfaces and organic carbon concentrations in soils and sediments // *Chemical Geology*. – 1994. – V. 114. – P. 347–363.
56. Partitioning of organic matter in continental margin sediments among density fractions / S.G. Wakeham, E.A. Canuel, E.J. Lemberg, P. Mason, T.P. Sampere, T.S. Bianchi // *Marine Chemistry*. – 2009. – V. 115. – P. 211–225.
57. Matrix association effects on hydrodynamic sorting and degradation of terrestrial organic matter during cross-shelf transport in the Laptev and East Siberian shelf seas / T. Tesi, I. Semiletov, O. Dudarev, A. Andersson, Ö. Gustafsson // *Journal of Geophysical Research: Biogeosciences*. – 2016. – V. 121. – P. 731–752.
58. Controls on the abundance, provenance and age of organic carbon buried in continental margin sediments / B. Ausin, E. Bruni, N. Haghypour, C. Welte, S.M. Bernasconi, T.I. Eglinton // *Earth and Planetary Science Letters*. – 2021. – V. 558. – P. 116–759.
59. Adsorption of organic matter on clay minerals in the Dajiuhe peat soil chronosequence, South China / H. Hong, S. Chen, Q. Fang, T.J. Algeo, L. Zhao // *Applied Clay Science*. – 2019. – V. 178. – P. 1–14.
60. Mineralogical control on the fate of continentally derived organic matter in the ocean / T.M. Blattmann, Z. Liu, Y. Zhang, Y. Zhao, N. Haghypour, D.B. Montluçon, M. Plötze, T.I. Eglinton // *Science*. – 2019. – V. 366. – P. 742–745.
61. Eglinton G., Hamilton R.J. Leaf epicuticular waxes // *Science*. – 1967. – V. 156. – P. 1322–1335.
62. Tissot B.P., Welte D.H. Petroleum formation and occurrence. – Berlin, Heidelberg: Springer Publ., 1984. – 702 p.
63. Organic carbon in Arctic Ocean sediments: sources, variability, burial, and paleoenvironmental significance / R. Stein, R.W. Macdonald, A.S. Naidu, M.B. Yunker, C. Gobeil, L.W. Cooper, G.M. Grebmeier, T.E. Whittedge, M.J. Hameedi, V.I. Petrova, G.I. Batova, A.G. Zinchenko, A.V. Kursheva, E.V. Narkevskiy, K. Fahl, A. Vetrov, E.A. Romankevich, D. Birgel, C. Schubert,

- H.R. Harvey, D. Weiel // The Organic Carbon Cycle in the Arctic Ocean. – Berlin, Heidelberg: Springer Publ., 2004. – P. 169–314.
64. Multi-molecular tracers of terrestrial carbon transfer across the pan-Arctic: comparison of hydrolyzable components with plant wax lipids and lignin phenols / X. Feng, O. Gustafsson R.M. Holmes, J.E. Vonk, B.E. van Dongen, I.P. Semiletov, O.V. Dudarev, M.B. Yunker, R.W. MacDonald, D.B. Montluçon, T.I. Eglinton // Biogeosciences. – 2015. – V. 12. – P. 4841–4860.
65. Stevenson M.A., Abbott G.D. Exploring the composition of macromolecular organic matter in Arctic Ocean sediments under a changing sea ice gradient // Journal of Analytical and Applied Pyrolysis. – 2019. – V. 140. – P. 102–111.

Поступила: 05.10.2022 г.

Дата рецензирования: 09.01.2023 г.

Информация об авторах

Полтавская Н.А., аспирант, ассистент отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Гершелис Е.В., кандидат геолого-минералогических наук, доцент отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Оберемок И.А., аспирант отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Гринько А.А., кандидат химических наук, старший научный сотрудник лаборатории арктических исследований Тихоокеанского океанологического института им. В.И. Ильичёва ДВО РАН.

Чаркин А.Н., кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией перспективных методов морских исследований Тихоокеанского океанологического института им. В.И. Ильичёва ДВО РАН.

Ярошук Е.И., ведущий инженер лаборатории перспективных методов морских исследований Тихоокеанского океанологического института им. В.И. Ильичёва ДВО РАН.

Дударев О.В., доктор геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории арктических исследований Тихоокеанского океанологического института им. В.И. Ильичёва ДВО РАН.

Смирнова Н.А., заведующая лабораторией геологии месторождений нефти и газа Инженерной школы природных ресурсов Томского политехнического университета.

Гусева Н.В., доктор геолого-минералогических наук, профессор, заместитель директора по научно-образовательной деятельности Инженерной школы природных ресурсов Томского политехнического университета.

Семилетов И.П., член-корреспондент РАН, доктор географических наук, заведующий лабораторией арктических исследований Тихоокеанского океанологического института им. В.И. Ильичёва ДВО РАН; профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 551.35

COMPOSITION OF ORGANIC MATTER IN BOTTOM SEDIMENTS OF THE CHAUNSKAYA BAY (EAST SIBERIAN SEA)

Natalina A. Poltavskaya¹,
geoikigai@tpu.ru

Elena V. Gershelis¹,
elenapanova@tpu.ru

Irina A. Oberemok¹,
genuine.i@yandex.ru

Andrey A. Grinko²,
andreyagrinko@gmail.com

Aleksandr N. Charkin²,
dudarev@poi.dvo.ru

Elena I. Yaroshchuk²,
e.yaroshchuk@poi.dvo.ru

Natalia A. Smirnova¹,
smirnova@hw.tpu.ru

Natalya V. Guseva¹,
gusevanv@tpu.ru

Oleg V. Dudarev²,
dudarev@poi.dvo.ru

Igor P. Semiletov^{2,1},
ipseiletov@alaska.edu

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

² Pacific Oceanological Institute, Russian Academy of Sciences,
43, Baltiyskaya street, Vladivostok, 690041, Russia.

The relevance of the study is determined by the need to assess the regional characteristics of transport and transformation of organic matter in various sedimentation and biogeochemical environments on the East Siberian Arctic Shelf, in particular in the less studied and remoted East Siberian Sea.

The main aim of the study is to determine the composition and sources of organic matter of bottom sediments of the Chaunskaya Bay (East Siberian Sea).

Objects: 25 surface bottom sediments sampled along the transect from the coastal zone of the Chaunskaya Bay to the inner part of the East Siberian Sea shelf during the marine expedition on the R/V «Academician Oparin» in September–October 2020.

Methods. Rock-Eval pyrolytic analysis was used to analyze groups of hydrocarbon compounds in organic matter from bottom sediments; the n-alkanes distribution was estimated based on the results of gas chromatography-mass-spectrometry. Grain size analysis was performed on a laser particle analyzer.

Results. The composition of sedimentary material in the Chaunskaya Bay is mainly determined by the features of the underwater relief and gravity flows of the incoming terrigenous material – products of local thermal abrasion of the coastal zone (Ayon Island) and river alluvium in the southeastern part of the bay. A certain role in the formation of the sedimentary appearance of the bay is presumably played by the processes of cryosol thawing as a result of the destruction of fast ice areas. Pyrolysis data and analysis of the distribution of n-alkanes for surface sediments indicate a mixed genesis of organic matter in surface sediments with a dominant contribution of terrestrial organic matter of a high degree of transformation and a high content of hardly decomposable humic substances and fulvic acids. The presence of autochthonous organic matter reflects the high productivity of the Chaunskaya Bay waters.

Key words:

organic carbon, bottom sediments, pyrolysis, molecular analysis, granulometric analysis, Chaunskaya Bay, East Siberian Sea, Arctic.

The work was carried out within the Russian Science Foundation project no. 21-77-00075 (EG; sedimentological and geochemical studies) with partial support of another Russian Science Foundation grant no. 21-77-30001 (IS; sampling pretreatment at the POI FEB RAS). The expedition to Chaunskaya Bay was funded under the project of the Russian National Science Foundation grant no. 19-17-00058 (AC) and the state task of the Pacific Oceanological Institute, Russian Academy of Sciences grant no. AAAAA 20-120011090005-7.

REFERENCES

1. Tanski G., Bröder L., Wagner D., Knoblauch C., Lantuit H., Beer C., Sachs T., Fritz M., Tesi T., Koch B.P., Haghypour N., Eglinton T.I., Strauss J., Vonk J.E. Permafrost carbon and CO₂ pathways differ at contrasting coastal erosion sites in the Canadian Arctic. *Frontiers in Earth Science*, 2021, vol. 9, pp. 1–20.
2. Jong D., Bröder L., Tanski G., Fritz M., Lantuit H., Tesi T., Haghypour N., Eglinton T.I., Vonk J.E. Nearshore zone dynamics determine pathway of organic carbon from eroding permafrost coasts. *Geophysical Research Letters*, 2020, vol. 47, pp. 1–10.
3. Shakhova N., Semiletov I., Leifer I., Sergienko V., Salyuk A., Kosmach D., Chernykh D., Stubbs C., Nicolsky D., Tumskey V., Gustafsson Ö. Ebullition and storm-induced methane release from the East Siberian Arctic Shelf. *Nature Geoscience*, 2014, vol. 7, pp. 64–70.
4. Capelle D.W., Kuzyk Z.Z.A., Papakyriakou, T., Guéguen C., Miller L.A., Macdonald R.W. Effect of terrestrial organic matter on ocean acidification and CO₂ flux in an Arctic shelf sea. *Progress in Oceanography*, 2020, vol. 185, pp. 1–14.
5. Vonk J.E., Sanchez-Garca L., Van Dongen B.E., Alling V., Kosmach D., Charkin A., Semiletov I.P., Dudarev O.V., Shakhova N., Roos P., Eglinton T.I., Andersson A., Gustafsson A. Activation of old carbon by erosion of coastal and subsea permafrost in Arctic Siberia. *Nature*, 2012, vol. 489, pp. 137–140.
6. Wild B., Andersson A., Bröder L., Vonk J., Hugelius G., McClelland J.W., Song W., Raymond P.A., Gustafsson Ö. Rivers across the Siberian Arctic unearth the patterns of carbon release from

- thawing permafrost. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 2019, vol. 116, pp. 10280–10285.
7. Brown N.J., Nilsson J., Pemberton P. Arctic Ocean freshwater dynamics: transient response to increasing river runoff and precipitation. *Journal of Geophysical Research: Oceans*, 2019, vol. 124, pp. 5205–5219.
 8. Kunitzki M., Eicke N., Huber P., Köhler J., Zeller S., Voigtsberger J., Schlot, N., Henrichs K., Sann H., Trinter F., Schmidt L.P.H., Kalinin A., Schöffler M.S., Jahnke T., Lein M., Dörner R. Arctic amplification is caused by sea-ice loss under increasing CO₂. *Nat. Commun.*, 2019, vol. 10, pp. 1–13.
 9. Thackeray C.W., Hall A. An emergent constraint on future Arctic sea-ice albedo feedback. *Nature Climate Change*, 2019, vol. 9, pp. 972–978.
 10. Casas-Prat M., Wang X.L. Sea ice retreat contributes to projected increases in extreme Arctic Ocean surface waves. *Geophysical Research Letters*, 2020, vol. 47, pp. 1–11.
 11. Vetrov A.A., Romankevich E.A. *Carbon Cycle in the Russian Arctic Seas*. Moscow, Springer publ., 2004. 332 p.
 12. Winterfeld M., Laepple T., Mollenhauer G. Characterization of particulate organic matter in the Lena River delta and adjacent nearshore zone, NE Siberia. P. I: Radiocarbon inventories. *Biogeoscience*, 2015, vol. 12, pp. 3769–3788.
 13. Naidu A.S., Han M.W., Mowatt T.C., Wajda W. Clay minerals as indicators of sources of terrigenous sediments, their transportation and deposition: Bering Basin, Russian-Alaskan Arctic. *Marine Geology*, 1995, vol. 127, pp. 87–104.
 14. Semiletov I., Dudarev O., Luchin V., Charkin A., Shin K.H., Tanaka N. The East Siberian Sea as a transition zone between Pacific-derived waters and Arctic shelf waters. *Geophysical Research Letters*, 2005, vol. 32, pp. 1–5.
 15. Jacobs P., Lenssen N.J.L., Schmidt G.A., Rohde R.A. *The Arctic is now warming four times as fast as the rest of the globe*. New Orleans, AGU Fall Meeting Publ., 2021. pp. A13E-02.
 16. Petrova V.I., Batova G.I., Kursheva A.V., Litvinenko I.V., Savinov V.M., Savinova T.N. Geochemistry of polycyclic aromatic hydrocarbons in the bottom sediments of the eastern Arctic shelf. *Oceanology*, 2008, vol. 48, pp.196–203.
 17. Salvadó J.A., Tesi T., Sundbom M., Karlsson E., Krusá M., Semiletov I.P., Panova E., Gustafsson Ö. Contrasting composition of terrigenous organic matter in the dissolved, particulate and sedimentary organic carbon pools on the outer East Siberian Arctic Shelf. *Biogeosciences*, 2016, vol. 13, pp. 6121–6138.
 18. Gustafsson Ö., Van Dongen B.E., Vonk J.E., Dudarev O. V., Semiletov I.P. Widespread release of old carbon across the Siberian Arctic echoed by its large rivers. *Biogeosciences*, 2011, vol. 8, pp. 1737–1743.
 19. Doğrul Selver A., Sparkes R.B., Bischoff J., Talbot H.M., Gustafsson Ö., Semiletov I.P., Dudarev O.V., Boulton S., Van Dongen B.E. Distributions of bacterial and archaeal membrane lipids in surface sediments reflect differences in input and loss of terrestrial organic carbon along a cross-shelf Arctic transect. *Organic Geochemistry*, 2015, vol. 83–84, pp. 16–26.
 20. Dudarev O.V. *Sovremennyy litomorfogenez na Vostochno-Arkticheskom shelfe Rossii*. Avtoreferat Diss. Kand. nauk [Modern litomorphogenesis on the Eastern Arctic shelf of Russia. Cand. Diss. Abstrcat]. Vladivostok, 2016. 49 p.
 21. Patyk-Kara N.G., Ivanova A.M. *Geokhimicheskie poisky mestorozhdeniy tverdykh poleznykh iskopaemykh na kontinentalnom shelfe* [Geochemical searches for deposits of solid minerals on the continental shelf]. Moscow, Nauchny mir Publ., 2003. 415 p.
 22. Gresov A.I. *Metanoresursnaya baza ugolnykh basseynov Dalnego Vostoka Rossii i perspektivy ee promyshlennogo osvoeniya. Ugolno-metanovye bassejny Respubliki Sakha (Yakutiya) i Severo-Vostoka* [Methane resource base of coal basins of the Russian Far East and prospects for its industrial development. Coal-methane basins of the Republic of Sakha (Yakutia) and the North-East]. Vladivostok, Dalnauka Publ., 2012. Vol. 2. 468 p.
 23. Luchin V.A., Semiletov I.P. Interannual variability of water temperature in the Chukchi Sea DAN. *Doklady Earth Sciences*, 2005, vol. 405, no. 9, pp. 1419–1422. In Rus.
 24. Pavlidis Yu.A., Nikiforov S.L. *Usloviya morfologogeneza v pribrezhnoy zone Mirovogo okeana* [Conditions of morpholithogenesis in the coastal zone of the World Ocean]. Moscow, Nauka Publ., 2007. 455 p.
 25. Gagaev S.Y. *Ekosistemy, flora i fauna Chaunskoy guby Vostochno-Sibirskogo morya* [Ecosystems, flora and fauna of the Chaunskaya Bay of the East Siberian Sea]. ZIN RAS, 1994, vol. 47, pp. 266.
 26. *Severo-Vostochnyy kompleksny nauchno-issledovatel'skiy institut im. Shilo Dalnevostochnogo otdeleniya Rossiyskoy akademii nauk* [North-Eastern Integrated Research Institute named after N.A. Shilo of the Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences]. Available at: <https://neisri.ru/rffi-18-05-60036/2> (accessed 15 September 2022).
 27. Valpeter A.P. Kharakternye formy reliefa pribrezhnogo shelfa Vostochno-Sibirskogo morya i ikh znachenie dlya paleogeograficheskikh rekonstruktsiy. Geomorfologiya i paleogeografiya shelfa [Characteristic relief forms of the coastal shelf of the East Siberian Sea and their significance for paleogeographic reconstructions. Geomorphology and paleogeography of the shelf]. *Materialy XII plenuma Geomorfologicheskoy komissii* [Materials of the XII Plenum of the Geomorphological Commission]. Moscow, Nauka Publ., 1978. pp. 134–139.
 28. Hare A.A., Kuzyk Z.Z.A., Macdonald R.W., Sanei H., Barber D., Stern G.A., Wang F. Characterization of sedimentary organic matter in recent marine sediments from Hudson Bay, Canada, by Rock-Eval pyrolysis. *Organic Geochemistry*, 2014, vol. 68, pp. 52–60.
 29. Liebezeit G., Wiesner M.G. Pyrolysis of recent marine sediments-I. Biopolymers. *Organic Geochemistry*, 1990, vol. 16, pp. 1179–1185.
 30. Marchand C., Lallier-Vergès E., Baltzer F. The composition of sedimentary organic matter in relation to the dynamic features of a mangrove-fringed coast in French Guiana. *Estuarine, Coastal and Shelf Science*, 2003, vol. 56, pp. 119–130.
 31. Gershelis E., Grinko A., Oberemok I., Klevantseva E., Poltavskaya N., Ruban A., Chernykh D., Leonov A., Guseva N., Semiletov I. Composition of sedimentary organic matter across the Laptev Sea Shelf: evidences from Rock-Eval parameters and molecular indicators. *Water*, 2020, vol. 12, pp. 1–21. Available at: <https://www.mdpi.com/2073-4441/12/12/3511> (accessed 14 December 2020).
 32. Behar F., Beaumont V. De H.L. Technologie Rock-Eval 6: performances et développements. *Oil and Gas Science and Technology*, 2001, vol. 56, pp. 111–134.
 33. Shepard F.P. Nomenclature based on sand-silt-clay ratios. *Journal of Sedimentary Petrology*, 1954, vol. 24, pp. 151–158.
 34. Folk R.L., Ward W.C. Brazos River bar: a study in the significance of grain size parameters. *Sediment. Petrol.*, 1957, vol. 27, pp. 3–26.
 35. Dudarev O.V., Charkin A.N., Semiletov I.P., Shilo I.N., Saluyuk A.N., Spivak E.A. On the current state of underwater island relics on the East Siberian shelf. *Reports of the Academy of Sciences*, 2008, vol. 419, pp. 255–261. In Rus.
 36. Dudarev O.V., Charkin A.N., Semiletov I.P., Von J., Gustafsson Ö., Anderson P. Vostochno-Sibirskiy shelf: osobennosti sovremennogo morfologogeneza v geologii morey i okeanov [East Siberian Shelf: features of modern morpholithogenesis in Geology of the Seas and Oceans]. *Materialy XVIII Mezhdnarodnoy nauchnoy konferentsii (shkoly) v morskoy geologii* [Proceedings of the XVIII International Scientific Conference (School) In Marine Geology]. Moscow, Nauka Publ., 2009. Vol. I, pp. 35–38.
 37. McLaren P. An interpretation of trends in grain size measures. *Journal of Sedimentary Research*, 1981, vol. 51, pp. 611–624.
 38. Passega R. Texture as characteristic of clastic deposition. *AAPG Bulletin*, 1957, vol. 41, pp. 1952–1984.
 39. Passega R. Grain size representation by CM patterns as a geologic tool. *Journal of Sedimentary Research*, 1964, vol. 34, pp. 830–847.
 40. Johnson J.E., MacLeod D.R., Phillips S.C., Phillips M.P., Divins D.L. Primary deposition and early diagenetic effects on the high saturation accumulation of gas hydrate in a silt dominated reservoir in the Gulf of Mexico. *Marine Geology*, 2022, vol. 444, pp. 1–22.
 41. Stein R., Macdonald R. *The Organic Carbon Cycle in the Arctic Ocean*. Berlin, Springer Publ., 2004. 314 p.
 42. Bröder L., Andersson A., Tesi T., Semiletov I., Gustafsson O. Quantifying degradative loss of terrigenous organic carbon in surface sediments across the Laptev and East Siberian Sea. *Global Biogeochemical Cycles*, 2019, vol. 33, pp. 85–99.

43. Lüniger G., Schwark L. Characterisation of sedimentary organic matter by bulk and molecular geochemical proxies: an example from oligocene maar-type Lake Enspel, Germany. *Sedimentary Geology*, 2002, vol. 148, pp. 275–288.
44. Marchand C., Lallier-Vergès E., Disnar J.R., Kéravis D. Organic carbon sources and transformations in mangrove sediments: a Rock-Eval pyrolysis approach. *Organic Geochemistry*, 2008, vol. 39, pp. 408–421.
45. Melenevskii V.N., Leonova G.A., Konyshov A.S. The organic matter of the recent sediments of Lake Beloe, West Siberia (from data of pyrolytic studies). *Russian Geology and Geophysics*, 2011, vol. 52, pp. 583–592.
46. Carrie J., Sanei H., Stern G. Standardisation of Rock-Eval pyrolysis for the analysis of recent sediments and soils. *Organic Geochemistry*, 2012, vol. 46, pp. 38–53.
47. Disnar J.R., Guillet B., Keravis D., Di-Giovanni C., Sebag D. Soil organic matter (SOM) characterization by Rock-Eval pyrolysis: scope and limitations. *Organic Geochemistry*, 2003, vol. 34, pp. 327–343.
48. Poot A., Quik J.T.K., Veld H., Koelmans A.A. Quantification methods of Black Carbon: comparison of Rock-Eval analysis with traditional methods. *Journal of Chromatography A*, 2009, vol. 1216, pp. 613–622.
49. Meyers P.A., Ishiwatari R. Lacustrine organic geochemistry—an overview of indicators of organic matter sources and diagenesis in lake sediments. *Organic Geochemistry*, 1993, vol. 20, pp. 867–900.
50. Marchand C., Disnar J.R., Lallier-Vergès E., Lottier N. Early diagenesis of carbohydrates and lignin in mangrove sediments subject to variable redox conditions (French Guiana). *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2005, vol. 69, pp. 131–142.
51. Hetényi M., Nyilas T., Sajgó C., Brukner-Wein A. Heterogeneous organic matter from the surface horizon of a temperate zone marsh. *Organic Geochemistry*, 2006, vol. 37, pp. 1931–1942.
52. Perminova I.V., Petrosyan V.S. Morskie guminovye kisloty v potoke organicheskogo ugleroda v ekosistemakh Beringova/Chukotskogo morey [Marine humic acids in the organic carbon flux in the Bering/Chukchi Seas ecosystems]. *Materialy konferentsii po krugovorotu ugleroda v borealnykh lesakh i subarkticheskikh ekosistemakh* [Proceedings of the Conference on Carbon Cycling in the Boreal Forests and Subarctic Ecosystems]. Corvallis, EPA/MR-126546 OSU Publ., 1991. pp. 37–42.
53. Hayes M.H.B., Mylotte R., Swift R.S. Humin: its composition and importance in soil organic matter. *Advances in Agronomy*, 2017, vol. 143, pp. 47–138.
54. Krüge M.A., Mukhopadhyay P.K., Lewis C.F.M. A molecular evaluation of contaminants and natural organic matter in bottom sediments from western Lake Ontario. *Organic Geochemistry*, 1998, vol. 29, pp. 1797–1812.
55. Mayer L.M. Relationships between mineral surfaces and organic carbon concentrations in soils and sediments. *Chemical Geology*, 1994, vol. 114, pp. 347–363.
56. Wakeham S.G., Canuel E.A., Lerberg E.J., Mason P., Sampere T.P., Bianchi T.S. Partitioning of organic matter in continental margin sediments among density fractions. *Marine Chemistry*, 2009, vol. 115, pp. 211–225.
57. Tesi T., Semiletov I., Dudarev O., Andersson A., Gustafsson Ö. Matrix association effects on hydrodynamic sorting and degradation of terrestrial organic matter during cross-shelf transport in the Laptev and East Siberian shelf seas. *Journal of Geophysical Research: Biogeosciences*, 2016, vol. 121, pp. 731–752.
58. Ausin B., Bruni E., Haghpor N., Welte C., Bernasconi S.M., Eglinton T.I. Controls on the abundance, provenance and age of organic carbon buried in continental margin sediments. *Earth and Planetary Science Letters*, 2021, vol. 558, pp. 116–759.
59. Hong H., Chen S., Fang Q., Algeo T.J., Zhao L. Adsorption of organic matter on clay minerals in the Dajiuhe peat soil chronosequence. *Applied Clay Science*, 2019, vol. 178, pp. 105–125.
60. Blattmann T.M., Liu Z., Zhang Y., Zhao Y., Haghpor N., Montluçon D.B., Plötze M., Eglinton T.I. Mineralogical control on the fate of continentally derived organic matter in the ocean. *Science*, 2019, vol. 366, pp. 742–745.
61. Eglinton G., Hamilton R.J. Leaf epicuticular waxes. *Science*, 1967, vol. 156, pp. 1322–1335.
62. Tissot B.P., Welte D.H. *Petroleum Formation and Occurrence*. Berlin, Heidelberg, Springer Publ., 1984. 702 p.
63. Stein R., Macdonald R.W., Naidu A.S., Yunker M.B., Gobeil C., Cooper L.W., Grebmeier J.M., Whitedge T.E., Hameedi M.J., Petrova V.I., Batova G.I., Zinchenko A.G., Kursheva A.V., Narkevskiy E.V., Fahl K., Vetrov A., Romankevich E.A., Birgel D., Schubert C., Harvey H.R., Weiel D. Organic carbon in Arctic Ocean sediments: sources, variability, burial, and paleoenvironmental significance. *The Organic Carbon Cycle in the Arctic Ocean*. Berlin, Heidelberg, Springer Publ., 2004. pp. 169–314.
64. Feng X., Gustafsson O., Holmes R.M., Vonk J.E., Van Dongen B.E., Semiletov I.P., Dudarev O.V., Yunker M.B., Macdonald R.W., Montluçon D.B., Eglinton T.I. Multi-molecular tracers of terrestrial carbon transfer across the pan-Arctic: comparison of hydrolyzable components with plant wax lipids and lignin phenols. *Biogeosciences*, 2015, vol. 12, pp. 4841–4860.
65. Stevenson M.A., Abbott G.D. Exploring the composition of macromolecular organic matter in Arctic Ocean sediments under a changing sea ice gradient. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, 2019, vol. 140, pp. 102–111.

Received: 5 October 2022.
Reviewed: 9 January 2023.

Information about the authors

Natalina A. Poltavskaya, postgraduate student, assistant, National Research Tomsk Polytechnic University.

Elena V. Gershelis, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Irina A. Oberemok, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Andrey A. Grinko, Cand. Sc., senior researcher, National Research Tomsk Polytechnic University.

Aleksandr N. Charkin, Cand. Sc., head of the Laboratory of Advanced Methods of Marine Research, Pacific Oceanological Institute, Russian Academy of Sciences.

Elena I. Yaroshchuk, leading engineer, Pacific Oceanological Institute, Russian Academy of Sciences.

Natalya A. Smirnova, head of the laboratory, National Research Tomsk Polytechnic University.

Natalya V. Guseva, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Oleg V. Dudarev, Dr. Sc., leading researcher, Pacific Oceanological Institute, Russian Academy of Sciences.

Igor P. Semiletov, corresponding member of the RAS, Dr. Sc., head of the laboratory, Pacific Oceanological Institute, Russian Academy of Sciences; professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 622.271.5

АНАЛИЗ СТРУКТУРЫ ТЕХНОГЕННЫХ РОССЫПЕЙ И ОЦЕНКА ОПЫТА ИХ РАЗРАБОТКИ

Мурзин Николай Владимирович¹,
murzinnv@istu.edu

Тальгамер Борис Леонидович¹,
talgamer@istu.edu

Иркутский национальный исследовательский технический университет,
Россия, 664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83.

Актуальность. Эксплуатация техногенных россыпных месторождений осуществляется уже больше ста лет. При этом опыт разработки таких месторождений весьма неоднозначен: значительное количество месторождений успешно эксплуатируются с рентабельностью на уровне отработки целикового месторождения, а некоторые приносят лишь убытки. При этом был выявлен ряд специфических особенностей, в первую очередь связанных с неоднородностью разрабатываемого забоя, присущих техногенным россыпям. В связи с тем, что в настоящее время наблюдается истощение минерально-сырьевой базы россыпной золотодобычи, а основным резервом для ее восполнения являются техногенные месторождения, работа по обобщению опыта их эксплуатации является весьма актуальной.

Цель: проанализировать структуру и причины формирования техногенных россыпных месторождений, а также обобщить опыт их эксплуатации.

Объекты: техногенные россыпные месторождения.

Методы: анализ литературных источников, данных технических проектов, а также опыта предприятий, осуществляющих повторную разработку россыпей.

Результаты. Дана общая оценка динамики минерально-сырьевой базы россыпных месторождений. Обоснована перспектива освоения техногенных образований на россыпных месторождениях, и указаны факторы, способствующие этому. По результатам исследований специалистов и изучения опыта работы горных предприятий дана оценка потерям полезного ископаемого и ценных компонентов при разработке россыпей различными способами. Проанализированы структуры техногенных запасов с учетом технологии первичной разработки россыпи. Приведены наиболее перспективные для вовлечения в эксплуатацию техногенные образования. Изложены примеры позитивного и негативного опыта разработки техногенных россыпей. Отмечены причины, сдерживающие развитие повторной разработки россыпных месторождений.

Ключевые слова:

россыпи, потери ценных компонентов, повторная разработка, техногенные месторождения, структура техногенных россыпей.

Введение

Объемы накопленного техногенного сырья на планете измеряются миллиардами тонн [1]. Сюда относятся как породы вскрыши, пригодные для использования в строительстве и других областях [2–5], так и оставшиеся запасы руды и песков, а также хвосты обогащения, отличающиеся заметным содержанием ценных компонентов [6, 7]. И если вопрос вовлечения в промышленное использование вскрышных пород стал разрабатываться сравнительно недавно, то вторичная переработка золото- и алмазосодержащих песков ведется уже более столетия [7].

В настоящее время наблюдается неуклонное истощение минерально-сырьевой базы россыпного золота и алмазов [8, 9]. В первую очередь это вызвано активной эксплуатацией таких месторождений в XX в., при крайне низком приросте запасов в россыпях за счет геологоразведки в последние десятилетия. Отрицательная разница между приростом запасов и объемами отработки золотоносных отложений и многих других полезных ископаемых наблюдается уже последние полвека и с течением времени только увеличивается. При этом горное оборудование, активная эксплуатация которого велась в середине прошлого века, в частности драги, на большинстве полигонов дорабатывает имеющиеся запасы без дальнейших ви-

димых перспектив. Кроме того, старательские поселки, основанные в местах активной россыпной золотодобычи в середине прошлого века, приходят в запустение и упадок по причине дефицита рабочих мест.

Еще одним фактором, обуславливающим необходимость вовлечения техногенных россыпей в эксплуатацию, является негативное воздействие оставшихся выработок и отвалов на природный комплекс [10–15], что вызвано невозможностью рекультивации нарушенных земель из-за значительных содержаний ценных компонентов в переработанной горной массе.

Поэтому в настоящее время наращивание минерально-сырьевой базы россыпного золота и алмазов будет происходить в основном за счет вовлечения в эксплуатацию запасов техногенных россыпей [16–19], для освоения которых необходимы эффективные способы и технологии разработки.

Методология

С целью оценки опыта эксплуатации техногенных россыпных месторождений произведен анализ литературных источников, данных технических проектов, а также опыта предприятий, осуществляющих повторную разработку россыпей.

К настоящему времени существует значительное количество терминологических определений понятия «техногенное месторождение» [20–24], однако зако-

нодательно закрепленный термин фактически отсутствует [25]. В связи с этим отнесение месторождения к техногенному осуществляется на основании предложенной систематизации [26].

Анализ россыпных месторождений, вовлекаемых в эксплуатацию последние 10 лет, показал, что большинство из них являются техногенными.

Обсуждение

Наиболее активно эксплуатация россыпных месторождений велась в середине XX в., при этом преобладающим способом разработки в разные периоды были как подземный, так и дражный, и открытый раздельный способы, в связи с чем образованные техногенные россыпи обладают различными особенностями. В связи с этим оценка эффективности разработки таких месторождений должна производиться с учетом не только способа вторичной разработки, но и первичной.

Помимо этого, значительное влияние на эффективность вторичной отработки запасов оказывают условия эксплуатации целикового месторождения, такие как: промывистость песков, степень пораженности пород мерзлотой, валунистость, геометрические параметры россыпи, а также способ и технология горных работ, сезон промывки и т. д.

Исходя из способа первичной разработки к первому типу техногенных россыпных месторождений относятся отработанные дражные полигоны. По результатам анализа было установлено, что порядка 60–80 % техногенных месторождений представлены отвалами, а также целиками, оставленными при первичной отработке россыпи дражным способом. Основными причинами формирования техногенных отложений при таком способе разработки являются технологические потери, в большей степени присущие глинистым россыпям и связанные с недостаточной эффективностью мокрой дезинтеграции, применяемой на обогащательном оборудовании драг [27–29]. Кроме этого, значительную долю в формировании техногенных запасов после дражной разработки составляют эксплуатационные потери, связанные как с недостаточной проработкой плотика (мерзлота, ложный плотик), так и с особенностями работы драг (междоковые, межшаговые и бортовые целики).

Повторная эксплуатация таких месторождений характеризуется достаточно высокой эффективностью, что объясняется значительным снижением себестоимости добычи песков (иногда в 5 раз) (из-за резкого уменьшения затрат на производство горноподготовительных и гидротехнических работ, а также улучшения промывистости песков) [7].

Наибольшей эффективностью характеризуется повторная разработка глинистых россыпей (рис. 1), в т. ч. на Урале. При первичной разработке таких месторождений технологические потери достигали 50 % из-за плохой промывистости песков, в результате чего значительная часть ценного компонента попадала в галечный отвал в неразмытых глинистых окатышах. Впоследствии под воздействием современного выветривания окатыши разрушаются, а ценные компо-

ненты, сосредоточенные в них, высвобождаются и извлекаются при повторном дражировании [30].



Рис. 1. Структура потерь на глинистых россыпях

Fig. 1. Structure of losses on clay placers

Вторичная разработка алмазоносных россыпей Якутии (а на некоторых полигонах и третичная) позволила добыть около 40–50 % от первоначально извлеченного количества алмазов [31], что также связано с плохой промывистостью отложений.

Помимо глинистых россыпей перспективными для вовлечения в эксплуатацию являются глубокие россыпи. Для таких месторождений будут характерны эксплуатационные потери, связанные с оставлением целиков у плотика россыпи. Помимо этого, такие россыпи характеризуются значительными недоработками вдоль контуров россыпи, что, как указывалось выше, связано не только с недостаточной достоверностью проводимой разведки, но и с конструктивными особенностями драги.

Опыт успешной эксплуатации глубоких техногенных россыпей, появившихся после первичной отработки месторождений дражным способом, имеется в Забайкалье (порядка 34–60 % от первоначально добытого) и Ленском золотоносном районе (45 % от первоначально добытого). Помимо этого, глубокие дражные полигоны успешно вторично разрабатываются и за рубежом [32, 33].

Помимо отвального комплекса значительный интерес также представляют запасы, оставленные в бортах россыпи (рис. 2). В ряде случаев эти запасы невелики и не могут быть рентабельно отработаны как самостоятельное месторождение, однако их совместная эксплуатация с отвальным комплексом позволяет достичь необходимой эффективности добычных работ. При проведении геологоразведочных работ вдоль бортов дражных разрезов Ленского района было дополнительно подсчитано порядка 25–30 % запасов относительно отработанных ранее [34, 35]. Более того, в настоящее время значительное количество место-

рождений этого района представлены отвально-целиковым комплексом, где осуществляется одно-временная переработка как отвалов вскрыши, так и запасов в бортах дражных разрезов [36].



Рис. 2. Структура потерь при первичной отработке месторождений дражным способом

Fig. 2. Structure of losses during the primary development of the deposit by dredging

В среднем при вторичной эксплуатации дражных полигонов извлекается порядка 30 % от первоначальной добычи [8], что говорит о достаточной эффективности их разработки. Однако необходимо отметить, что вторичная разработка полигонов с промывистыми отложениями, для которых не характерны значительные технологические потери, не всегда дает должный эффект. В связи с этим, если на таких россыпях отсутствуют существенные эксплуатационные потери (в первую очередь связанные со значительной глубиной), их эксплуатация будет малоэффективна (рис. 3).

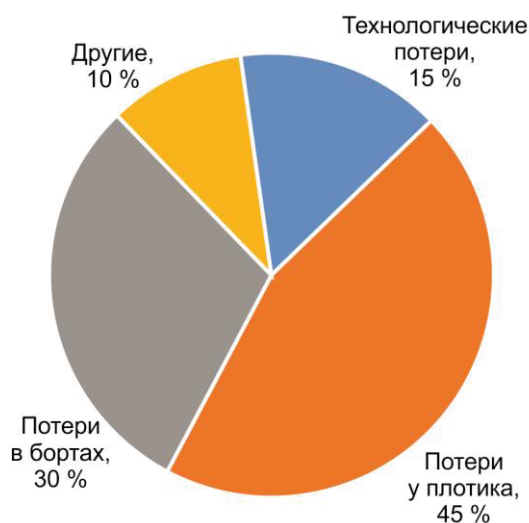


Рис. 3. Структура потерь на промывистых глубоких россыпях

Fig. 3. Structure of losses on washed deep placers

Имеется также негативный опыт вторичной эксплуатации перспективных дражных полигонов. В первую очередь это связано с низким качеством разведочных работ и, как следствие, неподтверждением запасов. Также сказываются особенности работы драги: при формировании откоса забоя на малоустойчивых ранее переработанных породах зачастую наблюдается процесс обрушения верхней его части, что приводит к неравномерному наполнению черпаков с недогрузкой и перегрузкой обогатительного оборудования и, как следствие, снижению извлечения ценного компонента.

Однако в целом дражные полигоны представляют значительный интерес для золотодобытчиков и в настоящее время активно эксплуатируются.

Следующий тип техногенных месторождений представлен отвалами и недоработками при первичной эксплуатации россыпей открытым раздельным способом (около 15–25 % от общего числа). Здесь выделяется несколько причин, обуславливающих эксплуатационные потери: потери при транспортировке на промывочную установку, а также неполная зачистка отработанных площадей. Последнее связано с тем, что зачастую некоторая часть площади месторождения не может быть должным образом зачищена из-за неровности плотика или же обводненности участка. Еще одной причиной формирования техногенного месторождения является неточность оконтуривания кровли пласта песков, это привело к тому, что на ряде месторождений была выявлена высокая золотоносность отвалов торфов.

Технологические потери при открытом раздельном способе разработки целиковой россыпи будут также связаны с потерями золота при промывке, которые в северных регионах страны при разработке мерзлых пород могут быть значительно выше в связи с обогащением неоттаянного грунта, что является следствием применения бульдозерно-рыхлительных агрегатов [8]. Поэтому наибольший промышленный интерес на этих россыпях представляет отвальный комплекс, включающий в себя как отвалы вскрыши, так и хвосты промывки песков (рис. 4).

В целом такие месторождения менее привлекательны с точки зрения вовлечения их в повторную эксплуатацию, однако более крупные из них успешно отрабатываются дражным способом, а мелкие – открытым раздельным способом.

К третьему типу техногенных месторождений относятся россыпи, первичная эксплуатация которых осуществлялась подземным способом. В образовании таких месторождений помимо потерь, присущих открытой разработке, будут участвовать потери, связанные с неполной отработкой пласта по мощности, в большей степени в кровле. Кроме того, разработка месторождения подземным способом связана с особыми требованиями по безопасности, что предопределяет наличие потерь в предохранительных целиках, которые остаются после отработки месторождения в связи с повышенной опасностью работ. Такие потери в зависимости от системы разработки оцениваются в 2–10 % и более [37, 38]. Общие эксплуатационные потери оцениваются специалистами в 12–25 % [39].

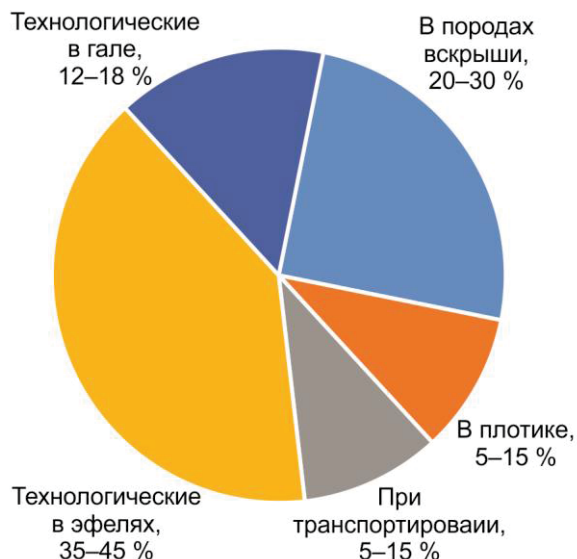


Рис. 4. Структура формирования техногенных запасов при первичной отработке россыпи открытым раздельным способом

Fig. 4. Structure of formation of technogenic reserves during primary development of placer in an open separate way

Такие месторождения активно эксплуатируются в настоящее время, причем их отработка в основном осуществляется дражным способом. Опыт отработки таких месторождений говорит о достаточно высокой эффективности их эксплуатации, несмотря на низкую производительность драг. Снижение производительности драг связано с загрязнением недр при подземных работах, в т. ч. в результате закладки выработок валунами, оставленных под землей деревянных крепей и металлолома. Драгирование запасов, ранее нарушенных подземными работами, сопровождается периодическим избыточным притоком воды из выработок или наоборот уходом воды из котлована, необходимостью удаления бревен и валунов с черпаковой цепи, сложностью драгирования валунистых участков. Эти причины существенно увеличивают себестоимость добычи, однако такие месторождения представляют значительный промышленный интерес, так как обладают сравнительно большими запасами ценных компонентов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Фролова Ю.К. Причины возникновения и перспективы использования техногенных месторождений // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2007. – № 7. – С. 24–32.
2. Бочков В.С., Бочкова К.В. Разработка техногенных месторождений для строительной отрасли // Строительные и дорожные машины. – 2021. – № 5. – С. 43–48.
3. Kostromin M.V., Panina Yu.T. Ways of solving the problems of rational nature management in the areas of alluvial deposits development // IOP conf. ser. Earth Environ. Sci. – 2022. – V. 962. – Iss. 1. – 012053. DOI: 10.1088/1755-1315/962/1/012053
4. Quartz mining waste for concrete production: environment and public health / F.A. de Carvalho, J.N.P. Nobre, R.P. Cambraia et al. // Sustainability (Switzerland). – 2022. – V. 14. – Iss. 1. – 389. DOI: 10.3390/su14010389

Вне зависимости от способа разработки главной проблемой, замедляющей интенсификацию вовлечения техногенных россыпей в эксплуатацию, является необходимость утверждения запасов и проведения геологоразведочных работ, что осложняется рядом факторов:

- резкие формы рельефа на техногенных месторождениях затрудняют процесс бурения и отбора проб, возникает необходимость дополнительных работ по выполаживанию склонов; на некоторых участках, например, в дражных пазухах, илоотстойниках проведение разведочных работ трудноосуществимо;
- неравномерность распределения запасов полезного компонента в плане предопределяет необходимость учения разведочной сети;
- сыпучесть отвального материала, оплывание скважин и приток воды в разведочные выработки усложняют отбор проб.

Упрощение состава и порядка оформления разрешительной документации по вводу в эксплуатацию техногенных месторождений позволило бы значительно интенсифицировать и расширить объемы добычи многих полезных ископаемых.

Выводы

1. Истощение минерально-сырьевой базы россыпного золота предопределяет необходимость вовлечения в разработку техногенных россыпей. В настоящее время почти все вовлекаемые в эксплуатацию россыпи являются техногенными.
2. Опыт эксплуатации техногенных россыпных месторождений показывает достаточно высокую эффективность их разработки, в т. ч. из-за снижения объемов гидротехнических и горноподготовительных работ.
3. Наиболее перспективными для вовлечения в эксплуатацию являются месторождения, первичная отработка которых осуществлялась дражным способом, в особенности глинистые и глубокие россыпи, а также, в меньшей степени, россыпи, первично отработанные подземным способом.
4. Эффективность повторной эксплуатации россыпи во многом зависит от условий первичной отработки, а также от качества проводимой разведки запасов.
5. Waste management in the mining industry of metals ores, coal, oil and natural gas – a review / S. Kasisz, K. Kibort, J. Mioduska et al. // Journal of Environmental Management. – 2022. – V. 304. – 114239. DOI: 10.1016/j.jenvman.2021.114239
6. Mirzekhanov G.S., Mirzekhanova Z.G. Forward appraisal of potential gold content of dredge and sluice tailings dumps at placers in Russia's Far East // Journal of Mining Science. – 2020. – V. 56. – № 1. – P. 259–267. DOI: 10.1134/S1062739120026733
7. Talgamer B.L., Dudinskiy F.V., Murzin N.V. Assessment of conditions and experience of technogenic placer dredging // IOP conf. ser.: Earth Environ. Sci. – 2020. – V. 408. – 012065 DOI: 10.7088/1755-1315/4088/1/012065
8. Чемезов В.В., Тальгамер Б.Л. Техногенные россыпи (образование, оценка и эксплуатация): монография. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2013. – 239 с.
9. Истратова К. Российские золотые запасы: мифы и реальность // Добывающая промышленность. – 2019. – № 4 (16). – С. 158–164.

10. Bannerman B.G., Bodensteiner R.M.S., Rawhouser A.K. The chemistry of Sub-Alpine streams in mined regions of the North Cascades Range // *Water, Air and Soil Pollution* – 2019. – V. 230. – 143. DOI: 10.1007/s11270-019-4195-9.
11. Comprehensive study on metal contents and their ecological risks in beach sediments of KwaZulu-Natal province, South Africa / E. Verimurugan, V.C. Shruti, M.P. Jonathan et al. // *Marine Pollution Bulletin*. – 2019. – V. 149. – 110555. DOI: 10.1016/j.marpolbul.2019.110555
12. Kostromin M.V., Yakimov A.A. Industrial technology facilitation for the dredging of highland placers // *IOP conf. ser.: Earth Environ. Sci.* – 2021. – V. 666. – 022031. DOI: 10.1088/1755-1315/666/2/022031
13. Peterev A.P. Transformation of permafrost ecosystems under diamond placer mining // *Gornyi Zhurnal*. – 2016. – V. 9. – P. 104–107. DOI: 10.17580/gzh.2016.09.21
14. Zamana L.V., Vaknina I.L. The impact of the placer gold mining in Eastern Transbaikalia (Russia) on the environment components of river valleys in the Amur River basin // *IOP conf. ser. Earth Environ. Sci.* – 2022. – V. 962. – Iss. 1. – 012043. DOI: 10.1088/1755-1315/962/1/012043
15. Research into the process of storage and recycling technogenic phosphogypsum placers / V. Moshunskyi, Z. Malanchuk, V. Tsybaliuk, L. Malanchuk, R. Zhomyruk, O. Vasylychuk // *Mining and mineral deposits*. – 2020. – V. 14 (2). – P. 95–102. DOI: 10.33271/mining14.02.095
16. Levchenko E.N., Grigoreva A.V. Typomorphic and process-related features of associated gold in complex placer deposits // *Obogashenie Rud.* – 2021. – Iss. 3. – P. 24–32. DOI: 10.17580/or.2021.03.05
17. Hrinchenko O., Yushin O. Potential of mining waste recycling in Ukraine // *Monitoring 2019 Conference – Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment*. – Kyiv, 2019. – 160684.
18. Remote sensing of the Earth as a part of research of assessing the volume of technogenic raw and the environmental situation during the exploitation of placers / V.S. Litvintsev, V.I. Usikov, Yu.A. Ozaryan, V.S. Alekseev // *Georesursy*. – 2021. – V. 23. – Iss. 4. – P. 116–123. DOI: 10.18599/GRS.2021.4.13
19. Organizational mechanisms and technology development of placer gold mining waste / S.I. Evdokimov, T.E. Gerasimenko, Y.V. Dmitrak, K.K. Baymatov // *Sustainable Development of Mountain Territories*. – 2020. – V. 12. – Iss. 1. – P. 116–127. DOI: 10.21177/1998-4502-2020-12-1-116-127
20. Геологические критерии поисков россыпей / Л.З. Быховский, С.И. Гурвич, Н.Г. Патык-Кара, И.Б. Флеров. – М.: Недра, 1981. – 253 с.
21. Трубецкой К.Н., Уманец В.Н., Никитин М.Б. Классификация техногенных месторождения // *Горный журнал*. – 1989. – № 12. – С. 6–9.
22. Шило Н.А. Учение о россыпях. – М.: Изд-во Академии горных наук, 2000. – 632 с.
23. Прудников С.Г., Хертек Ч.М. Оценка ресурсов техногенных образований отработанной россыпи золота Малый Алгяк (Тува) // *Успехи современного естествознания*. – 2018. – № 2. – С. 129–133.
24. LeBarge W.P., Welsh C.S. Yukon Placer Mining Industry 2003–2006: Placer Report paper. – Whitehorse: Yukon Geological Survey, 2007. – 246 p.
25. Литвинцев В.С. О ресурсном потенциале техногенных золотороссыпных месторождений // *ФТПРПИ*. – 2013. – № 1. – С. 118–126.
26. Мурзин Н.В., Тальгамер Б.Л. К систематизации техногенных россыпей // *Рациональное освоение недр*. – 2021. – № 2. – С. 18–23. DOI: 10.26121/RON.2021.29.40.002.
27. Семенов А.Н., Серый П.С. Исследование процессов дезинтеграции труднопромывистых песков россыпных месторождений золота // *Известия высших учебных заведений. Горный журнал*. – 2019. – № 8. – С. 88–96.
28. Матвеев А.И., Ширман Г.В. Исследование дезинтеграции высокоглинистых золотоносных песков в водо-воздушной среде после криогенной обработки // *Наука, техника и образование*. – 2020. – № 2 (66). – С. 63–66.
29. Рожков А.В. Внедрение эффективной технологии обогащения высокоглинистых золотоносных песков на карьере «Индыглы» // *Аллея науки*. – 2018. – Т. 2. – № 5 (21). – С. 952–956.
30. Макаров В.А., Самородский П.Н. Актуальные вопросы оценки и освоения техногенных месторождений золота // *Золото и технологии*. – 2018. – № 4. – С. 72–90.
31. Снетков В.И., Тальгамер Б.Л. Проблемы оценки и разработки техногенных запасов дражных полигонов // *ФТПРПИ*. – 2014. – № 1. – С. 111–118.
32. Rydstedot A.U.P. Alluvial gold mining in Antioquia, Colombia // *The mining Engineer*. – 1987. – № 2. – P. 549–555.
33. Jonson K., Mackenzie A. Gold dredging in the Klondike and number 4 Proceedings // *Annual Conference – Canadian Society for Civil Engineering*. – 2012. – № 1. – P. 211–220.
34. Меледин И.В. Практические результаты по промывке техногенных отвалов прошлых лет в долине реки Хомолхо // *Золотодобыча*. – 2010. – № 137. – С. 23–26.
35. Пятаков В.Г., Гурулев В.С. Техногенные россыпи – существенный резерв для золотодобычи // *Золотодобыча*. – 2009. – № 130. – С. 4–6.
36. Тальгамер Б.Л., Тютрин С.Г., Ершов В.А. Состояние и перспективы дражной золотодобычи в Иркутской области // *Золотодобыча*. – 2016. – № 12 (217). – С. 11–14.
37. Справочник по разработке россыпей / В.П. Березин, В.Г. Лешков, Л.П. Мацуев, С.В. Потемкин. – М.: Недра, 1973. – 592 с.
38. Подземная разработка россыпных месторождений Якутии / В.А. Шерстов, В.Н. Скуба, К.И. Лубий, К.Н. Костромитинов. – Якутск: Кн. изд-во, 1981. – 186 с.
39. Власов А.С. К вопросу достоверности результатов буровой разведки // *Колыма*. – 1966. – № 2. – С. 31–35.

Поступила: 08.09.2022 г.

Дата рецензирования: 21.10.2022 г.

Информация об авторах

Мурзин Н.В., кандидат технических наук, доцент кафедры разработки месторождений полезных ископаемых Иркутского национального исследовательского технического университета.

Тальгамер Б.Л., доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой разработки месторождений полезных ископаемых Иркутского национального исследовательского технического университета.

UDC 622.271.5

ANALYSIS OF THE STRUCTURE OF TECHNOGENIC PLACERS AND EVALUATION OF THEIR DEVELOPMENT EXPERIENCE

Nikolay V. Murzin¹,
murzinnv@istu.edu

Boris L. Talgamer¹,
talgamer@istu.edu

¹ Irkutsk National Research State Technical University,
83, Lermontov street, Irkutsk, 664074, Russia.

The relevance. Exploitation of technogenic placer deposits has been carried out for more than a hundred years. At the same time, the experience of developing such deposits is very ambiguous: a significant number of deposits are successfully exploited with profitability at the level of mining a whole field, and some only bring losses. At the same time, a number of specific features were identified, primarily related to the heterogeneity of the developed face, inherent in technogenic placers. Due to the fact that currently there is a depletion of the mineral resource base of placer gold mining, and the main reserve for its replenishment are man-made deposits, work on generalizing the experience of their operation is very relevant.

The main aim: to analyze the structure and causes of the formation of technogenic placer deposits, as well as summarize the experience of their development.

Objects: technogenic placer deposits.

Methods: analysis of literary sources, data of technical projects, as well as experience of enterprises engaged in the re-development of placers.

Results. General assessment of the dynamics of the mineral resource base of placer deposits is given. The prospect of development of technogenic formations in placer deposits is substantiated and the factors contributing to this are indicated. According to the research of specialists and the experience of mining enterprises, an assessment of the losses of minerals and valuable components during the development of placers in various ways is given. The analysis of the structure of technogenic reserves is made taking into account the technology of primary placer development. The most promising technogenic formations for involvement in operation are given. Examples of positive and negative experience in the development of technogenic placers are presented. The reasons hindering the development of re-development of placer deposits are noted.

Ключевые слова:

placers, loss of valuable components, re-development, technogenic deposits, structure of technogenic placers.

REFERENCES

1. Frolova Yu.K. Prichiny vozniknoveniya i perspektivy ispolzovaniya tekhnogennykh mestorozhdeniy [Causes of occurrence and prospects for the use of technogenic deposits]. *Mining informational analytical bulletin*, 2007, no. 7, pp. 24–32.
2. Bochkov V.S., Bochkova K.V. Development of technogenic deposits for the construction industry. *Construction and road building machinery*, 2021, no. 5, pp. 43–48. In Rus.
3. Kostromin M.V., Panina Yu.T. Ways of solving the problems of rational nature management in the areas of alluvial deposits development. *IOP conf. ser. Earth Environ. Sci.*, 2022, vol. 962, Iss. 1, 012053. DOI: 10.1088/1755-1315/962/1/012053
4. De Carvalho F.A., Nobre J.N.P., Cambraia R.P. Quartz mining waste for concrete production: environment and public health. *Sustainability (Switzerland)*, 2022, vol. 14, Iss. 1, 389. DOI: 10.3390/su14010389
5. Kasisz S., Kibort K., Mioduska J. Waste management in the mining industry of metals ores, coal, oil and natural gas – a review. *Journal of Environmental Management*, 2022, vol. 304, 114239. DOI: 10.1016/j.jenvman.2021.114239
6. Mirzekhanov G.S., Mirzekhanova Z.G. Forward appraisal of potential gold content of dredge and sluice tailings dumps at placers in Russia's Far East. *Journal of Mining Science*, 2020, vol. 56, no. 1, pp. 259–267. DOI: 10.1134/S1062739120026733
7. Talgamer B.L., Dudinskiy F.V., Murzin N.V. Assessment of conditions and experience of technogenic placer dredging. *IOP conf. ser.: Earth Environ. Sci.*, 2020, vol. 408, 012065. DOI: 10.1088/1755-1315/4088/1/012065
8. Chemezov V.V., Talgamer B.L. *Tekhnogennyye rossypi (obrazovanie, otsenka i ekspluatatsiya): monografiya* [Technogenic placers (formation, assessment and operation): monography]. Irkutsk, ISTU Publ., 2013. 239 p.
9. Istratova K. Rossiiskie zolotyie zapasy: mify i realnost [Russian gold reserves: myths and reality]. *Extractive industry*, 2019, no. 4 (16), pp. 158–164.
10. Bannerman B.G., Bodensteiner R.M.S., Rawhouser A.K. The Chemistry of Sub-Alpine Streams in Mined Regions of the North Cascades Range. *Water, Air and Soil Pollution*, 2019, vol. 230, 143. DOI: 10.1007/s11270-019-4195-9.
11. Verimurugan E., Shruti V.C., Jonathan M.P. Comprehensive study on metal contents and their ecological risks in beach sediments of KwaZulu-Natal province, South Africa. *Marine Pollution Bulletin*, 2019, vol. 149, 110555. DOI: 10.1016/j.marpolbul.2019.110555
12. Kostromin M.V., Yakimov A.A. Industrial technology facilitation for the dredging of highland placers. *IOP conf. ser.: Earth Environ. Sci.*, 2021, vol. 666, 022031. DOI: 10.1088/1755-1315/666/2/022031
13. Peterev A.P. Transformation of permafrost ecosystems under diamond placer mining. *Gornyy Zhurnal*, 2016, vol. 9, pp. 104–107. DOI: 10.17580/gzh.2016.09.21
14. Zamana L.V., Vaknina I.L. The impact of the placer gold mining in Eastern Transbaikalia (Russia) on the environment components of river valleys in the Amur River basin. *IOP conf. ser. Earth Environ. Sci.*, 2022, vol. 962, Iss. 1, 012043. DOI: 10.1088/1755-1315/962/1/012043
15. Moshunskiy V., Malanchuk Z., Tsymbaliuk V., Malanchuk L., Zhomyruk R., Vasylichuk O. Research into the process of storage and recycling technogenic phosphogypsum placers. *Mining and mineral deposits*, 2020, vol. 14 (2), pp. 95–102. DOI: 10.33271/mining14.02.095
16. Levchenko E.N., Grigoreva A.V. Typomorphic and process-related features of associated gold in complex placer deposits. *Obogashenie Rud*, 2021, Iss. 3, pp. 24–32. DOI: 10.17580/or.2021.03.05

17. Hrinchenko O., Yushin O. Potential of mining waste recycling in Ukraine. *Monitoring 2019 Conference – Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment*. Kyiv, 2019. 160684.
18. Litvintsev V.S., Usikov V.I., Ozaryan Yu.A., Alekseev V.S. Remote sensing of the Earth as a part of research of assessing the volume of technogenic raw and the environmental situation during the exploitation of placers. *Georesursy*, 2021, vol. 23, Iss. 4, pp. 116–123. DOI: 10.18599/GRS.2021.4.13
19. Evdokimov S.I., Gerasimenko T.E., Dmitrak Y.V., Baymatov K.K. Organizational mechanisms and technology development of placer gold mining waste. *Sustainable Development of Mountain Territories*, 2020, vol. 12, Iss. 1, pp. 116–127. DOI: 10.21177/1998-4502-2020-12-1-116-127
20. Bykhovskiy L.Z., Gurvich S.I., Patyk-Kara N.G., Flerov I.B. *Geologicheskie kriterii poiskov rossypey* [Geological criteria for placer searches]. Moscow, Nedra Publ., 1981. 253 P.
21. Trubetskoi K.N., Umanets V.N., Nikitin M.B. Klassifikatsiya tekhnogennykh mestorozhdeniy [Classification of technogenic placers]. *Mining Journal*, 1989, no. 12, pp. 6–9.
22. Shilo N.A. *Uchenie o rossypyakh* [The doctrine of placers]. Moscow, Academy of mining science Publ., 2000. 632 p.
23. Prudnikov S.G., Khertek Ch.M. Otsenka resursov tekhnogennykh obrazovaniy otrabotannoy rossypi zolota Maly Algiyak (Tuva) [Assessment of the resources of technogenic formations of the spent placer of gold Maly Algiyak (Tuva)]. *Successes of modern natural science*, 2018, no. 2, pp. 129–133.
24. Le Barge W.P., Welsh C.S. *Yukon Placer Mining Industry 2003–2006: Placer Report paper*. Whitehorse, Yukon Geological Survey, 2007. 246 p.
25. Litvintsev V.S. O resursnom potentsiale tekhnogennykh rossipnykh mestorozhdeniy [About the resource potential of technogenic gold deposits]. *FTPRPI*, 2013, no. 1, pp. 118–126.
26. Murzin N.V., Talgamer B.L. To the systematization of technogenic placers. *Ratsionalnoe osvoenie nedr*, 2021, no. 2, pp. 18–23. DOI: 10.26121/RON.2021.29.40.002. In Rus.
27. Semenov A.N., Seryi R.S. Hard-to-wash sand disintegration investigation in gold placers. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh zavedenii. Gorniy Zhurnal*, 2019, no. 8, pp. 88–96. In Rus.
28. Matveev A.I., Shirman G.V. Research of disintegration of high clay sands in a water–air condition after cryogenic processing. *Nauka, tekhnika i obrazovanie*, 2020, no. 2 (66), pp. 63–66. In Rus.
29. Rojkov A.V. Introduction of an effective technology for the enrichment of high-clay gold-bearing sands at the Indgly quarry. *Alleya nauki*, 2018, Iss. 2, no. 5 (21), pp. 952–956. In Rus.
30. Makarov V.A., Samorodskiy P.N. Aktualnye voprosy otsenki i osvoeniya tekhnogennykh mestorozhdeniy zolota [Current issues of assessment and development of technogenic gold deposits]. *Zoloto i tekhnologii*, 2018, no. 4, pp. 72–90.
31. Snetkov V.I., Talgamer B.L. Problemy otsenki pri razrabotke tekhnogennykh zapasov dragnykh polygonov [Problems of assessment and development of technogenic reserves of dredging landfills]. *FTPRPI*, 2014, no. 1, pp. 111–118.
32. Rydnestod A.U.P. Alluvial gold mining in Antioquia, Colombia. *The mining Engineer*, 1987, no. 2 pp. 549–555.
33. Jonson K., Mackenzie A. Gold dredging in the Klondike and number 4 Proceedings. *Annual Conference – Canadian Society for Civil Engineering*, 2012, no. 1, pp. 211–220.
34. Meledin I.V. Prakticheskie rezultaty po promyvke tekhnogennykh otvalov proshlykh let v doline reki Khomolkho [Practical results on the washing of technogenic dumps of the past years in the valley of the Homolkho River]. *Zolotodobycha*, 2010, no. 137, pp. 23–26.
35. Pyatakov V.G., Gurulev V.S. Tekhnogennie rossipi – suschestvenniy rezerv dlya zolotodobychi [Technogenic placers are a significant reserve for gold mining]. *Zolotodobycha*, 2009, no. 130, pp. 4–6.
36. Talgamer B.L., Tyutrin S.G., Ershov V.A. Sostoyanie i perspektivy drazhnoy zolotodobychi v Irkutskoy oblasti [The state and prospects of precious gold mining in the Irkutsk region]. *Zolotodobycha*, 2016, no. 12 (217), pp. 11–14.
37. Berezin V.P., Leshkov V.G., Matsuev L.P., Potemkin S.V. *Spravochnik po razrabotke rossypey* [Guide to the development of placers]. Moscow, Nedra Publ., 1973. 592 P.
38. Sherstov V.A., Skuba V.N., Lubyi K.I., Kostromitinov K.N. *Podzemnaya razrabotka rossypnykh mestorozhdeniy Yakutii* [Underground development of placer deposits of Yakutia]. Yakutsk, Knizhnoe izdatelstvo, 1981. 186 p.
39. Vlasov A.S. K voprosu dostovernosti rezultatov burovoy razvedki [On the issue of reliability of drilling exploration results]. *Kolyma*, 1966, no. 2, pp. 31–35.

Received: 8 September 2022.

Reviewed: 21 October 2022.

Information about the authors

Nikolay V. Murzin, Cand. Sc., associate professor, Irkutsk National Research Technical University.

Boris L. Talgamer, Dr. Sc., professor, Irkutsk National Research Technical University.

УДК 622.276

СКВАЖИННАЯ ИНТЕРФЕРЕНЦИЯ КАК МЕТОД АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ НА КАРБОНАТНОМ ТИПЕ КОЛЛЕКТОРА

Архипов Александр Сергеевич¹,
xD_59@mail.ru

Кузьмин Максим Игоревич¹,
Kuzmin.MI@gazpromnft-ntc.ru

¹ Санкт-Петербургский горный университет,
Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, 21-я лин. В.О., 2.

Актуальность исследования подтверждается низкой степенью извлечения запасов нефти, сосредоточенных в карбонатных коллекторах трещинно-порового типа. Несмотря на значительные уровни компенсации отбора жидкости закачкой, энергетическое состояние представленных залежей находится в неудовлетворительном состоянии. Одним из самых распространенных методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях является заводнение пластов. Существующие методы заводнения позволяют достигать уровня коэффициента извлечения нефти не более 0,3. Актуальным и важным является повышение эффективности разработки таких активов в условиях неэффективной системы заводнения, высокой геолого-стратиграфической неоднородности и низких фильтрационно-емкостных свойств. Применение методов математической статистики относительно оценки эффективности системы заводнения на сегодняшний день нашло отклик в работах многих ученых и является убедительной альтернативой для их внедрения в общий процесс повышения качества работ и принимаемых решений.

Цель: определить время отклика реакции добычи жидкости на закачку агента. На основании рассчитанных значений установить характер гидродинамической связи и оценить интерференцию между элементами системы заводнения.

Объекты: трещиноватые карбонатные коллектора.

Методы: интерпретация и обособление промыслово-геофизических и гидродинамических исследований; компьютерное моделирование с использованием модуля Saphig прикладного обеспечения (Карра); математическое моделирование по средствам ранговой корреляции Спирмена и Кендалла.

Результаты. Использование методов математической статистики позволило установить характер скважинной интерференции между элементами системы заводнения. Рассчитанные значения времени отклика реакции добычи жидкости на закачку агента позволили повысить сходимость результатов. Для повышения качества принятых решений по оптимизационной деятельности на залежи было предложено наложить показатели скважинной интерференции на карту сейсмофациальных зон. Представленный набор методов позволяет комплексно оценить эффективность системы заводнения при ее анализе на карбонатном типе коллектора.

Ключевые слова:

Система заводнения, сложнопостроенный карбонатный коллектор, поддержание пластового давления, текущая компенсация, энергетическое состояние залежи, методы математической статистики, ранговая корреляция.

Введение

Извлечение нефти из трещиноватых коллекторов контролируется взаимодействием между закачиваемой водой и нефтью/породой, которая зависит от разности в смачиваемости породы и фильтруемого двухфазного потока, химических и физических свойств всех компонентов трехфазной смеси, геометрии трещины, распространения трещиноватости и соотношения проницаемости и проводимости трещины [1, 2].

На завершающих стадиях разработки месторождений, приуроченных к коллекторам трещинно-порового типа, возникают проблемы, связанные с резким снижением пластовых давлений. Энергетическое состояние залежи падает, следовательно, падает и добыча нефти, тогда широкое применение находит система заводнения, которая внедряется для повышения уровней извлекаемых углеводородов из залежи.

Заводнение трещиноватых коллекторов привлекло много внимания в последние десятилетия. Исследованиями в этой области занимались признанные международным сообществом авторы, они изучали проблемы моделирования таких залежей [3–5].

В однородных коллекторах заводнение способствует получению дополнительной добычи, но в большинстве случаев этот идеальный сценарий встречается редко. Одним из важных факторов снижения рентабельности производства с внедрением системы заводнения является неоднородность коллектора, а другим ключевым фактором, который оказывает еще большее влияние на эффективность добычи, является наличие естественных трещин [6, 7].

Предполагается, что при заводнении трещиноватых коллекторов трещина действует как высокопроницаемый канал связи. На практике встречается ситуация, когда большая часть воды проходит только через трещины и не вытесняет нефть из блоков матрицы [8].

В последнее время в коллекторах со сложными сетями трещин распределение давления не может описать сложность сети трещин и траекторий потока жидкости. Для количественной оценки различных сценариев затопления и лучшего управления характеристиками пласта при заводнении, а также для понимания траектории потока жидкости и перемещения воды внутри рассматриваемой залежи необходимо рассчитывать время отклика добычи жидкости на за-

качку агента с целью определения того, какое влияние оказывают друг на друга скважины [9, 10].

Определение взаимного влияния скважин необходимо для анализа эффективности и оптимизации выбранной системы заводнения. При моделировании поведения реакции добывающих скважин на закачку с линии поддержания пластового давления стараются создать такую систему скважинного взаимодействия, которая способствовала бы наиболее эффективной добыче флюидов. В этой связи одним из важных условий полноценной выработки запасов по залежи является отсутствие «мертвых» зон между добывающими скважинами.

Таким образом, для выполнения мониторинга и разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах требуется производить грамотное распределение объемов закачиваемого агента.

Методы определения скважинной интерференции делятся на две основные группы – теоретические и экспериментальные. К экспериментальной группе относятся наиболее информативные методы, позволяющие определить распределение закачиваемой в пласт воды, а также производить симуляцию фильтрационных потоков в различных симуляторах – трассерные исследования и гидропрослушивание [11–13].

Теоретические методы разделяются между собой по способу визуализации полученной информации. В первом приближении используются системы, не требующие построения сложных фильтрационных моделей. Они основаны лишь на оценке текущих показателей работы скважины.

Так, в работе [14] описывается результат исследования интерференции добывающих скважин на трещиноватом участке нефтегазового месторождения Тенгиз. Авторы подтверждают предположение о том, что связь между скважинами прослеживается на значительном удалении друг от друга.

Анализ эффективности системы заводнения

Система заводнения, применяемая на исследуемом объекте, внутриконтурная в сочетании с приконтурной (рис. 1). На залежи наблюдаются участки, где закачиваемый агент прорывается по высокопроницаемым пропласткам, при этом низкопроницаемые пропластки вовлекаются в разработку неравномерно, что зачастую вызывает нерациональное увеличение объемов закачиваемой воды, о чем свидетельствует значение текущих компенсаций по нагнетательным скважинам №№ 400, 408, 421, установившихся на уровне более 160 %. Данный факт свидетельствует об неэффективном использовании энергии на залежи (табл. 1).

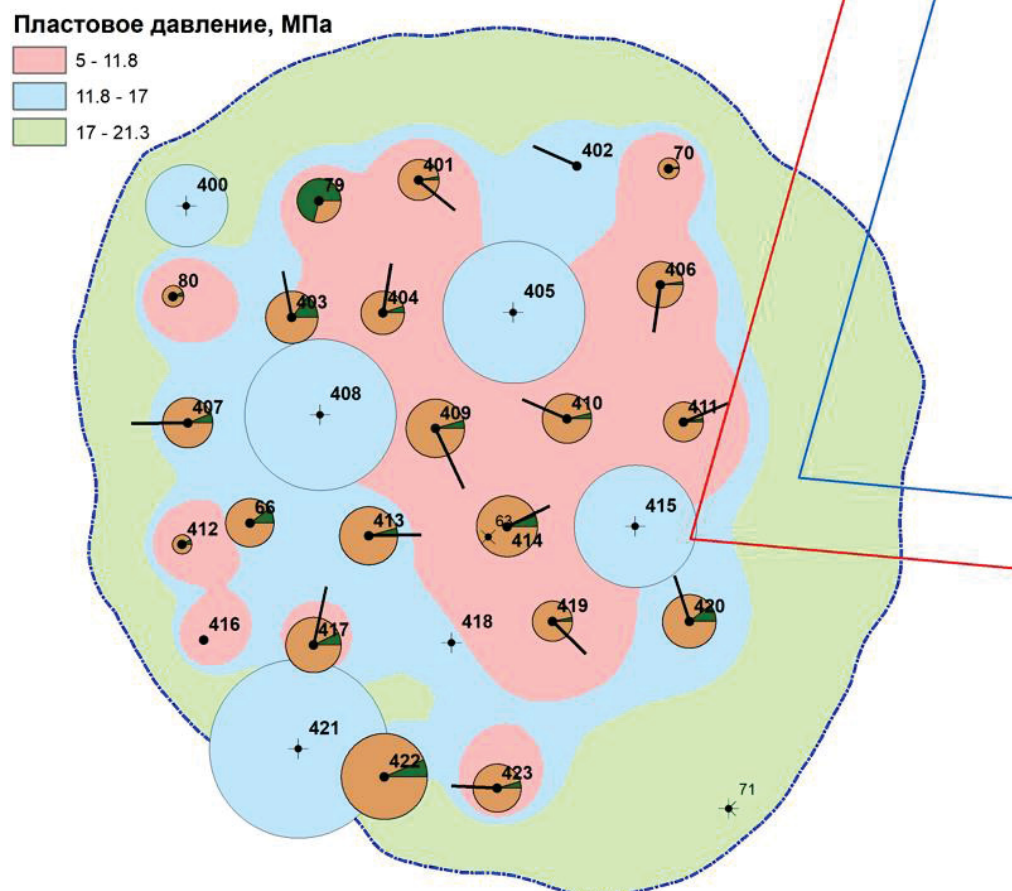


Рис. 1. Карта текущего пластового давления по залежи
Fig. 1. Map of the current reservoir pressure for the deposit

Таблица 1. Текущие уровни компенсации по нагнетательным скважинам

Table 1. Current compensation levels for injection wells

№ нагнетательной скважины Injection well no.	№ добывающей скважины Producing well no.	Закачка текущая, м ³ /сут Current injection, m ³ /day	Закачка накопленная, м ³ Accumulated injection, m ³	Дебит жидкости, м ³ /сут Fluid flow rate, m ³ /day	Накопленная добыча жидкости, м ³ Accumulated liquid extraction, m ³	Компенсация текущая, % Current compensation, %	Компенсация накопленная, % Accumulated compensation, %
400	79, 80, 403	27,0	279447,0	16,6	206232,7	163,1	135,5
405	401, 402, 404, 406, 409, 410	49,0	272934,0	65,1	480357,8	75,3	56,8
408	66, 403, 404, 407, 409, 413	148,0	465692,0	75,3	583674,4	196,6	79,8
415	410, 411, 414, 419, 420	9,0	78196,0	56,0	358417,1	16,1	21,8
421	416, 417, 422	75,0	541590,0	42,3	233631,2	177,3	231,8

Энергетическое состояние залежи оценивается как неудовлетворительное, текущие уровни пластового давления в зонах отбора скважин по залежи составляют 8,6 МПа, что ниже давления насыщения нефти газом, равного 11,87 МПа.

Все представленные факторы свидетельствуют о неэффективной системе заводнения на объекте [16].

Причиной невыполнения планов по добыче жидкости может служить ограниченная гидродинамическая связь между добывающими и нагнетательными скважинами в условиях сложно построенного карбонатного коллектора, а также низкие фильтрационно-емкостные свойства (проницаемость 22 мД, пористость 0,11 д. ед), высокая расчлененность (9,8 д. ед), а также наличие вертикальной трещиноватости в сейсмофициальной зоне биогемно-внутририфово-шлейфовых известняков [15].

Расчет времени задержки реакции добычи жидкости на закачку агента

При прогнозировании распределения нагнетаемого агента по объекту учитывается значение времени задержки реакции темпов добычи на темпы закачки. Это значение определяется пьезопроводностью пласта и средним расстоянием между добывающими и

нагнетательными скважинами по следующей формуле [17]:

$$\Delta t = \frac{(L/0,038)^2 \cdot \varphi \cdot \mu_{ef} \cdot c_t}{k}, \text{ ч,}$$

где L – среднее расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами в элементе системы заводнения, м; φ – средняя пористость пласта, д. ед.; μ_{ef} – эффективная вязкость жидкости (зависит от обводненности жидкости в пластовых условиях, относительной водопроницаемости, вязкости нефти и воды), сПз; c_t – общая сжимаемость (зависит от средних значений насыщенности, нефти, воды, сжимаемости горных пород, которые корректируются на каждом временном шаге в соответствии с пластовым давлением), атм⁻¹; k – средняя проницаемость пласта по блоку, мД.

Основные параметры, используемые в формуле, берутся из гидродинамических исследований скважин, интерпретация которых проводилась с помощью модуля Saphir программного обеспечения КАРРА. Параметр показывает, как быстро вода, поступающая из нагнетательных скважин, дойдет до добывающих скважин соответственно.

Рассмотрим представленный параметр по группам скважин, характеризующихся высокими уровнями текущей компенсации (табл. 2).

Таблица 2. Входные данные для расчета времени задержки реакции добычи на закачку

Table 2. Input data for calculating the delay time of the extraction reaction to the injection

Воздействующая скважина Impacting well	400			408				421			
	№ скважины/Well no.	79	80	403	66	404	407	409	413	414	417
m , д. ед./u. fr.	0,085	0,106	0,11	0,085	0,14	0,09	0,092	0,114	0,127	0,09	0,13
μ_{ef} , сПз/сPс	11,61	4,04	9,69	4,04	4,04	4,04	4,04	4,04	4,04	4,04	5,56
$c_t \cdot 10^3$, атм ⁻¹ /атм ⁻¹	15	16	10	16	15	16	16	15	15	16	14
k , мД/mD	20,6	6,6	63,2	11,2	87,3	44,4	58,6	24,5	25,8	249,4	51,7
Δt , часов/hours	2407,5	3443,6	794,9	1683,4	327,4	445,2	343,7	983,6	1322,1	79,3	658,0

Из представленной таблицы видно, что наилучшее перераспределение давления в пласте, характеризующиеся наименьшим временем отклика (до 450 часов), происходит в направлении скважин №№ 417, 404, 403, 409.

Однако, несмотря на высокие уровни закачки и быстрое время продвижения закачиваемого агента к забоям добывающих скважин, пластовое давление в центральной части залежи поддерживается на низком уровне, при этом уровни компенсации очень высокие.

Для определения источника проблем и применения наиболее аргументированного подхода к оптимизации системы поддержания пластового давления требуется привлечение дополнительной информации, а именно: гидропрослушивание пластов, трассерные исследования, специальные методы геофизических исследований FMI, MCI, MDT [18, 19].

Так как данные методы зачастую требуют остановки скважин или являются дорогостоящими [20], важной задачей для оценки наличия связи между

скважинами является внедрение в нефтегазовую практику методов математической статистики.

Применение методов ранговой корреляции для оценки характера гидродинамической связи скважин

Для принятия решения по дальнейшему совершенствованию системы заводнения необходимо провести детальный факторный анализ характера гидродинамической связи между скважинами действующего фонда.

Для определения степени интерференционной зависимости рассмотрим известные методы математической статистики, среди которых выделяются ранговая корреляция Спирмена и Кендалла. Данные подходы

позволяют оценить силу корреляционной связи и ее направление для любого количества входных данных за рассматриваемый промежуток времени [21].

Методы ранговой корреляции уже применялись для оценки гидродинамической связи между элементами системы заводнения [22, 23]. Однако авторы исследования принимали условный сдвиг времени влияния закачиваемого агента на добывающую скважину, что приводило к маленькой сходимости результатов.

В ходе исследования удалось учесть представленный сдвиг – это тот временной показатель, на который импульс добычи отстает от даты реализации закачки воды (табл. 3).

Таблица 3. Смещение временного ряда из-за влияния задержки добычи жидкости на закачку агента

Table 3. Displacement of the time series due to the effect of the delay in liquid extraction on the injection of the agent

Воздействующая скважина Impacting well	400			408					421		
№ скважины/Well no.	79	80	403	66	404	407	409	413	414	417	422
Δt , суток/day	100,3	143,5	33,1	70,1	13,6	18,6	14,3	41	55,1	3,3	27,4

Порядок выполнения шагов для расчета ранговой корреляции выглядит следующим образом: пусть признак X – приемистость нагнетательной скважины ($\text{м}^3/\text{сут}$), фактор Y – дебит жидкости добывающей скважины ($\text{м}^3/\text{сут}$). Признаку Y и фактору X присваиваются ранги. Произведем наглядный расчет для группы скважин, характеризующихся минимальным временем отклика (нагнетательная № 421 и добывающая 417). Полученные результаты проиллюстрированы в табл. 4.

Таблица 4. Ранговая корреляция Спирмена по скважинам №№ 421, 417

Table 4. Spearman's rank correlation for wells no. 421, 417

n	X , $\text{м}^3/\text{сут}$ m^3/day	Y , $\text{м}^3/\text{сут}$ m^3/day	ранг X , R_x rank X , R_x	ранг Y , R_y rank Y , R_y	$(R_x - R_y)^2$
1	67	14,446	1	1	0
2	70	15,479	2	2	0
3	72	15,481	3,5	3	0,25
4	72	16,093	3,5	6	6,25
5	78	15,916	7	4	9
6	74	15,973	5	5	0
7	75	16,129	6	7	1
Σ					16,5

Таблица 5. Характеристика силы связи (шкала Чеддока)

Table 5. Characteristics of the bond strength (Cheddock scale)

Коэффициент корреляции Correlation coefficient	Характеристика связи Characteristics of the bond strength
$\rho < 0,1$	Связь практически отсутствует There is practically no bond
$0,101 < \rho < 0,3$	Слабая связь Weak bond
$0,301 < \rho < 0,5$	Умеренная связь Moderate bond
$0,501 < \rho < 0,7$	Связь средней силы Medium strength bond
$0,701 < \rho < 0,9$	Высокая связь High bond
$0,901 < \rho < 0,99$	Очень высокая связь Very high bond

Значение коэффициента ранговой корреляции Спирмена (ρ) ранжируются по шкале Чеддока [24], представленной в табл. 5, и определяются исходя из формулы:

$$\rho = 1 - 6 \cdot \frac{(R_x - R_y)^2}{n^3 - n} = 1 - 6 \cdot \frac{16,5}{336} = 0,705.$$

Таким образом, связь между скважиной 421 и 417 высокой силы, о чем свидетельствуют текущие уровни добычи, значение которых выше средних по действующему фонду.

Определим характер скважинной интерференции по всему действующему фонду скважин (табл. 6).

Стоит сказать, что значения ранговой корреляции Спирмена зачастую оказываются заниженными по разным причинам (остановка скважины, текущий и капитальный ремонт скважины, малый период исследования). Для проверки сходимости результатов наличия связи между элементами рассмотрим метод, предложенный Кендаллом.

Совокупность двух методов позволит с большей долей вероятности определить корректные взаимосвязи между исследуемыми параметрами.

Коэффициент корреляции Кендалла (τ) определяется разностью вероятностей совпадения и инверсии рангов. Методика позволяет работать только с натуральными рядами чисел.

В ряду Y справа от 1 расположено шесть рангов, превосходящих 1, следовательно, 1 породит в P слабое 6. Справа от 2 стоят пять рангов, превосходящих 2 (это 3, 6, 5, 7, 4), т. е. в P войдет 5 и т. д. В итоге $P=17$ (табл. 7).

Представленный коэффициент рассчитывается по точной формуле или по упрощенной:

$$\tau = \frac{P - Q}{0,5 \cdot N \cdot (N - 1)} = \frac{17 - 4}{0,5 \cdot 7 \cdot 6} = 0,619,$$

$$\tau = 1 - \frac{4 \cdot P}{N \cdot (N - 1)} = 1 - \frac{4 \cdot 17}{7 \cdot 6} = 0,619.$$

Таблица 6. Корреляционная связь между скважинами. Метод Спирмена

Table 6. Correlation bond between wells. Spearman's method

Нагнетательная скважина № Injecting well no.	Связь практически отсутствует There is practically no bond	Слабая связь Weak bond	Умеренная связь Moderate bond	Средняя связь Medium bond	Высокая связь High bond	Очень высокая связь Very high bond
400	414,80,66,70,406,407,412,417,423,404,409,401,420	–	422, 416	413,79	403,411,419	410
418	422, 414, 80, 403, 79, 411, 419, 412, 423, 404, 410, 420	413, 416, 409, 401	66, 407, 417	406, 70	–	–
408	422, 413, 416, 403, 79, 419, 410, 420	–	70, 406, 412, 423, 404	409	414, 80, 407, 417, 401	66
415	414, 80, 416, 403, 66, 70, 406, 407, 412, 417, 404, 409, 401	422, 423, 410, 420	79, 411	419	413	–
405	416, 403, 66, 70, 79, 411, 406, 407, 419, 417, 404, 410	414, 80, 409	423, 420	422, 413, 412	–	–
421	422, 413, 416, 403, 79, 411, 419, 404, 410	–	70, 406, 409, 420	80, 407, 412, 423	414, 66, 417, 401	–

Таблица 7. Ранговая корреляция Кендалла по скважинам №№ 421, 417

Table 7. Kendall rank correlation for wells no. 421, 417

n	X, м³/сут m³/day	Y, м³/сут m³/day	ранг X, R _x rank X, R _x	ранг Y, R _y rank Y, R _y	P	Q
1	67	14,446	1	1	6	0
2	70	15,479	2	2	5	0
3	72	15,481	3	3	4	0
4	72	16,093	4	6	1	2
5	78	15,916	5	5	1	1
6	74	15,973	6	7	0	1
7	75	16,129	7	4	0	0
Σ					17	4

Для опровержения гипотезы о равенстве нулю генерального коэффициента корреляции Кендалла при уровне значимости α конкурирующей гипотезы $H_1 (\tau \neq 0)$ необходимо вычислить критическую точку по формуле:

$$T_{кр} = Z_{кр} \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot (2 \cdot n + 5)}{9 \cdot n \cdot (n - 1)}}$$

где n – общее количество элементов выборки; $Z_{кр}$ – критическое значение двусторонней области, которую определяют по значениям функции Лапласа:

По таблице Лапласа определяется $Z_{кр}=1,15$:

$$\Phi(Z_{кр}) = \frac{1-\alpha}{2} = \frac{1-0,25}{2} = 0,375.$$

Так как мы работаем с «шумными» данными, уровень значимости будет определяться значением 0,25.

- Если $|\tau| < T_{кр}$, гипотеза не отвергается. В данном случае корреляционная связь между признаками незначима.
- Если $|\tau| > T_{кр}$, гипотеза отвергается. Между признаками наблюдается значимая корреляционная связь. Найдем критическую точку $z_{кр}$.

Значение критической точки по формуле равняется:

$$T_{кр} = 1,15 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot (7+5)}{9 \cdot 7 \cdot (7-1)}} = 0,37.$$

Так как $|\tau| > T_{кр}$, отвергаем нулевую гипотезу; ранговая корреляционная связь между оценками по двум тестам статистически значима.

Проведем расчет значимости связи по действующему фонду скважин (табл. 8).

Таблица 8. Корреляционная связь между скважинами. Метод Кендалла

Table 8. Correlation bond between wells. The Kendall method

№ нагнетательной скважины Injecting well no.	Незначимая связь Insignificant bond	Значимая связь Meaningful bond
400	422, 414, 80, 66, 70, 406, 407, 412, 417, 423, 404, 409, 401, 420	413, 416, 403, 79, 411, 419, 410
418	66, 407, 417, 413, 416, 409, 401, 422, 414, 80, 403, 79, 411, 419, 412, 423, 404, 410, 420	70, 406
408	70, 406, 412, 423, 404, 422, 413, 416, 403, 79, 419, 410, 420	414, 80, 66, 407, 417, 409, 401
415	414, 80, 416, 403, 66, 70, 406, 407, 412, 417, 404, 409, 401, 422, 423, 410, 420, 79, 411	413, 419
405	416, 403, 66, 70, 79, 411, 406, 407, 419, 417, 404, 410, 414, 80, 409, 423, 420	422, 413, 412
421	422, 413, 416, 403, 79, 411, 419, 404, 410, 70, 406, 409, 420	414, 80, 66, 407, 412, 417, 423, 401

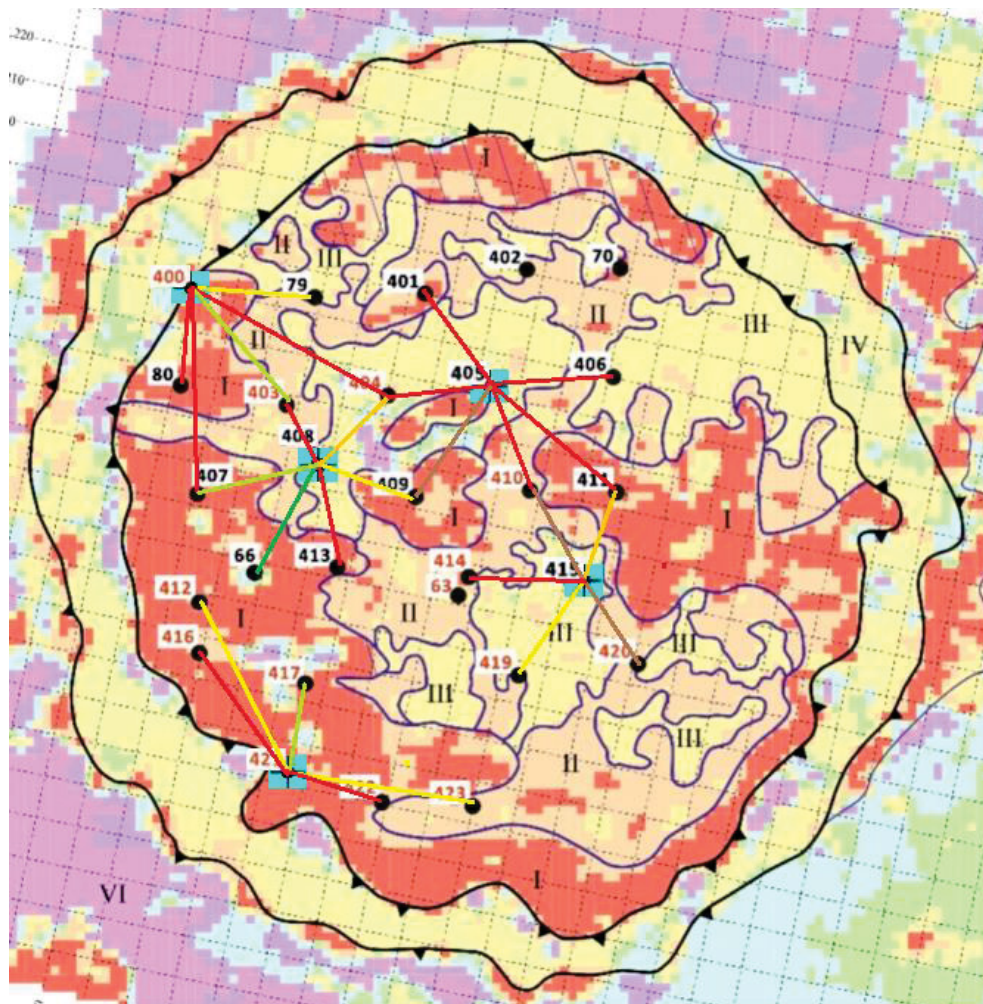
Таким образом, сравнивая результаты корреляционной связи, можно прийти к выводу о том, что использование методик оценки интерференционной связи позволяет оценить характер связи между элементами системы заводнения. Граница значимости проходит при значениях «средней связи» в методе Спирмена при значениях $0,501 < \rho < 0,7$.

Результаты определения корреляционных связей подтверждают полученные ранее выводы о неэффективности системы заводнения. При этом прослеживается тенденция взаимодействия скважин, находящихся удаленно друг от друга.

Для комплексной оценки эффективности системы заводнения и выработки обоснованных рекомендаций по оптимизации добычи нефти на действующем фонде скважин необходимо учитывать характер связи между элементами системы заводнения. В работе [15] приводится карта сейсмофациальных зон с выявлением участков распространения трещиноватости. Совместив эту карту с характером связи в системе добы-

вающая скважина – нагнетательная скважина (рис. 2), представляется возможным выявить скважины-кандидаты для оптимизационной деятельности. Так, в направлениях фильтрации скважин, где связь практически отсутствует, необходимо проводить мероприятия по повышению нефтеотдачи пластов.

Таковыми мероприятиями могут выступать кислотный гидроразрыв пласта для повышения сообщаемости скважин или перевод низкодебитной добывающей скважины под нагнетание с целью улучшения текущего энергетического состояния, а также повышение выработки запасов из «застойных» зон, неохваченных процессом дренирования.



Условные обозначения/Map symbols:

- 79 ● – Поровый тип коллектора/Porous reservoir rock
- 410 ● – Трещинный тип коллектора/Fractured reservoir type
- (red) – Связь практически отсутствует/There is practically no bond
- (brown) – Слабая связь/Weak bond
- (orange) – Умеренная связь/Moderate bond
- (yellow) – Средняя связь/Medium bond
- (green) – Высокая связь/High bond
- (dark green) – Очень высокая связь/Very high bond

Рис. 2. Карта сейсмофациальных зон с наложением силы связи между элементами системы заводнения

Fig. 2. Map of seismofacial zones with the superimposition of the coupling force between the elements of the flooding system

Заключение

Целью работы было обосновать применимость методов математической статистики для анализа системы заводнения. В качестве объекта для проведения исследований была выбрана залежь, приуроченная к трещинно-поровому типу карбонатного коллектора.

В ходе выполнения работы удалось исследовать скважины, расположенные в зонах с пониженным пластовым давлением. Высокие давления нагнетания и уровни компенсации, находящиеся по отдельным скважинам на уровне 200 %, не позволяют удерживать начальное пластовое давление в зонах установленного отбора.

Было выявлено, что в карбонатных залежах прослеживается неравномерная гидродинамическая связь, приходящаяся на зоны дренирования по всей залежи.

При последующей разработке объекта может произойти скачкообразный переход, наблюдаемый на кривой обводненности, так как флюид будет поступать на забои скважин по высокопроницаемым промывным каналам.

Таким образом, все представленные факторы свидетельствуют о сложных фильтрационных потоках по системе трещин, что вызывает образование большого количества застойных зон с невыработанными запасами.

Совмещение результатов оценки скважинной интерференции между элементами системы заводнения

с картой сейсмофациальных зон, определяющей распространение характера трещиноватости по залежи, позволяет более обоснованно принимать решения по оптимизационной деятельности на залежи.

В дальнейших исследованиях необходимо провести моделирование закачки трассеров на представленном объекте с целью выявления нагнетательных скважин, обладающих наименьшей эффективностью, а также подтвердить ограниченную связь между добывающими и нагнетательными скважинами по средствам построения таблиц дренирования. Для повышения привлекательности активов для компаний-недропользователя предполагается выполнить многовариантное моделирование предлагаемых мероприятий с целью оценки их эффективности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Tetteh J.T., Brady P.V., Ghahfarokhi R.B. Review of low salinity waterflooding in carbonate rocks: mechanisms, investigation techniques, and future directions // *Advances in Colloid and Interface Science*. – 2020. – V. 284. – 102253. DOI: 10.1016/j.cis.2020.102253.
2. Мартюшев Д.А. Совершенствование геолого-гидродинамической модели карбонатного нефтяного объекта путем учета параметра анизотропии проницаемости // *Записки Горного института*. – 2020. – Т. 243. – № 3. – P. 313–318. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.313.
3. Theories and practices of carbonate reservoirs development in China / Yang Li, Zhijiang Kang, Zhaojie Xue, Songqing Zheng // *Petroleum Exploration and Development*. – 2018. – V. 45. – № 4. – P. 712–722. DOI: 10.1016/S1876-3804(18)30074-0.
4. Production optimization for water flooding in fractured-vuggy carbonate reservoir – from laboratory physical model to reservoir operation / Bo Yang, Juan He, Dongliang Lyu, Hai Tang, Jianjun Zhang, Xiaobo Li, Jinzhou Zhao // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – V. 184. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106520.
5. Physical simulation of waterflooding development in large-scale fractured-vuggy reservoir considering filling characteristics / Yulong Zhao, Guang Lu, Liehui Zhang, Kun Yang, Xinhua Li, Jianxin Luo // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – V. 191. – 107328.
6. Application of orthogonal experiment method in foam flooding system composition and injection parameter optimization / Yiping Wen, Nanjun Lai, Zhaofeng Du, Feiyan Xu, Xiaobin Zhang, Lijuan Han, Lin Yuan // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – V. 204. – P. 1–17. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108663.
7. Martyushev D.A., Yurikov A. Evaluation of opening of fractures in the Logovskoye carbonate reservoir, Perm Krai, Russia // *Petroleum Research*. – 2021. – V. 6. – № 2. – P. 137–143. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2020.11.002.
8. Experimental study on lateral flooding for enhanced oil recovery in bottom-water reservoir with high water cut / Qing You, Quanyi Wen, Jichao Fang, Min Guo // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – V. 174. – P. 747–756.
9. Полякова Н.И., Максимова Ю.А., Зятиков П.Н. Комплексный подход к применению методов анализа эффективности системы заводнения нефтяных пластов // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2020. – Т. 331. – № 10. – С. 91–98. DOI: 10.18799/24131830/2020/10/2853.
10. Streamline tracing and applications in embedded discrete fracture models / Hongquan Chen, Tsubasa Onishi, Feyi Olalotiti-Lawal, Akhil Datta-Gupta // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – V. 188. – 106865. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106865.
11. A fast method of waterflooding performance forecast for large-scale thick carbonate reservoirs / Yong Li, Qi Zhang, Daigang Wang, Benbiao Song, Pengcheng Liu // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – V. 192. – 107227. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107227.
12. Xinmin Song, Yong Li. Optimum development options and strategies for water injection development of carbonate reservoirs in the Middle East // *Petroleum Exploration and Development*. – 2018. – V. 45. – № 4. – P. 723–734. DOI: 10.1016/S1876-3804(18)30075-2.
13. Inter-well interferences and their influencing factors during water flooding in fractured-vuggy carbonate reservoirs / Jing Wang, Wei Zhao, Huiqing Liu, Fangna Liu, Tuozheng Zhang, Liangbin Dou, Xinling Yang, Bo Li // *Petroleum Exploration and Development*. – 2020. – V. 47. – № 5. – P. 1062–1073. DOI: 10.1016/S1876-3804(20)60117-3.
14. The influence of pore structure on water flow in rocks from the Beibu Gulf oil field in China / R. Shen, X. Lei, H.K. Guo, H.T. Zhou, Q. Zhang, H.B. Li // *SOCAR Proceedings*. – 2017. – № 3. – P. 32–38. DOI: 10.5510/OGP20170300321.
15. Чалова П.О. Применение метода Уоррена–Рута для оценки трещиноватости карбонатных коллекторов (на примере турнефаменской залежи Шершневского месторождения) // *Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых*. – 2020. – Т. 1. – С. 143–147.
16. Анкудинов А.А., Ваганов Л.А., Сохошко С.К. Комплексный подход к анализу реализуемой системы заводнения и ее совершенствованию // *Нефтяное хозяйство*. – 2016. – № 8. – С. 48–51.
17. Cao F., Luo H., Lake L.W. Development of a fully coupled two phase flow-based Capacitance Resistance Model (CRM) // *Society of Petroleum Engineers*. – 2014. – April 12. – DOI: 10.2118/169485-MS.
18. Назарова Л.Н., Пятибратов П.В. Совершенствование технологии заводнения как метод управления разработкой и увеличения нефтеотдачи // *Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса*. – 2021. – № 1 (121). – С. 46–54. DOI: 10.33285/1999-6934-2021-1(121)-46-54.
19. Уточнение геолого-гидродинамической модели сложнопостроенной залежи нефти путем комплексного анализа данных / Н.Д. Козырев, А.А. Кочнев, А.Г. Менгалиев и др. // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2020. – Т. 331. – № 10. – С. 164–177. DOI: 10.18799/24131830/2020/10/2866.
20. Пономарева И.Н., Мартюшев Д.А., Черный К.А. Исследование взаимодействия между нагнетательными и добывающими скважинами на основе построения многоуровневых моделей // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2021. – Т. 332. – № 2. – С. 116–126. DOI: 10.18799/24131830/2021/02/3048.
21. Чудинова Д.Ю., Сиднев А.В. Геолого-технические мероприятия по контролю и регулированию разработки месторождений Когальмской группы на завершающей стадии // *Нефтегазовое дело*. – 2016. – № 1. – С. 119–137.
22. Симонов Н.А., Мордвинов В.А. Оценка эффективности системы заводнения карбонатных коллекторов с высоковязкой пластовой нефтью Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // *Нефтяная провинция*. – 2022. – Т. 29. – № 1. – С. 209–222. DOI: 10.25689/NP.2022.1.209-222.

23. Мартюшев Д.А. Экспресс-оценка взаимодействия между добывающими и нагнетательными скважинами на турнефаменской залежи озерного месторождения. // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15. – № 18. – С. 33–41.
24. Оптимизация системы заводнения в терригенных и карбонатных коллекторах / В.Е. Андреев, Д.Ю. Чудинова, А.П. Чижов, А.В. Чибисов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 4. – С. 42–53.

Поступила: 06.09.2022 г.

Дата рецензирования: 11.10.2022 г.

Информация об авторах

Архипов А.С., магистрант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт-Петербургского горного университета.

Кузьмин М.И., кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт-Петербургского горного университета.

UDC 622.276

INTERACTION OF WELLS AS A METHOD FOR ANALYZING THE EFFECTIVENESS OF A FLOODING SYSTEM ON A CARBONATE TYPE OF RESERVOIR

Alexander S. Arkhipov¹,
xD_59@mail.ru

Maxim I. Kuzmin¹,
Kuzmin.MI@gazpromnft-ntc.ru

¹ Saint Petersburg Mining University,
2, 21 line V.O., Saint Petersburg, 199106, Russia.

The relevance of the study is confirmed by the low degree of recovery of oil reserves concentrated in fractured-pore type carbonate reservoirs. Despite significant levels of compensation for liquid extraction by injection, the energy state of the deposits presented is in an unsatisfactory state. One of the most common methods of increasing oil recovery in the fields is flooding of reservoirs. The existing methods of flooding allow reaching the level of the oil recovery coefficient of no more than 0,3. It is relevant and important to increase the efficiency of the development of such assets in the conditions of an inefficient flooding system, high geological and stratigraphic heterogeneity and low filtration and capacitance properties. The use of mathematical statistics methods regarding the evaluation of the effectiveness of the flooding system has found a response in the works of many scientists today and is a convincing alternative for their implementation in the overall process of improving the quality of work and decisions made.

The main aim of the research is to determine the response time of the liquid extraction reaction to the injection of the agent; based on the calculated values, establish the nature of the hydrodynamic coupling and evaluate the interference between the elements of the flooding system.

Objects: fractured carbonate reservoirs.

Methods: interpretation and isolation of field-geophysical and hydrodynamic studies; computer modeling using the Saphir module of application software (Kappa); mathematical modeling by means of Spearman and Kendall rank correlation.

Results. The use of mathematical statistics methods made it possible to establish the nature of the downhole interference between the elements of the flooding system. The calculated values of the response time of the liquid extraction reaction to the injection of the agent made it possible to increase the convergence of the results. To improve the quality of decision-making on optimization activities for deposits, it was proposed to impose indicators of borehole interference on the map of seismic facies zones. The presented set of methods makes it possible to comprehensively assess the effectiveness of the flooding system when analyzing it on a carbonate type of reservoir.

Key words:

Flooding system, complex carbonate reservoir, reservoir pressure maintenance, current compensation, energy state of the deposit, methods of mathematical statistics, rank correlation.

REFERENCES

1. Tetteh J.T., Brady P.V., Ghahfarokhi R.B. Review of low salinity waterflooding in carbonate rocks: mechanisms, investigation techniques, and future directions. *Advances in Colloid and Interface Science*, 2020, vol. 284, pp. 1–30. DOI: 10.1016/j.cis.2020.102253.
2. Martyshev D.A. Improving the geological and hydrodynamic model of a carbonate oil object by taking into account the parameter of permeability anisotropy. *Journal of the Mining Institute*, 2020, vol. 243, no. 3, pp. 313–318. In Rus. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.313.
3. Yang Li, Zhijiang Kang, Zhaojie Xue, Songqing Zheng. Theories and practices of carbonate reservoirs development in China. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, vol. 45, no. 4, pp. 712–722. DOI: 10.1016/S1876-3804(18)30074-0.
4. Bo Yang, Juan He, Dongliang Lyu, Hai Tang, Jianjun Zhang, Xiaobo Li, Jinzhou Zhao. Production optimization for water flooding in fractured-vuggy carbonate reservoir – from laboratory physical model to reservoir operation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 184. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106520.
5. Yulong Zhao, Guang Lu, Liehui Zhang, Kun Yang, Xinhua Li, Jianxin Luo. Physical simulation of waterflooding development in large-scale fractured-vuggy reservoir considering filling characteristics. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 191, 107328.
6. Yiping Wen, Nanjun Lai, Zhaofeng Du, Feiyan Xu, Xiaobin Zhang, Lijuan Han, Lin Yuan. Application of orthogonal experiment method in foam flooding system composition and injection parameter optimization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 204, pp. 1–17. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108663.
7. Martyshev D.A., Yurikov A. Evaluation of opening of fractures in the Logovskoye carbonate reservoir, Perm Krai, Russia. *Petroleum Research*, 2021, vol. 6, no. 2, pp. 137 – 143. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2020.11.002.
8. Qing You, Quanyi Wen, Jichao Fang, Min Guo. Experimental study on lateral flooding for enhanced oil recovery in bottom-water reservoir with high water cut. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 174, pp. 747–756.
9. Polyakova N.L., Maksimova Y.A., Zyatikov P.N. An integrated approach to the application of methods for analyzing the effectiveness of the oil reservoir flooding system. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 10, pp. 91–98. In Rus. DOI: 10.18799/24131830/2020/10/2853.
10. Hongquan Chen, Tsubasa Onishi, Feyi Olalotiti-Lawal, Akhil Datta-Gupta. Streamline tracing and applications in embedded discrete fracture models. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 188. pp. 1–20. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106865.
11. Yong Li, Qi Zhang, Daigang Wang, Benbiao Song, Pengcheng Liu. A fast method of waterflooding performance forecast for large-scale thick carbonate reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 192, pp. 1–11. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107227.
12. Xinmin Song, Yong Li. Optimum development options and strategies for water injection development of carbonate reservoirs in the Middle East. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, vol. 45, no. 4, pp. 723–734. DOI: 10.1016/S1876-3804(18)30075-2.
13. Jing Wang, Wei Zhao, Huiqing Liu, Fangna Liu, Tuozheng Zhang, Liangbin Dou, Xinling Yang, Bo Li. Inter-well interferences and

- their influencing factors during water flooding in fractured-vuggy carbonate reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, vol. 47, no. 5, pp. 1062–1073. DOI: 10.1016/S1876-3804(20)60117-3.
14. Shen R., Lei X., Guo H.K., Zhou H.T., Zhang Q., Li H.B. The influence of pore structure on water flow in rocks from the Beibu Gulf oil field in China. *SOCAR Proceedings*, 2017, no. 3, pp. 32–38. DOI: 10.5510/OGP20170300321.
 15. Chalova P.O. Application of the Warren–Root method for assessing fracturing of carbonate reservoirs (on the example of the Turnefamensk deposit of the Shershnevsky deposit). *Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits*, 2020, vol. 1, pp. 143–147. In Rus.
 16. Ankudinov A., Vaganov L.A., Sokhoshko S.K. An integrated approach to the analysis of the implemented flooding system and its improvement. *Oil industry*, 2016, no. 8, pp. 48–51. In Rus.
 17. Cao F., Luo H., Lake L.W. Development of a fully coupled two phase flow-based Capacitance Resistance Model (CRM). *Society of Petroleum Engineers*, 2014. DOI: 10.2118/169485-MS.
 18. Nazarova L.N., Pyatibratov P.V. Improvement of flooding technology as a method of development management and increase of oil recovery. *Equipment and technologies for the oil and gas complex*, 2021, no. 1 (121), pp. 46–54. In Rus. DOI: 10.33285/1999-6934-2021-1(121)-46-54.
 19. Kozyrev N.D., Kochnev A.A., Mengaliev A.G. Refinement of the geological and hydrodynamic model of a complex oil deposit by complex data analysis. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 10, pp.164–177. In Rus. DOI: 10.18799/24131830/2020/10/2866.
 20. Ponomareva I.N., Martyushev D.A., Cherny K.A. Investigation of the interaction between injection and production wells based on the construction of multilevel models. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 2, pp. 116–126. In Rus. DOI: 10.18799/24131830/2021/02/3048.
 21. Chudinova D.Yu., Sidnev A.V. Geological and technical measures to control and regulate the development of deposits of the Kogalym group at the final stage. *Oil and gas business*, 2016, no. 1, pp. 119–137. In Rus.
 22. Simonov N.A., Mordvinov V.A. Evaluation of the effectiveness of the flooding system of carbonate reservoirs with high-viscosity reservoir oil of the Volga-Ural oil and gas province. *Oil province*, 2022, no. 1 (29), pp. 209–222. In Rus. DOI: 10.25689/NP.2022.1.209-222.
 23. Martyushev D.A. Express assessment of the interaction between producing and injection wells at the Tourne-Famenskoye deposit of the Ozeroye field. *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil and gas and mining*, 2016, vol. 15, no. 18, pp. 33–41. In Rus.
 24. Andreev V.E., Chudinova D.Yu., Chizhov A.P., Chibisov A.V. Optimization of the flooding system in terrigenous and carbonate reservoirs. *Problems of collection, preparation and transport of oil and petroleum products*, 2016, no. 4, pp. 42–53.

Received: 6 September 2022.

Reviewed: 11 October 2022.

Information about the authors

Alexander S. Arkhipov, master's student, Saint Petersburg Mining University.

Maxim I. Kuzmin, Cand. Sc., associate professor Saint Petersburg Mining University.

УДК 622.253.3

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА В ЗАМОРАЖИВАЕМОМ ПОРОДНОМ МАССИВЕ, РЕАЛИЗОВАННОЙ В ПРОГРАММЕ FROZENWALL

Богомягков Александр Васильевич¹,
bavaerolog@gmail.com

Пугин Алексей Витальевич¹,
lyosha.p@gmail.com

¹ Горный институт УрО РАН,
Россия, 614007, г. Пермь, ул. Сибирская, 78-а.

Актуальность исследований по разработке и численной реализации математических моделей тепломассопереноса в замораживаемых грунтах и породах в условиях строительства шахтных стволов обусловлена рядом технологических факторов и особенностей организации данного процесса. Корректный расчет искусственного замораживания пород для конкретных практических случаев оказывается невозможен без учета таких факторов, как переменный режим работы замораживающих колонок, наличие двух контуров замораживания, различная длина питающих труб замораживающих колонок, теплообмен с пространством шахтного ствола переменной глубины, образование каверн в объеме замороженных пород вследствие вывалов породы, тепловыделение от твердеющего цементного раствора, фильтрация поровых вод. Представляет интерес описание и анализ особенностей реализации данных факторов на примере модели тепломассопереноса, исполненной в специализированной программе FrozenWall, предназначенной для теплотехнического расчета замораживания пород и разработанной при участии авторов статьи.

Цель работы состоит в описании и анализе внесенных улучшений в модель и алгоритмы программного обеспечения FrozenWall в ходе проведения работ по контролю состояния ледопородного ограждения на строящихся вертикальных стволах калийных рудников.

Объектом исследования являются влажные горные породы, подверженные тепловому влиянию системы искусственного замораживания при строительстве вертикальных шахтных стволов.

Методы включали экспериментальное измерение температуры в контрольно-термических скважинах, обработку полученных данных, математическое моделирование процесса искусственного замораживания пород, параметризацию модели тепломассопереноса в породах по данным натурных наблюдений посредством решения обратной задачи Стефана.

Результаты. В ходе проведенной модернизации в программе FrozenWall были добавлены алгоритмы, учитывающие такие технологические факторы, как нестабильная работа замораживающих колонок, наличие двух контуров замораживания, различная длина питающих труб замораживающих колонок, теплообмен с пространством шахтного ствола в случае его затопления, образование каверн в объеме замороженных пород вследствие вывалов породы, тепловыделение от твердеющего цементного раствора в строящемся стволе, плоскопараллельная фильтрация поровых вод. Посредством программного учета этих факторов становится возможным разрабатывать новые технические мероприятия, нацеленные на повышение энергоэффективности и безопасности углубки шахтных стволов в обводненных горных породах, снижение вероятности возможных аварийных ситуаций.

Ключевые слова:

ледопородное ограждение, искусственное замораживание пород, шахтный ствол, калийный рудник, математическое моделирование, программное обеспечение.

Введение

На данный момент необходимой составляющей процесса строительства почти всех вертикальных стволов калийных рудников в обводненных грунтах и породных массивах является организация замораживания пород [1]. Процедура замораживания необходима для создания защитного ограждения из замороженных горных пород – ледопородного ограждения (ЛПО). Основными задачами ЛПО являются недопущение попадания подземных вод из водоносных слоев пород в строящуюся горную выработку, а также повышение прочности незакрепленных стенок горной выработки до возведения бетонной крепи.

Основными параметрами ЛПО, определяющими его эффективность, являются толщина и сплошность (в смысле отсутствия гидравлических «окон» по всему его периметру). Проходка шахтного ствола начинается

после достижения заданного значения толщины ЛПО, а информация о фактической его толщине в различные моменты времени обычно определяется в ходе проведения систематического термометрического контроля состояния замораживаемых пород [2–8]. Данный контроль основывается как на экспериментальных измерениях температуры в контрольно-термических (КТ) скважинах, так и на использовании этих данных для параметризации численной модели тепломассопереноса и последующего численного моделирования замораживания породного массива [9–16]. В результате выполнения моделирования на параметризованной модели определяется распределение температуры во всем породном массиве, подверженном тепловому воздействию системы искусственного замораживания, а исходя из анализа распределения температур становится возможным определить фактические параметры ЛПО – его толщину и сплошность.

На данный момент разработано множество программных пакетов для моделирования теплопереноса в различных средах и, в частности, в грунтах и породах. Наиболее известными из них являются ANSYS, Comsol, Plaxis, Frost 3D. Данные программные пакеты учитывают основные теплофизические и гидравлические процессы, происходящие при замораживании пород: диффузионный и конвективный перенос теплоты, фазовые переходы поровой влаги, теплообмен с рассолом в замораживающих колонках. В рамках такого моделирования обычно решается прямая задача, когда по известным исходным данным определяется поле температур в интересующем промежутке времени. Исходными данными в модели обычно являются теплофизические параметры пород, полученные из предварительных лабораторных тестов, а также проектные параметры системы замораживания, временные зависимости температуры и расхода рассола в колонках. Однако практический опыт показывает [17], что такой подход в большинстве случаев не позволяет получить достоверное распределение температуры в замораживаемых породах. Это выражается в том, что рассчитанные на модели распределения температур по глубине КТ скважин с течением времени начинают существенно расходиться с экспериментальными измерениями температуры в них. Для того чтобы уменьшить эти расхождения, необходимо проводить настройку (калибровку) параметров модели на предмет наилучшего соответствия модельных и измеренных температур в КТ скважинах. Одним из действенных способов настройки параметров модели является постановка обратной задачи Стефана (ОЗС), ее регуляризация и численное решение [17–19]. Суть этого подхода состоит в сведении ОЗС к задаче минимизации функционала рассогласования модельных и измеренных температур по глубине КТ скважин в различные моменты времени. Описанный подход реализован в программе FrozenWall [20, 21] и является ее отличительной особенностью. В целом же программа FrozenWall позволяет проводить моделирование теплопереноса в горном массиве с учетом дополнительных технологических факторов, проводить настройку теплофизических параметров пород для улучшения соответствия с данными экспериментальных измерений.

В процессе эксплуатации программы FrozenWall при мониторинге ряда строившихся и строящихся вертикальных стволов на калийных рудниках возникли задачи, связанные с необходимостью учета особенностей местной геологии, специфических технических решений и физических процессов. Это привело к необходимости разработки новых модулей и модернизации старых алгоритмов расчета. В связи с этим целью этой работы является описание и анализ внесенных улучшений в модель и алгоритмы программы FrozenWall. С научной точки зрения данная статья представляет интерес в плане рассмотрения различных технологических факторов, влияющих на процесс искусственного замораживания пород, а также особенностей их программного учета, особенностей алгоритмизации теплофизической задачи искусственного замораживания пород в целом.

Описание программы FrozenWall

Программа FrozenWall предназначена для моделирования процессов теплопереноса в породах при их искусственном замораживании применительно к задаче строительства шахтных стволов. Программа содержит в себе функционал, позволяющий считывать и проводить анализ экспериментально измеренных распределений температуры в КТ скважинах в рамках описанного выше подхода. Это, по сути, реализует контроль процесса искусственного замораживания пород. Кроме того, есть возможность автоматизированного построения графических отчетов, включающих информацию о состоянии замораживаемых пород. Программа включает в себя ряд инструментов для проведения прогноза эволюции температурного поля в породном массиве при его замораживании.

В основе расчетного модуля программы лежит модель диффузионного теплопереноса с учетом фазовых превращений поровой влаги. Она формулируется для срединного горизонтального разреза каждого слоя породного массива в отдельности. Система уравнений для модели отдельного слоя пород, записанная в декартовых координатах, имеет следующий вид [22]:

$$\frac{\partial H(T)}{\partial t} = \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial y} \right) \right], \quad (1)$$

$$\lambda = \lambda_{lq}(1 - \phi_{ice}) + \lambda_{sd}\phi_{ice}, \quad (2)$$

$$H(T) = \begin{cases} \rho_{lq}c_{lq}(T - T_{p1}) + \rho_{lq}wL, & T_{p1} < T, \\ \rho_{lq}wL(1 - \phi_{ice}), & T_{p2} < T < T_{p1}, \\ \rho_{sd}c_{sd}(T - T_{p2}), & T < T_{p2} \end{cases} \quad (3)$$

$$\left[\lambda \mathbf{n} \cdot \nabla T - \alpha(T_{fb} - T) \right]_{\Omega_{fb}} = 0, \quad (4)$$

$$T|_{\Omega_{out}} = T_0(h), \quad (5)$$

$$T|_{l=0} = T_0(h), \quad (6)$$

где H (Дж/м³) – удельная энтальпия влажного породного массива; t (с) – время; x, y (м) – декартовы координаты; $\lambda_{lq}, \lambda_{sd}$ (Вт/(м·°C)) – теплопроводности влажной породы в зонах охлаждения и льда соответственно; ϕ_{ice} – льдистость (объемная доля льда в порах); ρ_{lq}, ρ_{sd} (кг/м³) – плотности влажной породы соответственно в зонах охлаждения и льда; c_{lq}, c_{sd} (Дж/(кг·°C)) – удельные теплоемкости влажной породы в зонах охлаждения и льда соответственно; T_{p1}, T_{p2} (°C) – температуры ликвидуса и солидуса соответственно; w (кг/кг) – массовая влажность пород [23]; L (Дж/кг) – удельная теплота кристаллизации воды; \mathbf{n} (м) – единичный вектор, направленный вдоль нормали к границе Ω_{fb} ; α (Вт/(м²·°C)) – коэффициент теплообмена на границе породного массива с замораживающей колонкой; T_{fb} (°C) – температура стенок замораживающей колонки; $\Omega_{fb} = \cup \Omega_{fbi}$ – границы со всеми замораживающими колонками $i=1, \dots, N$; Ω_{out} – внешняя граница расчетного домена; T_0 (°C) – начальная температура породного массива, а также температура нетронутого породного массива на уда-

лении от контура замораживания; h (м) – средняя глубина (мощность) слоя горной породы.

Сформулированная выше прямая задача Стефана решается численно с использованием метода конечных разностей. При дискретизации исходных дифференциальных уравнений применяется центральная схема по пространству второго порядка точности и явная схема по времени первого порядка точности.

Далее при необходимости можно переопределить прямую задачу, добавив информацию об измеренных температурах в КТ скважинах – в этом смысле добавится условие в виде

$$T(t, r, \varphi) = T_i^{(c)}(t), \quad i = 1, \dots, N_c, \quad (7)$$

а задача (1)–(7) будет представлять собой обратную задачу Стефана. Здесь N_c – количество КТ скважин.

Мы используем метод регуляризации обратной задачи, когда жесткое условие (7) заменяется функционалом невязки – суммарной среднеквадратической разницы между измеренными и вычисленными температурами. А предложенный нами численный алгоритм, описанный в [17], позволяет минимизировать невязку измеренных и вычисленных температур замораживаемых пород посредством соответствующего подбора теплофизических свойств пород – теплопроводностей в зонах льда и охлаждения, а также влажности.

Рис. 1 демонстрирует основное рабочее окно FrozenWall. Здесь присутствует ряд тематических вкладок, позволяющих запускать команды для подгрузки исходных данных, создания теплофизической модели, проведения расчетов, анализа и обработки полученного численного решения.

Слой	Описание породы	Отметка кровли, м	Отметка подошвы, м	Мощность, м	Проектная толщина ЛПО, м
1	Суглинок, супесь	0.0	84.1	84.1	3.0
2	Песок	84.1	126.9	42.8	3.0
3	Глина, мергель	126.9	168.4	41.5	4.0
4	Алеврит, алевролит, глина	168.4	198.9	30.5	4.0
5	Песок, фосфорит	198.9	235.8	36.9	4.0
6	Алевролит, алеврит	235.8	261.2	25.4	4.0
7	Алевролит, алеврит	261.2	292.5	31.3	4.0
8	Опока	292.5	327.5	35.0	4.0
9	Алеврит, алевролит, опока	327.5	357.5	30.0	4.0
10	Алевролит, алеврит, опока	357.5	391.2	33.7	4.0
11	Алевролит, опока	391.2	443.4	52.2	4.0
12	Мел-мергель, известняк	443.4	470.2	26.9	4.0
13	Песок	470.2	499.6	29.4	4.0
14	Глина аргиллитоподобная, известн	499.6	525.0	25.4	4.0
15	Глина аргиллитоподобная, песчан	525.0	635.9	110.9	4.0
16	Песчаник, алевролит	635.9	648.3	12.4	4.0
17	Алевролит, песчаник, аргиллит	648.3	700.2	51.9	4.0
18	Песчаник конгломерат, гравелит	700.2	808.9	108.7	4.0

Рис. 1. Программа FrozenWall, главное окно

Fig. 1. Main window of program FrozenWall

Во вкладку «Исходные данные» включены команды для формирования геологической слоистой модели исследуемого участка породного массива, теплофизических параметров и прочих расчетных исходных данных в готовые таблицы, вкладка «Расчет» содержит функционал для проведения численных расчетов теплораспределения в замораживаемом породном массиве и выполнения настройки (калибровки) модельных параметров на основании данных измерений температуры на КТ скважинах. Вкладка «Анализ результатов» служит для графического отображения данных моделирования и построения отчетов о состоянии ЛПО в формате PDF.

Модернизация алгоритмов

В ходе проведения работ по мониторингу строящихся вертикальных шахтных стволов появлялась необходимость в добавлении различных уточняющих факторов в модели в зависимости от особенностей

местной геологии, технических решений и прочих условий, которые имели место при осуществлении нами мониторинга строительства новых стволов калейных рудников. Все это привело к написанию новых или модернизации существующих модулей программы.

Нестабильная работа замораживающих колонок

Первое, что необходимо было изменить, – добавить учет нестабильной работы замораживающих колонок. Первоначально в алгоритме расчета принималось, что расход хладоносителя в каждой из замораживающих колонок одинаков во всем контуре, т. е. общий расход в замораживающем контуре равномерно делился на количество колонок. Кроме того, температуры прямого и обратного потоков хладоносителя также были одинаковы для всего контура. На самом же деле часть колонок может работать со значительными отклонениями параметров от средних зна-

чений по всему контуру замораживания (рис. 2). В связи с этим в программу была добавлена возможность заносить детальный график работы замораживающей станции, а именно задавать параметры для каждой отдельно взятой замораживающей колонки на

определенный временной промежуток. При наличии колонок с нестандартным режимом работы программа автоматически перераспределяет общий расход теплоносителя по оставшимся колонкам с нормальным режимом работы.

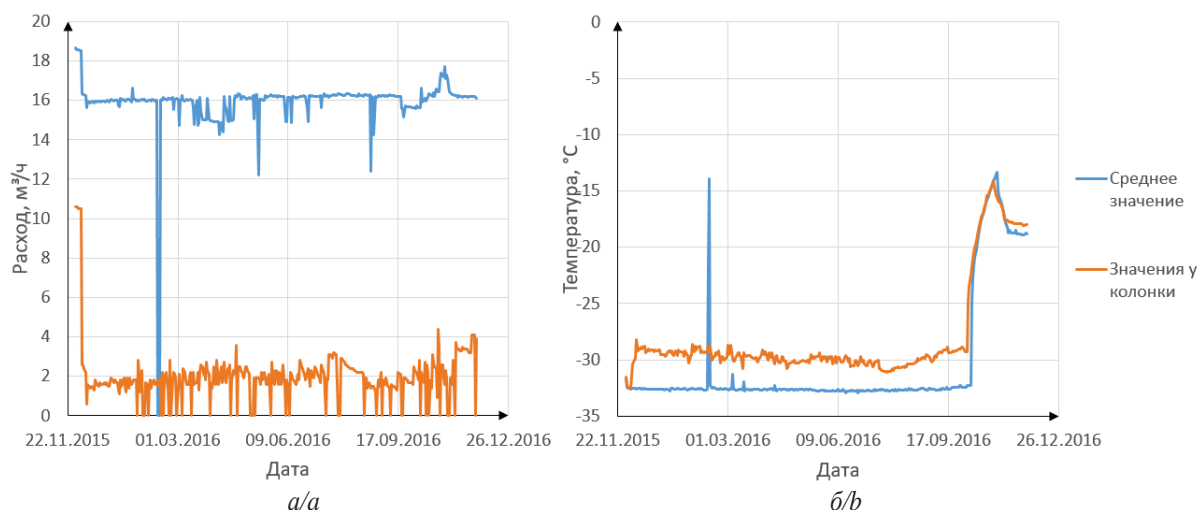


Рис. 2. Временные зависимости параметров хладоносителя (рассола) в замораживающих контурах: температура (а) и объемный расход (б)

Fig. 2. Time diagrams of the temperature (a) and flow rate (b) of the coolant in the freezing circuits

Второй контур замораживания

В ходе контроля состояния ЛПО на одном из калийных рудников возникла сложность с тем, что были пробурены дополнительные замораживающие колонки на скиповом и клетевом стволах (рис. 3). Такие дополнительные контуры из замораживающих колонок, как правило, имеют свои параметры замораживания, отличающиеся от главного контура. Для удобства занесения исходных данных в модели было добавлено разделение всех замораживающих колонок на отдельные контуры замораживания с индивидуальными параметрами работы.

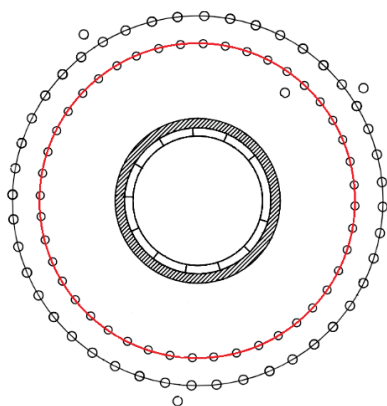


Рис. 3. Схема расположения двух контуров замораживания

Fig. 3. Layout of two freezing circuits

Геометрия конечно-разностной сетки

С опытом работы на первой версии программы FrozenWall было решено оптимизировать конечно-

разностную сетку для уменьшения времени проводимых расчетов и сохранения желаемой точности вычислений. Для этого было решено перейти от декартовой системы отсчета к полярной, вследствие чего преобразовалась и геометрия конечно-разностной сетки (рис. 4). Главным отличием новой геометрии расчетной сетки от старой является рациональное сгущение ячеек в необходимых для этого местах. Теперь вся расчетная область разделяется на кольца со своими геометрическими и теплофизическими параметрами.

Адаптивный алгоритм построения сетки

В дальнейшем вследствие появления второго контура замораживания и неравномерного распределения замораживающих колонок по массиву возникла проблема в чрезмерном увеличении расчетной области с высокой плотностью ячеек, что сказывалось на скорости проводимых расчетов. Это привело к написанию адаптивного алгоритма построения расчетной сетки. Сама расчетная сетка представляет собой сегментированную структуру, каждый сегмент – это кольцо, состоящее из ячеек со своими параметрами. В массиве, на удалении от замораживающих колонок, сетка имеет достаточно крупные ячейки для ускорения проведения вычислений, а вблизи, наоборот, более мелкие, т. к. в этих местах происходят наиболее быстротекущие процессы. При появлении второго контура замораживания зона с высокой концентрацией ячеек сильно возрастает, поэтому алгоритм формирования сетки был изменен таким образом, чтобы при достаточном удалении контуров друг от друга для каждого из них формировалось свое кольцо с высокой концентрацией ячеек, а между ними формировалась зона с низкой концентрацией ячеек для

ускорения проведения расчетов (рис. 5, б). Кроме того, в случае, когда замораживающие колонки распределены в массиве достаточно неравномерно (напри-

мер, контур представляет собой дугу), нет смысла увеличивать плотность ячеек в центральной области сегмента, поэтому сетка будет иметь постоянный шаг.

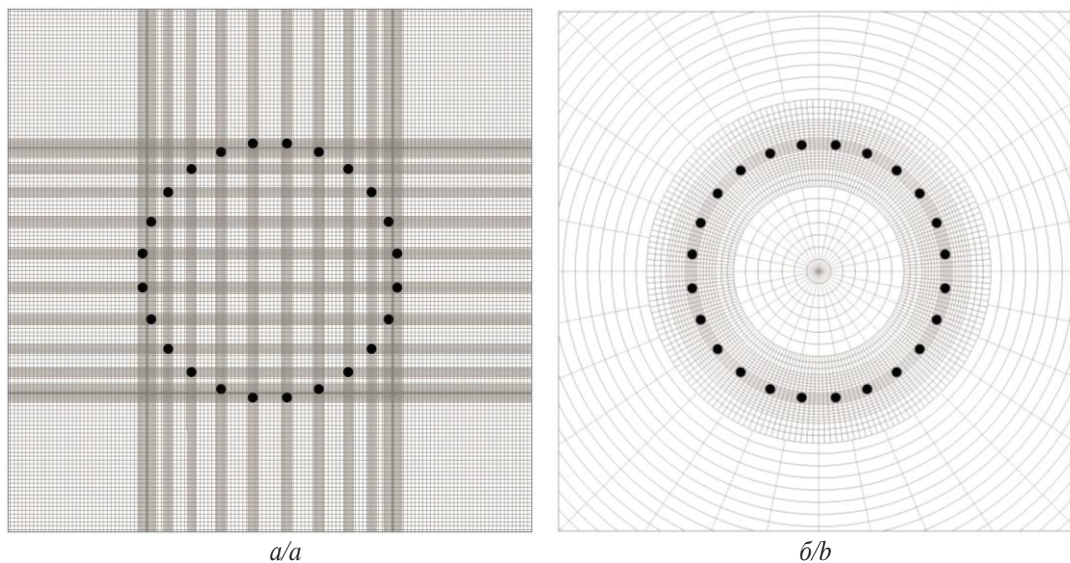


Рис. 4. Типы конечно-разностных сеток: а) декартова; б) полярная
Fig. 4. Types of finite difference grids: a) cartesian; b) polar

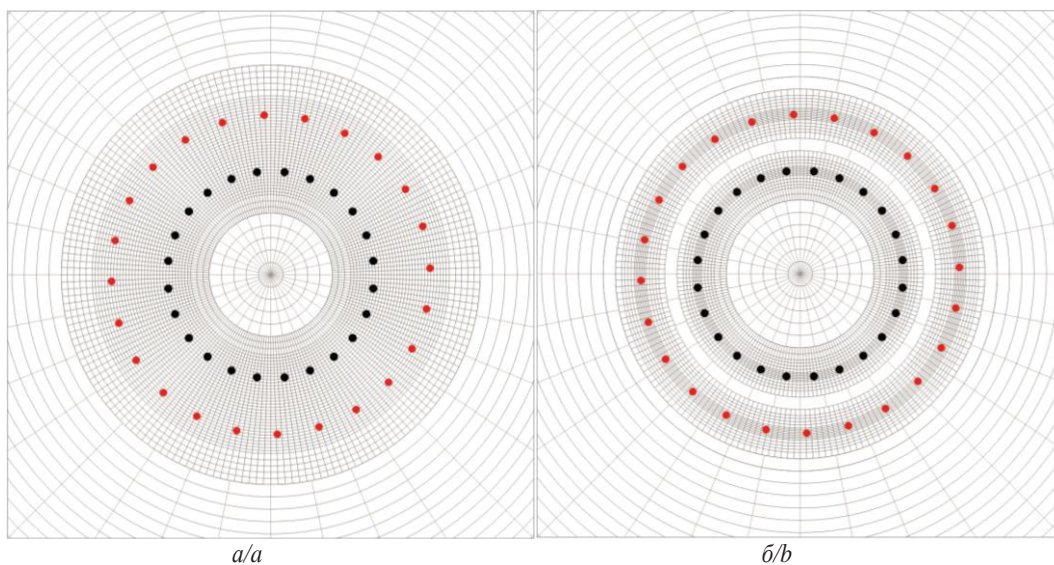


Рис. 5. Пример расчетной сетки в случае старого и нового адаптивного алгоритма: а) старый алгоритм; б) адаптивный алгоритм
Fig. 5. Example of a computational grid in the case of the old and new adaptive algorithms: a) old algorithm; b) adaptive algorithm

Различная длина питающих труб

Еще один важный момент, который был доработан в программе, связан с учетом различной длины питающих труб в замораживающих скважинах. Моделирование течения хладоносителя (тифоксита) в замораживающей колонке в окрестности выхода из нижнего отверстия питающей трубы показало, что его движение практически прекращается глубже 0,5 м от выхода питающей трубы, т. е. на расстоянии более 0,5 м от нижнего конца питающей трубы коэффициент теплоотдачи α в системе «массив – замораживающая

колонка» падает практически до нуля и колонка не забирает теплоту из массива. Промерзание горных пород ниже указанного уровня происходит только за счет вертикального теплообмена с вышележащими породами.

В наших моделях расчет температурного поля производится в срединном горизонтальном сечении слоя. Поэтому, если питающая труба не достигает этого слоя, соответствующая замораживающая колонка будет оказывать очень слабое влияние на поле температур. Уменьшение коэффициента теплоотдачи α на участке от 0 до 0,5 м ниже конца питающей тру-

бы происходит по закону, близкому к линейному. Для корректного учета данного фактора на основе линейной аппроксимации (рис. 6) в модель теплообмена массива с колонкой введен понижающий множитель k – декремент. Он регулирует коэффициент теплообмена α между теплоносителем и горным массивом.

$$k = \begin{cases} 1, & r \in (-\infty, 0], \\ 1 - 2r, & r \in (0; 0,5), \\ 0, & r \in [0,5, \infty) \end{cases}$$

$$\alpha'(r) = k\alpha.$$

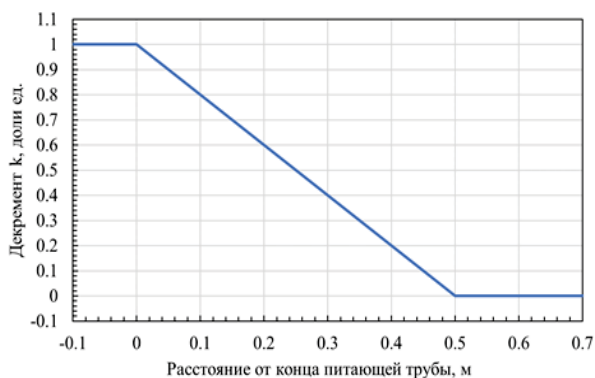


Рис. 6. Значение декремента в зависимости от положения конца питающей трубы в слое

Fig. 6. Decrement value depending on the position of the end of the supply pipe in the layer

Затопление шахтного ствола

Следующее нововведение – это учет полного или частичного затопления шахтного ствола. Потребность к моделированию такой ситуации возникла после неоднократного заполнения одного из стволов рудника водой. В программу был введен детальный график изменения параметров находящейся в стволе воды по аналогии с проветриванием. Для каждой даты задается отметка поверхности воды, ее температура вблизи поверхности и забоя ствола, в случае циркуляции – ее расход. Был реализован учет движения подогреваемой воды в стволе, в том числе и при ее раздельной подаче на разные отметки. Для каждой даты раздельной подачи воды указывается отметка подачи (низа трубы), температура воды вблизи этой отметки и подаваемый объем (расход). В данной программе режим движения воды принимается ламинарным, учет турбулентности не производится, поскольку отсутствует информация для корректного моделирования данного фактора. Скорость движения воды в стволе между отметкой подачи и поверхностью воды принимается постоянной и определяет коэффициент теплообмена воды с крепью. Температуры воды распределяются по линейной зависимости между отметками подачи и отбора. В случае подачи воды на несколько разных отметок участок затопления делится на сегменты, в каждом из которых движение воды учитывается по аналогичным правилам.

Для режима ламинарной смешанной конвекции размерный коэффициент теплоотдачи определяется по критериальной формуле М.А. Михеева [24]:

$$\alpha = \frac{0,15\lambda}{d} \text{Re}^{0,33} \text{Pr}^{0,33} \text{Ra}^{0,1}, \quad (8)$$

где λ – теплопроводность воды, Вт/(м·°С); d – диаметр ствола, м; Re – число Рейнольдса; Ra – число Рэлея; Pr – число Прандтля, которое для ламинарного потока воды с температурой, близкой к нулю, равно 13,5.

Формула (8) может быть переписана в более простом виде, если в нее подставить значения физических свойств воды:

$$\alpha = 50,4 \cdot A^{0,1} \cdot V^{0,33},$$

где A – температурный градиент для воды в стволе, °С/м; V – средняя скорость воды по сечению ствола, м/с.

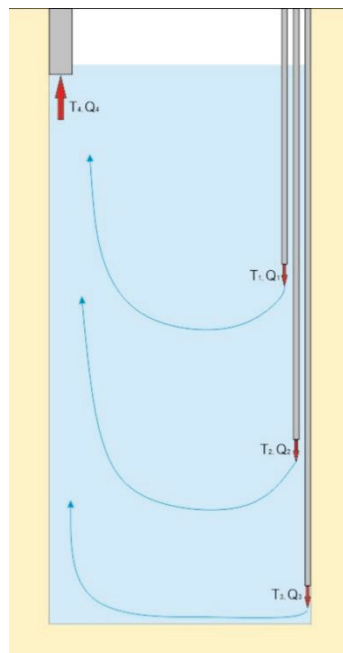


Рис. 7. Затопление шахтного ствола и циркуляция в нем подогретой воды

Fig. 7. Flooding of a mine shaft and circulation of heated water

Образование каверны

Еще одна трудность, которая возникла при прогнозировании эволюции ЛПО на стволе рудника, – это появление каверны в одном из слоев горных пород на глубинах 808,9–817,1 м. Появление каверны связано с проникновением подземных вод в строящийся шахтный ствол через несомкнутое ЛПО и вымыванием горных пород, через которые осуществлялась фильтрация вод в ствол. Указанная проблема была решена следующим образом. В программе добавлена возможность указывать координаты границы каверны, далее специальный алгоритм находит все узлы, входящие в данную область. В полученном сегменте можно задавать отличающиеся от окружающего массива теплофизические свойства и температуру. Это позволило смоделировать появление каверны и ее первоначальное состояние, например, заполнение водой, на рис. 8.

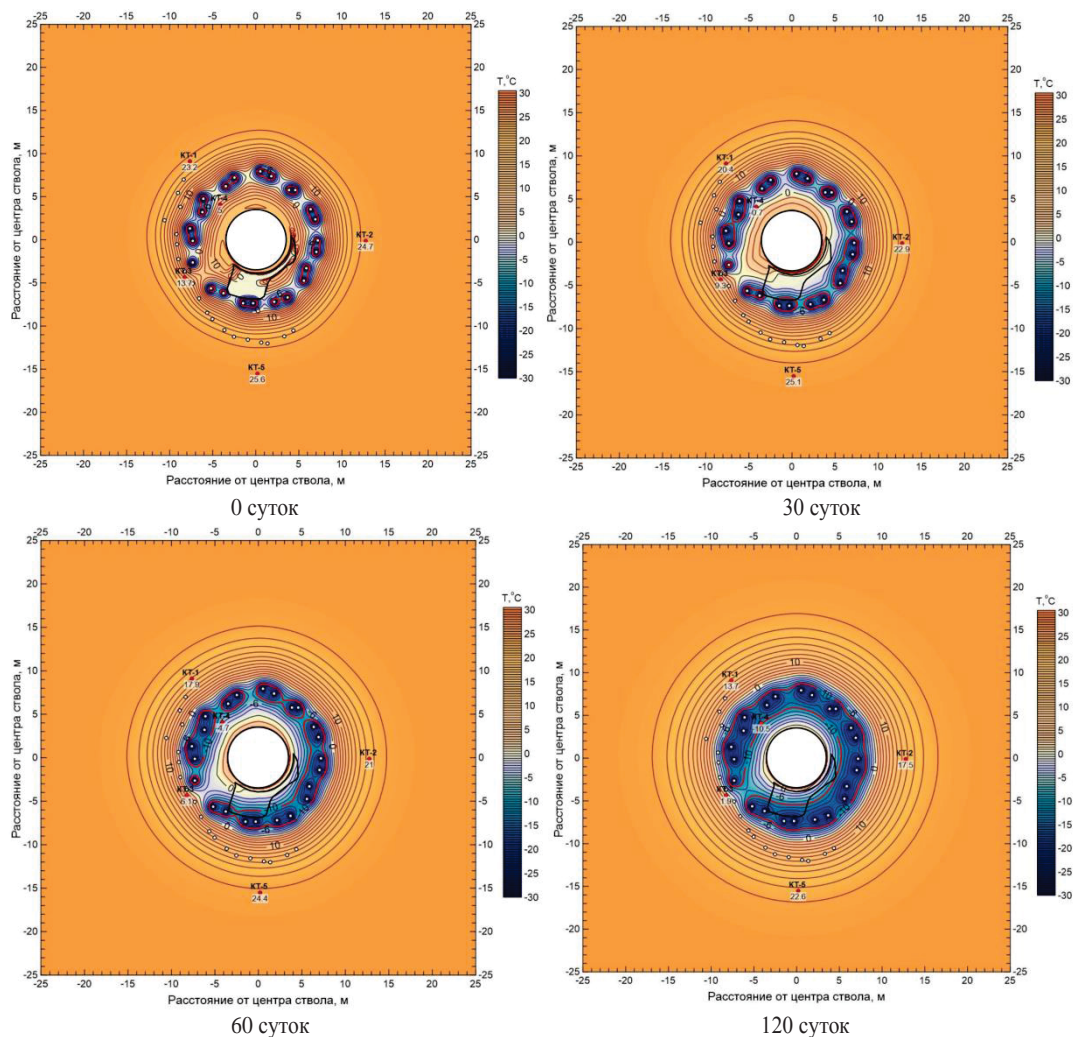


Рис. 8. Случай с каверной, заполненной водой (в начальный момент времени, спустя 30, 60 и 120 суток)
Fig. 8. Case with a cavity filled with water (at the initial moment of time, after 30, 60 and 120 days)

Заполнение ствола цементным раствором

Перед откачиванием воды со ствола рудника были проведены работы по созданию изоляционного слоя из арктического цемента для предотвращения поступления воды в ствол из низлежащего массива. Арктический цемент в составе бетона приводит к интенсивной экзотермической реакции, которая способна поддерживаться длительное время, отдавая тепло вовне, в данном случае – в воду, породу на забое и через крепь в замораживаемый массив. Напрямую учесть экзотермическую реакцию в модели невозможно, поскольку неизвестны точные параметры ее протекания (какое количество теплоты за какое время выделяется в результате химической реакции) и теплофизические свойства бетона. На местах контакта бетона с тубингами на данной отметке находились термометрические датчики. По показаниям одного из них был определен график температур, при помощи которого на контакте бетонной подушки и тубингов было задано граничное условие первого рода – равенство температур. Таким образом, путем задания температур на боковой стенке ствола может производиться учет пролонгированного источника теплоты в модели.

Влияние подземных вод

Последнее на данный момент существенное изменение в программе FrozenWall – это учет влияния движения подземных вод. Модернизация программного кода с внедрением алгоритма, позволяющего в упрощенном виде учитывать теплоперенос в массиве горных пород подземными водами, была вызвана наличием аномальных температурных зон в КТ скважинах на одном из стволов рудника республики Беларусь [25]. Расхождения температур в отдельных скважинах составляли более $\pm 1,0^\circ$. Чтобы учесть течение жидкости, уравнения (1)–(6) были дополнены уравнениями баланса массы и законом Дарси с соответствующими граничными условиями (в предположении, что течение поровой воды установившееся)

$$\nabla \cdot V = 0, \quad (9)$$

$$V = -\frac{K \cdot k_r}{\mu} \nabla p, \quad (10)$$

$$V|_{\Omega_{out}} = V_0,$$

$$V|_{\Omega_{fb}} = 0,$$

где V – вектор приведенной скорости (м/с); V_0 – вектор приведенной скорости в невозмущенных (естественных) условиях (м/с); k_r – относительная проницаемость; K – абсолютная водопроницаемость грунта (м²); μ – динамическая вязкость воды (Па·с); p – гидростатическое давление в поровом пространстве (Па).

Относительная проницаемость k_r принимается равной единице при $\varphi=0$ (отсутствие льда в порах) и равняется нулю при $\varphi=1$ (полностью промерзший массив), в других случаях считаем, что:

$$k_r = (1 - \varphi)^3.$$

В итоге уравнение теплопроводности принимает вид:

$$\frac{\partial H}{\partial t} \pm \vec{V} \cdot \nabla H = \nabla \cdot (\lambda \nabla T).$$

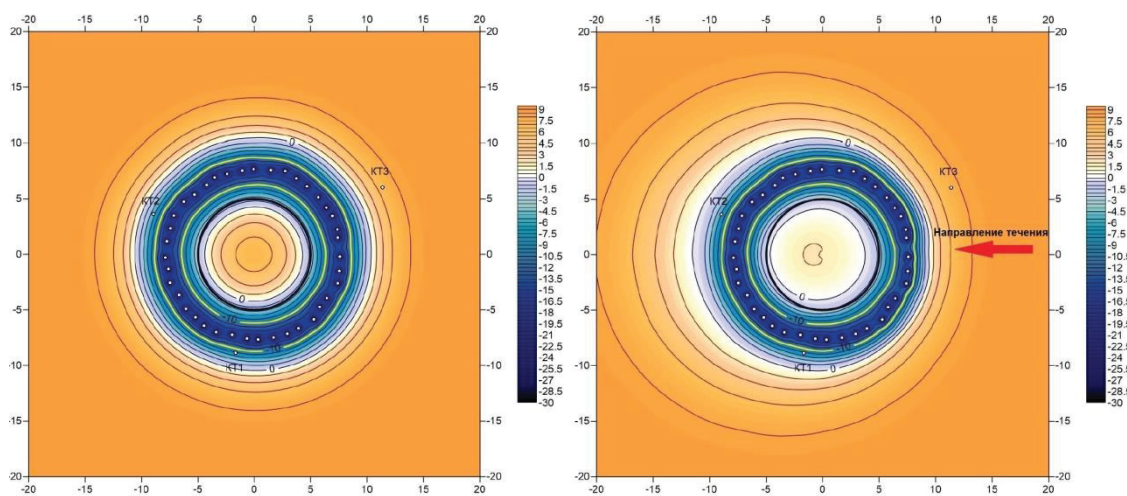


Рис. 9. Пример наличия фильтрационного течения
 Fig. 9. Example of the presence of a filtration flow

Заключение

Описанные в статье технологические факторы, способные повлиять на формирование ледопородного ограждения, алгоритмизированы в новой версии программы FrozenWall. В ряде случаев кратко описаны алгоритмические особенности учета этих факторов, приведены примеры расчетов распределения температур в программе, демонстрирующие роль данных факторов. Посредством программного учета этих факторов становится возможным разрабатывать новые технические мероприятия, нацеленные на повышение энергоэффективности и безопасности углубки шахтных стволов в обводненных горных породах, снижению вероятности возможных аварийных ситуаций.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Роменский А.А. Обоснование параметров проходнического цикла и ледопородного ограждения при строительстве вертикальных стволов: дис. ... канд. техн. наук. – М., 1983. – 227 с.
2. ВСН 189-78. Инструкция по проектированию и производству работ по искусственному замораживанию грунтов при строительстве метрополитенов и тоннелей. – М.: Минтрансстрой, 1978. – 117 с.

Расчет поля скоростей фильтрации в программе на сегодня осуществляется как наиболее общим способом, связанным с решением уравнений фильтрации Дарси (10) и закона баланса масс (9), так и разработанным нами упрощенным способом, основанным на подборе аналитических функций для задания поля скорости, исходя из численно рассчитанного поля температур. Последние подбираются исходя из суперпозиции потенциалов обтекания отдельных круговых цилиндров, сформированных замороженными породами, которые в дальнейшем соединяются в единый цилиндр.

На примере вышеуказанного рудника удалось согласовать вычисленные температуры с модельными с погрешностью, не превышающей $\pm 0,2^\circ$, и в дальнейшем поддерживать модель без увеличения рассогласований температур, что говорит о корректности данной оценки.

Программа прошла успешную апробацию [22, 25] при термометрическом мониторинге состояния ЛПО одиннадцати строящихся стволов калийных рудников ОАО «Беларуськалий» (Республика Беларусь), ИООО «Славкалий» (Республика Беларусь), ООО «ЕвроХим-ВолгаКалий» (Россия), ЗАО «Верхнекамская калийная компания» (Россия).

Исследование выполнено при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Пермского края в рамках соглашения № С-26/563, а также при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ в рамках соглашения по государственному заданию № 075-03-2021-374 от «29» декабря 2020 г. (рег. номер 122030100425-6).

3. ПБ 03-428-02 Правила безопасности при строительстве подземных сооружений, утв. постановлением Госгортехнадзора России 01.11.2001 г. № 49. – 167 с.
4. СП 103.13330.2012 Защита горных выработок от подземных и поверхностных вод, утв. приказом Министерства регионального развития Российской Федерации (Минрегион России) 30.06.2012 г. – 68 с.
5. Thermal behavior in cross-passage construction during artificial ground freezing: case of Harbin Metro Line / Z. Li, J. Chen, M.

- Sugimoto, C. Mao // Journal of Cold Regions Engineering. – 2020. – V. 34. – № 3. – art. no. 05020002.
6. Numerical simulation and measurement analysis of the temperature field of artificial freezing shaft sinking in Cretaceous strata / Z. Yao, H. Cai, W. Xue, X. Wang, Z. Wang // AIP Advances. – 2019. – V. 9. – № 2. – P. 025209.
 7. Papakonstantinou S., Anagnostou G., Pimentel E. Evaluation of ground freezing data from the Naples subway // Proceedings of the Institution of Civil Engineers: Geotechnical Engineering. – 2013. – V. 166. – № 3. – P. 280–298.
 8. Modeling artificial ground freezing for construction of two tunnels of a metro station in Napoli (Italy) / A. Mauro, G. Normino, F. Cavuoto, P. Marotta, N. Massarotti // Energies. – 2020. – V. 13. – № 5. – art. no. en13051272. DOI: 10.3390/en13051272.9.
 9. Artificial ground freezing: A review of thermal and hydraulic aspects / M.A. Alzoubi, M. Xu, F.P. Hassani, S. Poncet, A. Sasmito // Tunnelling and Underground Space Technology. – 2020. – V. 104. – art.no. 103534.
 10. Амосов П.В., Лукичев С.В., Наговицын О.В. Влияние пористости породного массива и температуры хладоносителя на скорость создания сплошного ледопородного ограждения // Вестник Кольского научного центра РАН. – 2016. – № 4 (27). – С. 43–50.
 11. Математическое моделирование искусственного замораживания грунтов / П.Н. Вабищевич, М.В. Васильева, В.Ф. Горнов, Н.В. Павлова // Вычислительные технологии. – 2014. – Т. 19. – № 4. – С. 19–31.
 12. Левин Л.Ю., Семин М.А., Паршаков О.С. Математический метод прогнозирования толщины ледопородного ограждения при проходке стволов. – Новосибирск: ФТПРПИ. – 2017. – № 5. – 382 с.
 13. Николаев П.В., Шуплик М.Н. Математическое моделирование процесса искусственного замораживания грунтов с применением твердого диоксида углерода // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2015. – № 11. – С. 243–251.
 14. Хайден Т.В., Вегнер Б. Современная технология замораживания пород на примере двух объектов, находящихся на стадии строительства, состоящих из пяти вертикальных шахтных стволов // Горный журнал. – 2014. – № 9. – С. 65–69.
 15. ESA's SEM challenge / P. Schmall, P. Brinckerhoff, K. Ott, P. Madsen // North American Tunneling Journal. – 2013. – V. 5. – P. 24–26.
 16. Sopko J. Coupled heat transfer and groundwater flow models for ground freezing // ASCE GeoFlorida. – 2017. – P. 719–729.
 17. Левин Л.Ю., Семин М.А., Зайцев А.В. Калибровка теплофизических свойств породного массива при моделировании формирования ледопородного ограждения строящихся шахтных стволов // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2019. – № 1. – С. 172–184.
 18. Artificial ground freezing to excavate a tunnel in sandy soil. Measurements and back analysis / G. Russo, A. Corbo, F. Cavuoto, S. Autuori // Tunnelling and Underground Space Technology. – 2015. – V. 50. – P. 226–238.
 19. Viggiani G.M.B., De Sanctis L. Geotechnical aspects of underground railway construction in the urban environment: The examples of Rome and Naples // Geological Society Engineering Geology Special Publication. – 2009. – V. 22. – № 1. – P. 215–240. DOI: 10.1144/EGSP22.18
 20. Применение программного комплекса «FrozenWall» для расчета искусственного замораживания пород / Л.Ю. Левин, М.А. Семин, А.В. Богомяжков, О.С. Паршаков // Известия Тульского государственного университета. – 2019. – № 4. – С. 269–282.
 21. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ: № 2018666337. «FrozenWall». № 2018663501; заявл. 28.11.2018; опубл. 17.12.2018. Реестр программ для ЭВМ. – 1 с.
 22. Thermal monitoring of frozen wall thawing after artificial ground freezing: case study of Petrikov potash mine / L. Levin, I. Golovaty, A. Zaitsev, A. Pugin, M. Semin // Tunnelling and Underground Space Technology incorporating Trenchless Technology Research. – 2021. – V. 107. – art. no. 103685.
 23. Цытович Н.А. Механика мерзлых грунтов. – М.: Высш. школа, 1973. – 448 с.
 24. Михеев М.А. Основы теплопередачи. – М.; Л.: ГЭИ, 1956. – 390 с.
 25. Semin M., Golovaty I., Pugin A. Analysis of temperature anomalies during thermal monitoring of frozen wall formation // Fluids. – 2021. – V. 6. – № 8. – Article no. 297.

Поступила: 11.08.2022 г.

Дата рецензирования: 26.09.2022 г.

Информация об авторах

Богомяжков А.В., младший научный сотрудник лаборатории Математического моделирования горнотехнических процессов, Горный институт УрО РАН.

Пугин А.В., кандидат технических наук, научный сотрудник отдела аэрологии и теплофизики, Горный институт УрО РАН.

UDC 622.253.3

IMPROVEMENT OF THE MATHEMATICAL MODEL OF HEAT AND MASS TRANSFER IN FROZEN SOILS IMPLEMENTED IN THE FROZENWALL PROGRAM

Alexander V. Bogomyagkov¹,
bavaerolog@gmail.com

Aleksey V. Pugin¹,
lyosha.p@gmail.com

¹ Mining Institute of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences,
78-a, Sibirskaya street, Perm, 614007, Russia.

The relevance of formulation and numerical implementation of heat and mass transfer model in frozen soils considering mine shaft construction is caused by a number of technological factors and features of artificial ground freezing procedure. Correct calculation of artificial ground freezing for specific practical cases is impossible without taking into account such factors as variable mode of operation of the freeze pipes, presence of two freezing contours, different lengths of the supply pipes of the freeze pipes, heat exchange with the space of the mine shaft of variable depth, formation of cavities in the volume of frozen soils due to soil fallout, heat generation from hardening cement mortar, pore water filtration. These factors are taken into account in the heat and mass transfer model implemented in the specialized program FrozenWall, designed for thermotechnical calculation of artificial ground freezing and developed with the participation of the authors of the paper.

The main aim of this work is to describe the improvements made to the algorithms of the FrozenWall software in the course of monitoring the state of the frozen wall on the vertical shafts of potash mines under construction.

The objects of study are frozen soils around the potash mine shafts under construction.

Methods included experimental temperature measurement in thermal control boreholes, data processing, mathematical modeling of artificial freezing of soils, parameterization of the heat transfer model in soils according to field observations by solving the inverse Stefan problem.

Results. In the course of the modernization in the FrozenWall program, the algorithms were added that take into account such technological factors as unstable operation of freeze pipes, presence of two freezing contours, different lengths of the supply pipes inside the freeze pipes, heat exchange with the shaft space, formation of cavities in the volume of frozen soils due to rock outbursts, heat release from hardening cement mortar in the shaft under construction, filtration of pore water. Taking into account these factors, it becomes possible to develop new technical measures aimed at ensuring the efficiency of the construction of mine shafts in difficult hydrogeological conditions and possible emergency situations.

Key words:

frozen wall, artificial ground freezing, mine shaft, potash mine, mathematical modeling, software.

The research was financially supported by the Ministry of Science and Higher Education of Perm Kray within the agreement no. C-26/563, and under support of the Ministry of Science and Higher Education of the RF within the agreement on State task no. 075-03-2021-374, 29 December 2020 (no. 122030100425-6).

REFERENCES

- Romenskiy A.A. *Obosnovanie parametrov prokhnodnicheskogo tsikla i ledoporodnogo ograzhdeniya pri stroitelstve vertikalnykh svolov*. Dis. Kand. nauk [Substantiation of the parameters of the tunneling cycle and ice wall barrier during the construction of vertical shafts. Cand. Diss.]. Moscow, 1983. 227 p.
- VSN 189-78. *Instruktsiya po proektirovaniyu i proizvodstvu rabot po iskusstvennomu zamorazhivaniyu gruntov pri stroitelstve metropolitenov i tonneley* [Instructions for the design and production of works on artificial freezing of soils during the construction of subways and tunnels]. Moscow, Mintransstroy Publ., 1978. 117 p.
- PB 03-428-02 *Pravila bezopasnosti pri stroitelstve podzemnykh sooruzheniy, utv. postanovleniem Gosgortekhnadzora Rossii 01.11.2001* [Safety rules for the construction of underground structures, approved by the resolution of the Gosgortekhnadzor of Russia 01.11.2001]. no 49. 167 p.
- SP 103.13330.2012 *Zashchita gornyykh vyrabotok ot podzemnykh i poverkhnostnykh vod, utv. prikazom Ministerstva regionalnogo razvitiya Rossiyskoy Federatsii (Minregion Rossii) 30.06.2012* [Protection of mine workings from underground and surface waters, approved by order of the Ministry of Regional Development of the Russian Federation (Ministry of Regional Development of Russia) on 30.06.2012]. 68 p.
- Li Z., Chen J., Sugimoto M., Mao C. Thermal behavior in cross-passage construction during artificial ground freezing: case of Harbin metro line. *Journal of Cold Regions Engineering*, 2020, vol. 34, no. 3, art. no. 05020002.
- Yao Z., Cai H., Xue W., Wang X., Wang Z. Numerical simulation and measurement analysis of the temperature field of artificial freezing shaft sinking in Cretaceous strata. *AIP Advances*, 2019, vol. 9, no. 2, art. no. 025209.
- Papakonstantinou S., Anagnostou G., Pimentel E. Evaluation of ground freezing data from the Naples subway. *Proceedings of the Institution of Civil Engineers: Geotechnical Engineering*, 2013, vol. 166, no. 3, pp. 280–298.
- Mauro A., Normino G., Cavuoto F., Marotta P., Massarotti N. Modeling artificial ground freezing for construction of two tunnels of a metro station in Napoli (Italy). *Energies*, 2020, vol. 13, no. 5, art. no. en13051272. DOI: 10.3390/en13051272.
- Alzoubi M.A., Xu M., Hassani F.P., Poncet S., Sasmito A. Artificial ground freezing: a review of thermal and hydraulic aspects. *Tunnelling and Underground Space Technology*, 2020, vol. 104, art. no. 103534.
- Amosov P.V., Lukichev S.V., Nagovicyn O.V. Influence of rock massif porosity and coolant's temperature on velocity of solid ice wall creation. *Herald of the Kola Science Centre of the RAS*, 2016, vol. 27, no 4, pp. 43–50. In Rus.
- Vabishchevich P.N., Vasilyeva M.V., Gornov V.F., Pavlova N.V. Mathematical modeling of the artificial freezing of soils. *Computational Technologies*, 2014, vol. 19, no. 4, pp. 19–31. In Rus.
- Levin L.Y., Semin M.A., Parshakov O.S. Mathematical prediction of frozen wall thickness in shaft sinking. *Journal of Mining Science*, 2017, vol. 53, no. 5, pp. 938–944.

13. Nikolaev P.V., Shuplik M.N. Mathematical modeling of artificial ground freezing with using solid carbon dioxide. *Mining informational and analytical bulletin*, 2015, no. 11, pp. 243–251. In Rus.
14. Heyden T.V., Vegner B. Modern shaft freezing technology implemented in two big shaft sinking projects with total 5 surface mine shafts are being constructed. *Mining journal*, 2014, no. 9, pp. 65–69. In Rus.
15. Schmall P., Brinckerhoff P., Ott K., Madsen P. ESA's SEM challenge. *North American Tunneling Journal*, 2013, no. 5, pp. 24–26.
16. Sopko J. Coupled heat transfer and groundwater flow models for ground freezing. *ASCE GeoFlorida*, 2017, pp. 719–729.
17. Levin L.Y., Semin M.A., Zaitsev A.V. Adjustment of thermophysical rock mass properties in modeling frozen wall formation in mine shafts under construction. *Journal of Mining Science*, 2019, vol. 55, pp. 157–168. DOI: 10.1134/S1062739119015419
18. Russo G., Corbo A., Cavuoto F., Autuori S. Artificial ground freezing to excavate a tunnel in sandy soil. Measurements and back analysis. *Tunnelling and Underground Space Technology*, 2015, vol. 50, pp. 226–238.
19. Viggiani G.M.B., de Sanctis L. Geotechnical aspects of underground railway construction in the urban environment: the examples of Rome and Naples. *Geological Society Engineering Geology Special Publication*, 2009, vol. 22, no. 1, pp. 215–240. DOI: 10.1144/EGSP22.18
20. Levin L.Yu., Semin M.A., Bogomyagkov A.V., Parshakov O.S. The application of «Frozen Wall» software in simulation of artificial ground freezing. *Proceedings of the Tula States University-sciences of Earth*, 2019, no. 4, pp. 269–282. In Rus.
21. Bogomyagkov A.V., Zaitsev A.V., Klyukin Yu.A., Levin L.Yu., Parshakov O.S., Pugin A.V., Semin M.A. *Svidetelstvo o gosudarstvennoy registratsii programmy dlya EVM: № 2018666337. «FrozenWall»*, no. 20186663501, 2018.
22. Levin L., Golovaty I., Zaitsev A., Pugin A., Semin M. Thermal monitoring of frozen wall thawing after artificial ground freezing: case study of Petrikov potash mine. *Tunnelling and Underground Space Technology*, 2021, vol. 107, art. no. 103685.
23. Tsytovich N.A. *Mekhanika merzlykh gruntov* [Mechanics of frozen soils]. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 1973. 448 p.
24. Mikheev M.A. *Osnovy teploperedachi* [Fundamentals of heat transfer]. Moscow, Leningrad, GEI Publ., 1956. 390 p.
25. Semin M., Golovaty I., Pugin A. Analysis of temperature anomalies during thermal monitoring of frozen wall formation. *Fluids*, 2021, vol. 6, no. 8, art. no. 297.

Received: 11 August 2022.

Reviewed: 26 September 2022.

Information about the authors

Alexander V. Bogomyagkov, junior researcher, Mining Institute of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences.

Aleksey V. Pugin, Cand. Sc., researcher, Mining Institute of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences.

УДК 004.925.84:55:551.73:553.981.6

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА НА ПРИМЕРЕ СЕВЕРО-КАЛИНОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Липихина Евгения Юрьевна¹,
Lipikhina.e@mail.ru

Яковенко Олег Владимирович¹,
YakovenkoOV@tomsknipi.ru

¹ АО «ТомскНИПНефть»,
Россия, 634027, г. Томск, пр. Мира, 72.

Актуальность исследования обусловлена широким применением геологического моделирования как метода изучения залежей нефти и газа терригенного комплекса пород и палеозойского комплекса. Последний, по сравнению с терригенным, имеет специфическое геологическое строение и является менее изученным, именно поэтому проблемы палеозоя актуальны для всех добывающих компаний и научно-исследовательских институтов.

Цель: провести анализ методов геологического моделирования, повышающих уровень достоверности 3D моделей месторождений палеозойского возраста.

Объектом исследования являются палеозойские карбонатные нефтепродуктивные отложения.

Методы. Рассмотрена возможность и эффективность применения различных методов геологического моделирования карбонатных пород палеозойского возраста, повышающих достоверность моделирования и позволяющих снизить риски не подтверждения прогнозных показателей, на примере Калинового и Северо-Калинового месторождений. Рассмотренные в статье методы 3D моделирования применимы к другим нефтегазовым месторождениям со схожими геологическими особенностями.

Результаты. Рассмотрено два подхода к реконструкции залегания слоев в геологической модели палеозойского комплекса (горизонтальное и наклонное), выделены преимущества и недостатки каждого из них. Оценена необходимость и эффективность введения этапа типизации горных пород при моделировании залежей с резко невыдержанными по площади фильтрационно-емкостными свойствами. На примере Северо-Калинового месторождения показано, что применение описанных в статье методов моделирования приводит к повышению достоверности 3D геологической модели, что в свою очередь оказывает влияние на показатели технологического и экономического извлечения нефти из объектов доюрского комплекса.

Ключевые слова:

Геологическое моделирование, геологическая модель, палеозой, доюрский комплекс, карбонатные коллектора, Северо-Калиновое месторождение.

Введение

Статья посвящена проблеме изучения нефтепродуктивных карбонатных пород палеозойского возраста. В настоящее время в Западной Сибири большая часть месторождений мезозой-кайнозойского возраста хорошо изучена, разбурена и на протяжении многих лет эксплуатируется [1]. На сегодняшний день можно наблюдать активный рост объемов поисково-разведочных работ на палеозойские нефтепродуктивные объекты как в Западной Сибири, так и в других нефтегазоносных провинциях Российской Федерации. Несмотря на это, многие вопросы нефтегазоносности палеозоя остаются не полностью изучены.

Проблемы палеозоя актуальны для всех добывающих компаний и научно-исследовательских институтов. Палеозойский комплекс по сравнению с терригенным имеет специфическое геологическое строение и требует более детального комплексного анализа имеющихся геолого-геофизических, литолого-петрографических, фациальных, геохимических данных [2]. При работе с палеозойскими нефтепродуктивными толщами общие подходы перестают работать, трудности возникают на всех стадиях изучения месторождений, начиная от поисковой стадии и вплоть до окончания эксплуатации месторождения. При создании 3D геологических моделей (ГМ) палео-

зойских отложений также появляются сложности как на этапе создания структурно-стратиграфического каркаса, так и на этапе распределения фильтрационно-емкостных свойств.

Особенности геологического моделирования палеозойских карбонатных отложений

На сегодняшний день геологическое моделирование – один из главных методов изучения нефтегазовых месторождений [3–7]. Данная отрасль науки зародилась в 50-х гг. XX в. Именно тогда впервые советский геолог А.Б. Вистелиус опубликовал свои работы, посвященные одномерному моделированию процессов осадконакопления и обработки литологических данных [8]. Его работы считают первыми математическими геологическими моделями [9, 10]. Немного позже началось интенсивное развитие точных методов в геологии. В 1960-х гг. был выделен особый раздел математической геологии, получивший название «Геостатистика». Методы геостатистики начали широко использоваться в геомоделировании при распределении свойств в модели [11, 12]. В 1978 г. была создана первая 3D геологическая модель месторождения Hassi-Messaoud, расположенного в Алжире [13, 14]. Дальнейшее развитие геологического моделирования заключалось в создании и совершенствовании программного обеспечения для автоматизированного по-

строения 3D моделей [15, 16]. С появлением программ для трехмерного геологического моделирования (1990-е гг.) началось активное внедрение геологических моделей в научную и производственную сферы [11]. Были разработаны основные методы и подходы, алгоритмы и необходимые этапы трехмерного геологического моделирования. На данный момент все проектные документы на разработку месторождений углеводородов должны выполняться на трехмерных геолого-технологических моделях [17].

Выделяется несколько основных проблем, затрудняющих процесс создания геологической модели карбонатных коллекторов и при этом существенно влияющих на рентабельность разведки и разработки месторождения [18].

Во-первых, постоянно возникают сложности определения литологического состава и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород в скважинах, и тем более трудности возникают при прогнозе свойств в межскважинном пространстве. Процесс определения осложняется архитектурой строения резервуара и диагенетическими (вторичными) процессами, свойственными карбонатным отложениям. Как правило, сложно провести корректную корреляцию пластов по керновым данным и геофизическим исследованиям (ГИС), по данным сейсмической съемки. Дополнительно сталкиваются с проблемой прогнозирования структурных элементов залегания пород.

Во-вторых, карбонатным породам характерна резкая изменчивость ФЕС по латерали и вертикали, а также нелинейное отношение пористости и проницаемости или его отсутствие.

Также карбонатам свойственна сложная система строения пустотного пространства, которое может быть представлено порами, кавернами и трещинами. При этом формы и размеры пустот варьируются в широких пределах.

Корректное построение статической геологической и динамической фильтрационных моделей с максимально возможным учетом пространственной неоднородности карбонатных коллекторов порово-трещинового типа является одним из важнейших факторов повышения показателей технологического и экономического извлечения нефти из объектов доюрского комплекса [18].

В данной статье рассмотрены особенности геологического моделирования и возможность и эффективность применения различных методов моделирования на примере Северо-Калинового месторождения. Хотелось бы отметить, что рассмотренные методы можно использовать и на других месторождениях со схожим геологическим строением.

Геологические особенности Северо-Калинового месторождения

Северо-Калиновое нефтегазоконденсатное месторождение расположено в пределах Парабельского района Томской области на юго-востоке Западно-Сибирской равнины. Месторождение входит в состав Северо-Пудинского лицензионного участка. В геологическом строении продуктивной площади принима-

ют участие образования доюрского комплекса, несогласно перекрытые породами мезозой-кайнозойского осадочного чехла [2].

На данном месторождении установлена нефтегазоконденсатность юрских и доюрских отложений, но объектом исследований являются палеозойские толщи. Палеозойский комплекс представлен корой выветривания (пласт М) и коренным палеозоем (пласт М1).

Палеозойские породы сложены толщей глинисто-кремнистых, глинисто-карбонатных и карбонатных пород девон-карбонного возраста и развитыми по ним в различной степени выветрелыми глинисто-кремнистыми отложениями коры выветривания [1]. Отложения коры выветривания по палеозойским отложениям распространены почти повсеместно, имеют вторичное происхождение, характеризуются непостоянным литологическим составом и, как следствие, не выдержанными по площади ФЕС. Отличительной особенностью пород фундамента является их сильная раздробленность многочисленными разноориентированными трещинами, различными по степени раскрытости и морфологии. Как правило, в коллекторах преобладает трещиноватость и вторичная пористость, обусловленная перекристаллизацией горных пород и выщелачиванием легко растворимых минералов. Коллектора Северо-Калинового месторождения по типу относятся к порово-трещинным.

Все выше перечисленные геологические особенности, часто характерные для палеозойских месторождений, затрудняют корректное построение 3D геологических моделей.

Реконструкция залегания слоев в модели

Зачастую при моделировании карбонатных резервуаров на этапе создания структурно-стратиграфического каркаса возникают трудности, так как породы сильно подвержены диагенетическим процессам и тектоническому воздействию, они имеют резкие перепады углов и азимутов залегания. От корректного построения структурно-стратиграфического каркаса зависит правильность «нарезки» слоев в модели и, как следствие, распределение свойств. Также «нарезка» слоев влияет на гидродинамическую связанность коллектора и адаптацию гидродинамических моделей [19].

Существует два основных метода реконструкции залегания слоев в модели. Для сравнения методов были построены две отдельные геологические модели с различными структурно-стратиграфическими каркасами. Геологические модели отличаются типом «нарезки» слоев, имитирующих залегания пород доюрского комплекса в природе (горизонтальное и наклонное). В модель были встроены тектонические нарушения, протяженные по площади, но при этом большинство из них безаплитудные по вертикали. Однако по отдельным разломам, расположенным на Калиновом лицензионном участке, предполагается вертикальная амплитуда перемещения соседних блоков до нескольких сотен метров.

После построения моделей с горизонтальным и наклонным залеганием слоев был проведен сравни-

тельный анализ преимуществ и недостатков рассмотренных методов. Для объективного сравнения методов построения геологической модели расчёты выполнялись на основе одних исходных данных.

В первом случае рассмотрим классический вариант построения ГМ доюрского комплекса, т. е. моделируется массивная залежь с горизонтальным залеганием слоев, распределение коллектора проходит с подбором вариограмм, позволяющих воссоздать природное распределение коллектора, как представлено на рис. 1.

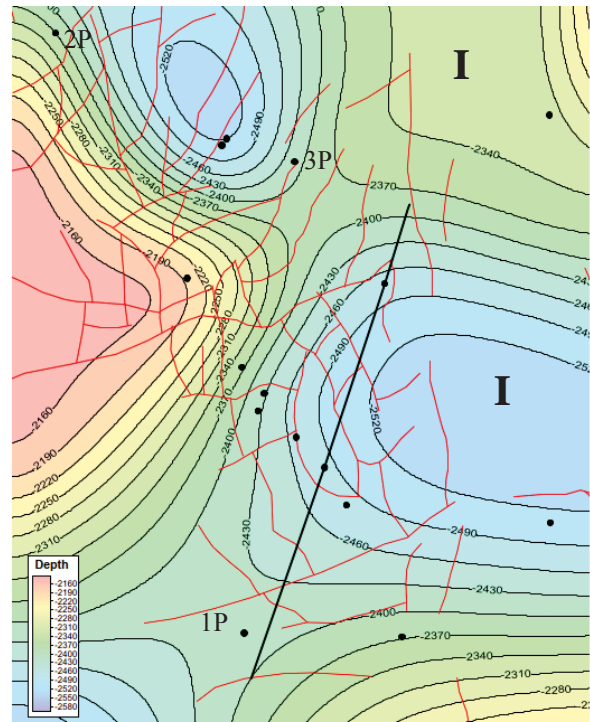


Рис. 1. Горизонтальное залегание слоев в природе
 Fig. 1. Horizontal occurrence of layers in nature

В качестве эрозионной поверхности используется сейсмический отражающий горизонт Ф2, соответствующий кровли пород фундамента.

На рис. 2 представлена структурная карта кровли пласта М1 с расположением профиля геологического разреза.

На всех картах, представленных в статье, истинные номера скважин скрыты, для некоторых скважин присвоены условные номера, для возможности привязки.



● Скважина / Тектоническое нарушение
 / Линия разреза

Рис. 2. Структурная карта кровли пласта М1 с расположением профиля геологического разреза по линии I-I

Fig. 2. Structural map of the top of M1 layer with the axial section along the I-I line

Полученный из модели с горизонтальным залеганием слоев схематический геологический разрез представлен на рис. 3.

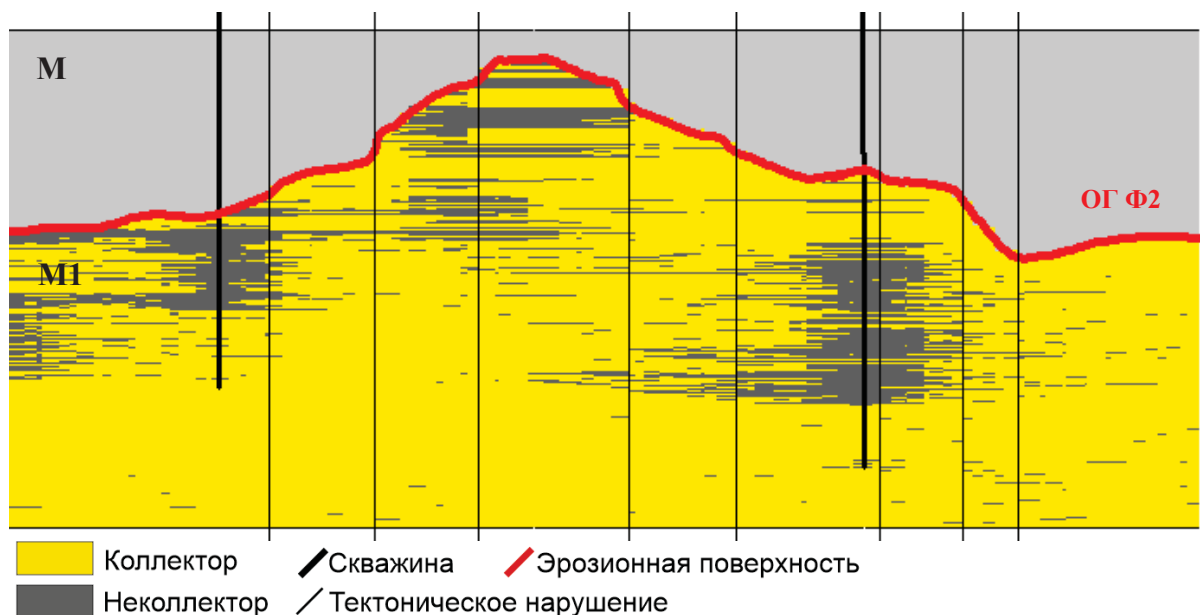


Рис. 3. Схематический геологический разрез пласта М1 из ГМ с горизонтальным залеганием слоев Калинового месторождения по линии I-I

Fig. 3. Schematic geological section from the geological model with horizontal occurrence of the layers of the Severo-Kalinovoe deposit

Для построения структурно-стратиграфического каркаса с горизонтальным залеганием слоев достаточно стандартного набора исходных данных. Этот метод не требует дополнительных трудовых затрат, но не полностью соответствует природному распределению, достоверность прогноза распространения коллектора и ФЕС в такой модели ниже. Данный подход рекомендуется применять при моделировании коры выветривания (т. к. кора выветривания представлена переотложенными породами, не имеющими четкой структуры залегания) или при моделировании коренного палеозоя в случае отсутствия информации о его залегании.

Во втором методе построения геологическая концепция предполагает складчатое строение толщ, как представлено на рис. 4.



Рис. 4. Наклонное залегание слоев в природе
 Fig. 4. Sloping layers in nature

Традиционно для воссоздания наклонного залегания пород доюрского комплекса используются данные исследований ГМИ (азимутальный электрический микроимиджер) для определения углов и азимутов залегания пород. В связи с отсутствием данных исследований для построения структурного каркаса коренного палеозоя в качестве стратиграфической кровли пласта использовалась методика, разработанная сотрудниками АО «ТомскНИПИнефть». Авторами идеи данного подхода моделирования палеозоя являются сотрудники: Р.В. Полькин, А.А. Горкальцев, работающие в АО

«ТомскНИПИнефть» в момент создания концепции. С момента возникновения идеи и первой ее реализации прошло более 10 лет. С того момента методика подверглась значительным корректировкам и обновлениям, постоянно дорабатывается и модернизируется на основе результатов при адаптации гидродинамической модели (ГДМ) и получения дополнительных знаний о строении доюрского комплекса.

Она позволяет воссоздать залегание слоев, соответствующее текущему представлению залегания, на основе палеонтологических данных [20].

Согласно данной методике для построения геологической модели фундамента необходимо выполнить ряд этапов:

1. Необходимо дать характеристику площадного и вертикального распределения одновозрастных отложений палеозоя. Для этого используются данные определений возраста отложений по палеонтологическим остаткам в керне пробуренных скважин. В данной работе возрастными определениями в скважинах занимались сотрудники Томского государственного университета [19, 20].
2. На основе взаимного расположения скважин и вскрытых ими горизонтов с использованием методов структурного анализа следует определить углы падения слоистости.
3. Следующий этап работы заключается в построении геологических разрезов вдоль и поперек простирания складчатых структур, на основе полученной геологической карты фундамента.

Оси складок имеют северо-северо-западную ориентировку с углами падения слоев 10–50°. На основании предположения о достаточно пологом строении складчатых толщ были скорректированы геологические разрезы, строение которых не противоречит всем имеющимся данным. Были учтены разрывные нарушения, выявленные по данным сейсмоки. По отдельным разломам предполагается вертикальная амплитуда перемещения соседних блоков до нескольких сотен метров (Калиновое месторождение).

На рис. 5 представлен схематический разрез по палеозойским отложениям вдоль простирания складчатой структуры Северо-Калинового месторождения.

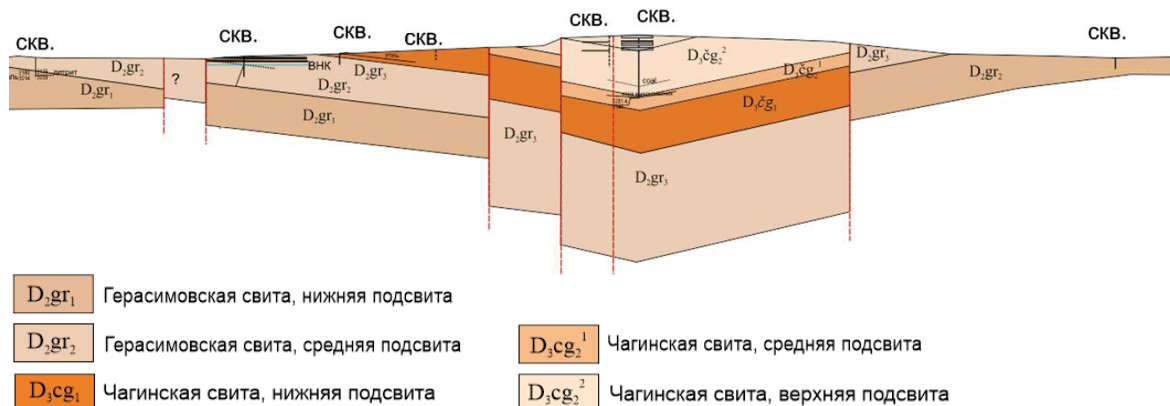


Рис. 5. Схематический разрез по палеозойским отложениям вдоль простирания складчатой структуры Северо-Калинового месторождения

Fig. 5. Schematic geological section of the Paleozoic along the strike of the folded structure of the Severo-Kalinovoe field

4. По построенным разрезам необходимо было определить абсолютные отметки кровли или подошвы продуктивных пластов. В нашем случае продуктивные пласты представлены отложениями средне-позднедевонских свит (герасимовская и чагинская свиты). Полученные абсолютные отметки затем используются при построении трёхмерной геологической модели. К примеру, для построения модели Северо-Калинового месторождения в расчетах участвовало 5 скважин для стратиграфической поверхности D_{2gr_2} и 6 скважин для поверхности D_{2gr_1} . Построения разрезов и опре-

деления углов и азимутов падения одновозрастных отложений палеозоя были выполнены сотрудником АО «ТомскНИПИнефть» С.В. Максимовым [20].

5. Полученную восстановленную стратиграфическую поверхность необходимо использовать при построении структурного каркаса и параллельно данной поверхности проводить нарезку на слои в ГМ.

Полученный схематический геологический разрез из модели с наклонным залеганием слоев представлен на рис. 4.

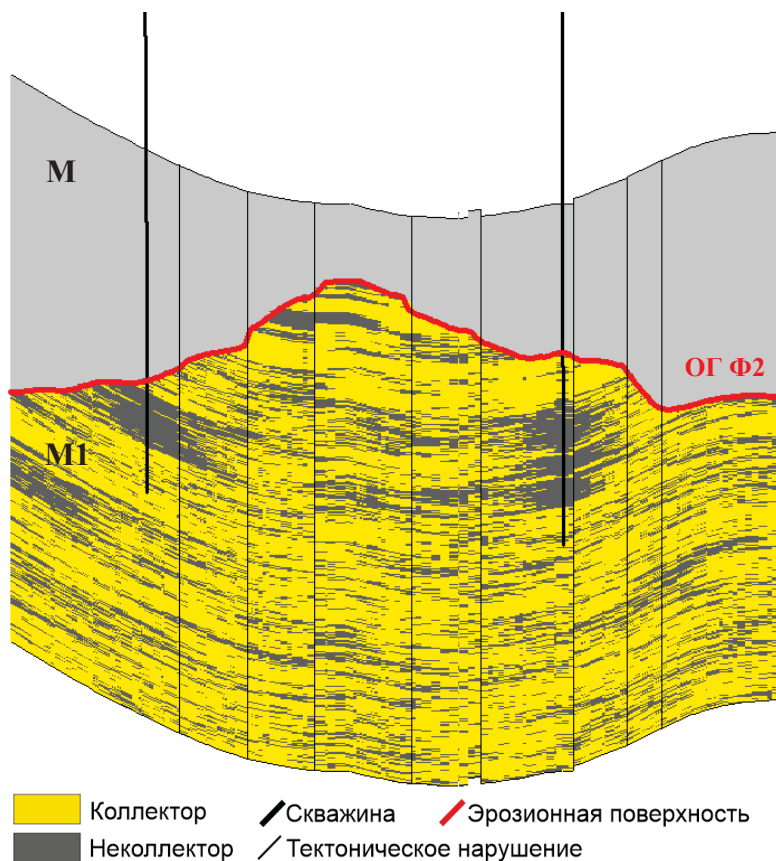


Рис. 6. Схематический геологический разрез пласта М1 из ГМ с наклонным залеганием слоев Калинового месторождения по линии I-I

Fig. 6. Schematic geological section from the geological model with the inclined occurrence of the layers of the Severo-Kalinovoe deposit

Для построения геологической модели с наклонным залеганием пород необходимы дополнительные исходные данные (углы и азимуты залегания слоев доюрского комплекса), которые можно получить при построении геологических разрезов с использованием методов биостратиграфии и структурного анализа, что увеличивает количество временных и трудовых затрат. Однако такая геологическая модель лучше отражает природное залегание палеозойского комплекса, что положительно сказывается на адаптации модели за счет снижения скорости обводнения гидродинамической модели. Именно этот метод рекомендуется применять при моделировании коренного палеозоя.

Метод построения геологической модели с наклонным залеганием слоев структурно-

стратиграфического каркаса был использован сотрудниками АО «ТомскНИПИнефть» в проекте подсчета запасов Северо-Калинового месторождения в 2020 г. Выполненный проект получил положительные отзывы от экспертов компании ПАО «НК «Роснефть» и ФБУ «ГКЗ» (под руководством ответственного исполнителя Б.А. Федорова).

Изменение геологической концепции месторождения и создание структурно-стратиграфического каркаса с наклонной нарезкой на слои повлияло на пересмотр проектного фонда и концепции бурения месторождения в целом, что позволит повысить эффективность бурения, снизит риски не подтверждения проектных показателей бурения, произведет положительный экономический эффект.

На данный момент по результатам бурения 7 новых скважин на коренной палеозой получены притоки нефти со средними дебитами 100–200 т/сут. В дальнейшем, в 2025–2026 гг., планируется бурение нового куста, который будет включать в себя 6 горизонтальных скважин. Горизонтальный тип скважин был выбран с учётом полученной геологической концепции формирования месторождения, т. к. коренной палеозой имеет наклонное залегание слоев и горизонтальные скважины позволят вскрыть большее количество прослоев коллектора и захватить наиболее протяженную продуктивную зону. При бурении наклонно-направленной скважины вероятность вскрыть коллектор с наклонным залеганием слоев значительно ниже.

Типизации горных пород

Еще одной проблемой, с которой часто сталкиваются при моделировании резервуаров палеозойского возраста, является корректное распределение свойств внутри модели. Типизация горных пород чрезвычайно важна при распространении в модели свойств коллектора (пористость, проницаемость, водонасыщенность и литология) в тех случаях, когда выделенные литотипы значительно различаются по этим свойствам. При построении 3D геологической модели палеозойских карбонатных отложений в алгоритм работ

рекомендуется включать этап типизации горных пород и только после этого осуществлять переносом данных ГИС на ячейки структурного каркаса.

Типизация может выполняться различными методами. Допускается разделение пород по генезису, составу, текстурно-структурным особенностям, морфологии порового пространства и прочим свойствам, в зависимости от имеющихся исходных данных [2].

В данной статье на примере Калинового и Северо-Калинового месторождений оценена эффективность введения этапа типизации горных пород. Для этого были построены блоково-разломные модели палеозойского комплекса Калинового и Северо-Калинового месторождений, при этом пористость и нефтенасыщенность для каждого блока определялись отдельно. Значения варьируются в широких пределах, помимо этого, в каждом блоке заданы разные отметки ВНК, блоки резко различаются по значениям эффективных и нефтенасыщенных толщин и являются гидродинамически несвязанными.

На основе имеющегося керна материала в АО «ТомскНИПИнефть», с учетом имеющихся блоково-разломных моделей, было выделено несколько литотипов пород и построена карта их распределения по площади (рис. 7).



Рис. 7. Карта распределения литотипов горных пород кровли фундамента
 Fig. 7. Distribution map of rock lithotypes of basement's top

На следующем этапе работы построенную карту типизации горных пород необходимо использовать в качестве основы геологической модели месторождений. Затем осреднение и распространение свойств в межскважинном пространстве необходимо осуществлять не по всей территории месторождения, а отдельно по каждой выделенной зоне рассматриваемых литотипов.

В результате было проведено сравнение двух геологических моделей по Калиновой площади, построенных на одних исходных данных, но в первом случае без этапа типизации горных пород. Для примера приведены карты нефтенасыщенных толщин из разных моделей (рис. 8) и сопоставлены значения по каждой из них со скважинными данными. Полученные результаты приведены в таблице.

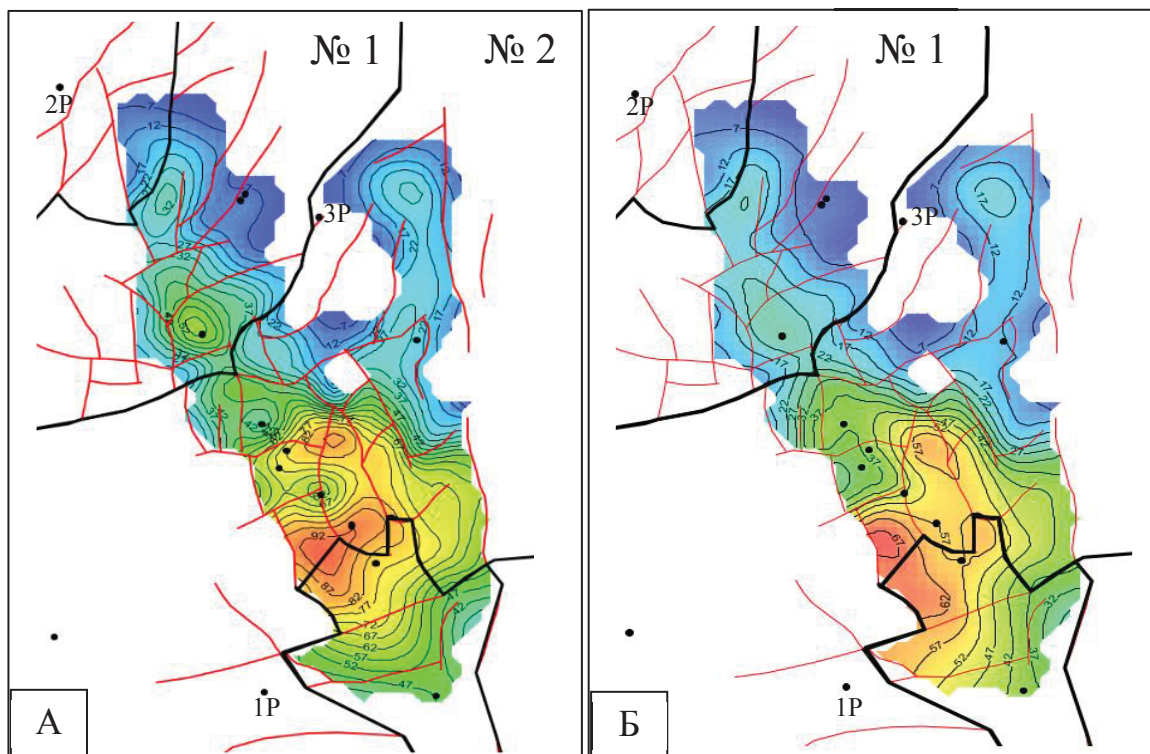


Рис. 8. Карты нефтенасыщенных толщин Калинового месторождения из ГМ, построенной без этапа типизации пород (А), и из ГМ, построенной с использованием карты распределения литотипов (Б)
Fig. 8. Maps of oil-saturated thicknesses of the Kalinovo deposit from the geological model constructed without the stage of rock typing (A) and from the geological model constructed using the lithotype distribution map (B)

Таблица. Сопоставление скважинных данных с модельными данными Калинового месторождения

Table. Comparison of well data with model data of the Kalinovo deposit

Зона Zone	ННТ по скважине ORT over the well	ННТ по ГМ без типизации пород ORT over the geological model without typification of rocks	Расхождение Discrepancy	ННТ по ГМ с типизацией пород ORT over the geological model with typification of rocks	Расхождение Discrepancy
№ 1	15,0	24,4	62,1	13,7	-8,7
№ 2	32,4	41,5	28,1	29,6	-8,6
№ 3	60,1	46,7	-22,3	55,8	-7,2

Примечание/Note: ННТ – нефтенасыщенная толщина/
 ORT – Oil rich thickness.

Согласно данным, представленным в таблице, в первом случае при построении модели без учета типизации пород значения нефтенасыщенных толщин

по скважинным данным и по результатам построения ГМ расходятся в пределах от 22,3 до 62,1 % по разным блокам. Вторая модель, построенная с учетом типизации пород, имеет меньше расхождений со скважинными данными и не искажает распределение толщин (расхождение от 7,2 до 8,7 %).

Таким образом, введение дополнительного этапа типизации горных пород привело к повышению достоверности прогноза распространения свойств в коллекторе, что снижает риски заложения скважин в зоны завышенных толщин, полученных на основе распределения с использованием только вариограмм. Данный метод рекомендуется использовать при построении 3D геологической модели карбонатных пород с невыдержанными по площади ФЭС.

Заключение

В процессе моделирования месторождений палеозойского возраста часто возникают трудности, существенно влияющие на рентабельность разведки и разработки месторождений. При этом корректное построение геологической модели с максимально воз-

можным учетом пространственной неоднородности карбонатных резервуаров является одним из важнейших факторов повышения эффективности технологических и экономических показателей извлечения углеводородов. В данной статье был проведен анализ методов построения геологических моделей карбонатных резервуаров доюрского возраста, повышаю-

щих достоверность моделирования и позволяющих снизить риски не подтверждения прогнозных показателей, на примере Калинового и Северо-Калинового месторождений. Однако рассмотренные методы моделирования доюрского комплекса можно применять и на других месторождениях со схожими геологическими характеристиками.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Липихина Е.Ю. Литолого-геохимические особенности девонских нефтепродуктивных отложений Калинового нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область) // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIV Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова. – Томск: Изд-во ТПУ, 2020. – Т. 1. – С. 210–212.
2. Липихина Е.Ю. Типизация горных пород палеозойского комплекса как один из важных этапов геологического моделирования (на примере Калинового месторождения) // Проблемы геологии и освоения недр: Материалы XXI Международного научного симпозиума им. М.А. Усова. – Томск, 2021. – С. 144–146.
3. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. – М.: Изд-во «Маска», 2009. – 376 с.
4. К вопросу о перспективах создания корпоративного программного обеспечения геологического моделирования / М.И. Саакян, К.Е. Закревский, А.Е. Лепилин, Ч.Р. Ахметов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 11. – С. 50–54.
5. Cosentino L. Integrated reservoir studies. – Paris: Editions Technip, 2001. – 310 p.
6. Perrin M., Rainaud J.M. Shared earth modeling. Knowledge driven solutions for building and managing sub surface 3D geological model. – Paris: Editions Technip, 2013. – 399 p.
7. Predictive geologic and geomechanical models for pad development in the Delawarebasin. URTEC-2020-3309-MS / R. McIntyre, J. Gaines, S. Gardner, M. Mediani, C. Hammerquist, X. Li, M. Paryani, N. Umholtz // SPE/AAPG/SEG Unconventional sources technology conference, 2020. URL: <https://onepetro.org/conference-paper/URTEC-2020-3309-MS> (дата обращения 05.09.2021).
8. Вистелиус А.Б. Простейшие задачи математической обработки в литологии и пути их решения // Литологический сборник ВНИГРИ. – 1948. – № 1. – С. 125–130.
9. Вистелиус А.Б. К вопросу о механизме слоеобразования // Докл. АН СССР. – 1949. – Т. 65. – № 2. – С. 191–194.
10. Merriam D.F., Vistelius A.B. A dominant figure in 20th century mathematical geology // Natural resources research. – 2001. – V. 10. – № 4. – P. 297–304.
11. Dubrule O., Damsleth E. Achievements and challenge sin petroleum geostatistics // Petroleum Geoscience. – 2001. – V. 07. – P. 1–7.
12. Matheron G. Traite de geostatistique applique. – Paris: Editions Technip, 1962. – 409 p.
13. Dubrule O. Geostatistics for seismic data integration in earth models. –Tulsa: European association of geoscientists and engineers, 2003. – 281 p.
14. Delhomme E., Giannesini J. New reservoir description technique improve simulation results in Hass-Messaoud field Algeria. SPE8435 // 54th SPE Annual Technical conference and Exhibition. – Dallas, USA, 1979.
15. Renard R.D. Bluepack 3-D and its use in the petroleum industry // 5th SPE petroleum computer conference. – Denver, USA, 1990. – P. 197–204.
16. 3D reservoir visualization. SPE 22301-PA / B. Van, J. Pajon, P. Joseph, J.M. Chautru // SPE petroleum computer conference. – Dallas, USA, 1991. – P. 1310–1314.
17. Закревский К.Е., Попов В.Л. История развития трехмерного геологического моделирования как метода изучения залежей нефти и газа // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 5. – С. 89–100.
18. Закревский К.Е., Кундин А.С. Особенности геологического 3D моделирования карбонатных и трещинных резервуаров. – М.: ООО «Белый Ветер», 2016. – 404 с.
19. Яковенко О.В., Воробьев Д.В., Меркулов В.П. Учет особенностей геологического строения и процесса формирования доюрских отложений при выборе методики построения структурного каркаса цифровой геологической модели на примере месторождения Томской области // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 2. – С. 52–56.
20. Fedorov B.A., Maksikov S.V., Yakovenko O.V. The role of biostratigraphy and structural analysis methods in creating a 3D model of a deposit in Paleozoic sediments under conditions of a shortage of initial geological data // European association of geoscientists and engineers. – 2021. – V. 2021. – P. 1–5.

Поступила: 17.07.2022 г.

Прошла рецензирование: 17.10.2022 г.

Информация об авторах

Липихина Е.Ю., научный сотрудник отдела геологического моделирования АО «ТомскНИПИнефть».

Яковенко О.В., начальник отдела геологического моделирования АО «ТомскНИПИнефть».

UDC 004.925.84:55:551.73:553.981.6

ANALYSIS OF METHODS FOR CONSTRUCTING A GEOLOGICAL MODEL OF THE PRE-JURASSIC COMPLEX ON THE EXAMPLE OF THE SEVERO-KALINOVOE DEPOSIT

Evgenia Yu. Lipikhina¹,
Lipikhina.e@mail.ru

Oleg V. Yakovenko¹,
YakovenkoOV@tomsknipi.ru

¹ JSC TomskNIPIneft,
72, Mira avenue, Tomsk, 634027, Russia.

The relevance of the research is caused by the widespread use of geological modeling as a method for studying oil and gas deposits of the terrigenous rock complex and the Paleozoic ones. The Paleozoic complex, in comparison with the terrigenous one, has a specific geological structure and is less researched, therefore the problems of the Paleozoic are relevant for all mining companies and research institutes.

The purpose of the research is to analyze methods of geological modeling that increase the level of reliability of 3D models of Paleozoic deposits.

The object of the research is the Paleozoic carbonate and fractured oil productive sediments.

Methods. The article considers the possibility and effectiveness of applying various methods of geological modeling of Paleozoic carbonate and fractured rocks. The methods increase the reliability of modeling and reduce the risks of not confirming the forecast indicators, using the example of the Kalinovoe and Severo-Kalinovoe deposits. The 3D modeling methods discussed in the article are applicable to other oil and gas fields with similar geological deposits.

Results. Two methods of reconstructing the bedding in the geological model of the Paleozoic complex were considered (horizontal and tilted) and the advantages and disadvantages of each of them were highlighted. The necessity and effectiveness of the introduction of the additional stage of rock typification was evaluated for modeling deposits with reservoir properties that are sharply not sustained over the area. On the example of the Severo-Kalinovoe deposit, it is shown that the application of the modeling methods described in the article leads to improve accuracy of the 3D geological model. This affects the increase in the efficiency of technological and economic extraction of hydrocarbons from the objects of the pre-Jurassic complex.

Key words:

Geological modeling, geological model, Paleozoic, pre-Jurassic complex, carbonate reservoirs, Severo-Kalinovoe deposit.

REFERENCES

- Lipikhina E.Yu. Litologo-geokhimicheskie osobennosti devonsskikh nefteproduktivnykh otlozheniy Kalinovogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya (Tomskaya oblast) [Lithological and geochemical features of the Devonian oil deposits of the Kalinovoye oil and gas condensate field (Tomsk region)]. *Problemy geologii i osvoyeniya nedr. Trudy XXIV Mezhdunarodnogo nauchnogo simpoziuma studentov i molodykh uchenykh imeni akademika M.A. Usova* [Problems of geology and subsoil development. Proc. of the XXIV International Scientific Symposium of Students and Young Scientists named after Academician M.A. Usov]. Tomsk, TPU Publ., 2020. Vol. 1, pp. 210–212.
- Lipikhina E.Yu. Tipizatsiya gornykh porod paleozoyskogo kompleksa kak odin iz vazhnykh etapov geologicheskogo modelirovaniya (na primere Kalinovogo mestorozhdeniya) [Typification of rocks of the Paleozoic complex as one of the important stages of geological modeling (on the example of the Kalinovoye deposit)]. *Problemy geologii i osvoyeniya nedr. Materialy XXI Mezhdunarodnogo nauchnogo simpoziuma im. M.A. Usova* [Problems of geology and subsoil development. Proc. of the XXI International Scientific Symposium named after M.A. Usov]. Tomsk, 2021. pp. 144–146.
- Zakrevskiy K.E. *Geologicheskoe 3D modelirovanie* [Geological 3D modeling]. Moscow, Maska Publ., 2009. 376 p.
- Sahakyan M.I., Zakrevskiy K.E., Lepilin A.E., Akhmetov Ch.R. To the question of the prospects for creating corporate software for geological modeling. *Oil industry*, 2019, no. 11, pp. 50–54. In Rus.
- Cosentino L. *Integrated reservoir studies*. Paris, Editions Technip, 2001. 310 p.
- Perrin M., Rainaud J.M. *Shared earth modeling. Knowledge driven solutions for building and managing sub surface 3D geological model*. Paris, Editions Technip, 2013. 399 p.
- McIntyre R., Gaines J., Gardner S., Mediani M., Hammerquist C., Li X., Paryani M., Umholtz N. Predictive geologic and geomechanical models for pad development in the Delawarebasin. *Unconventional sources technology conference*, 2020. Available at: <https://onepetro.org/conference-paper/URTEC-2020-3309-MS> (accessed 5 September 2021).
- Vistelius A.B. Prosteyshie zadachi matematicheskoy obrabotki v litologii i puti ikh resheniya [The simplest problems of mathematical processing in lithology and ways to solve them]. *Litologicheskii sbornik VNIGRI*, 1948, no. 1, pp. 125–130.
- Vistelius A.B. K voprosu o mekhanizme sloeobrazovaniya [On the question of the mechanism of layer formation]. *Dokl. AN SSSR*, 1949, vol. 65, no. 2, pp. 191–194.
- Merriam D.F., Vistelius A.B. A dominant figure in 20th century mathematical geology. *Natural resources research*, 2001, vol. 10, no. 4, pp. 297–304.
- Dubrule O., Damsleth E. Achievements and challenge sin petroleum geostatistics. *Petroleum Geoscience*, 2001, vol. 07, pp. 1–7.
- Materon G. *Traite de geostatistique applique* [Treatise on applied geostatistics]. Paris, Editions Technip, 1962. 409 p.
- Dubrule O. *Geostatistics for seismic data integration in earth models*. Tulsa, European association of geoscientists and engineers, 2003. 281 p.
- Delhomme E., Giannesini J. New reservoir description technique improve simulation results in Hass-Messaoud field Algeria. *54th SPE Annual Technical conference and Exhibition*. Dallas, USA, 1979.
- Renard R.D. Bluepack 3-D and its use in the petroleum industry. *5th SPE petroleum computer conference*. Denver, USA, 1990. pp. 197–204.
- Van B., Pajon J., Joseph P., Chautru J.M. 3D reservoir visualization. *SPE petroleum computer conference*. Dallas, USA, 1991. pp. 1310–1314.
- Zakrevskiy K.E., Popov V.L. The history of the development of 3D geological modeling as a method for studying oil and gas deposits. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 5, pp. 89–100. In Rus.

18. Zakrevskiy K.E., Kunding A.S. *Osobennosti geologicheskogo 3D modelirovaniya karbonatnykh i treshchinnykh rezervuarov* [Features of geological 3D modeling of carbonate and fractured reservoirs]. Moscow, White Wind Publ., 2016. 404 p.
19. Yakovenko O.V., Vorobyov D.V., Merkulov V.P. Taking into account the features of the geological structure and the process of formation of pre-Jurassic deposits when choosing a method for constructing the structural framework of a digital geological model using the example of a field in the Tomsk region. *Oil. Gas. Innovations*, 2017, no. 2, pp. 52–56. In Rus.
20. Fedorov B.A., Maksikov S.V., Yakovenko O.V. The role of biostratigraphy and structural analysis methods in creating a 3D model of a deposit in Paleozoic sediments under conditions of a shortage of initial geological data. *European association of geoscientists and engineers*, 2021, vol. 2021, pp. 1–5.

*Received: 17 July 2022.
Reviewed: 17 October 2022.*

Information about the authors

Evgenia Yu. Lipikhina, researcher, JSC TomskNIPIneft.

Oleg V. Yakovenko, head of Geological Modeling Department, JSC TomskNIPIneft.

УДК 553.87

ЭЛЕМЕНТЫ-ПРИМЕСИ В КВАРЦЕ ГИДРОТЕРМАЛЬНО-МЕТАМОРФОГЕННОГО И ГИДРОТЕРМАЛЬНО-МЕТАМОРФОГЕННОГО-МЕТАСОМАТИЧЕСКОГО ГЕНЕЗИСА (ЮЖНЫЙ УРАЛ)

Корекина Мария Александровна¹,
maria@mineralogy.ru

Савичев Александр Николаевич¹,
ansavichev@mineralogy.ru

¹ Южно-Уральский федеральный научный центр минералогии и геоэкологии УрО РАН,
Россия, 456317, г. Миасс, Ильменский заповедник.

Актуальность исследования обусловлена изучением и вовлечением в технологический передел кварцево-жильных образований различных генетических типов.

Цель: определение содержания элементов-примесей в кварце разных генетических типов и степени его пригодности для получения высокочистых кварцевых концентратов.

Объекты: кварцево-жильные объекты гидротермально-метаморфогенно-метасоматического типа (жила Беркутинская, жила Болотная) и гидротермально-метаморфогенного типа (проявление Песчаное, жила Толстиха, месторождение Новотроицкое).

Методы: LA-ICP-MS спектроскопия элементов-примесей, микроскопические исследования кварца, оценка P-T параметров минералообразования.

Результаты. Установлено, что жилы гидротермально-метаморфогенно-метасоматического типа сложены разнозернистым гранулированным прозрачным, полупрозрачным, льдистым, сахаровидным кварцем, в то время как кварцево-жильные объекты гидротермально-метаморфогенного типа являются жилами выполнения и состоят преимущественно из молочно-белого кварца. Кварцево-жильные образования двух генетических типов различаются геологическими условиями локализации, температурами минералообразования, гранулометрическими характеристиками, наличием и расположением минеральных и флюидных включений, а также содержанием основных петрогенетически информативных элементов-примесей (Li, Na, Mg, Al, K, Ti, Cr, Mn, Fe, Ni, Cu, Zn). Показано, что гидротермально-метаморфогенный кварц характеризуется более низкими (288–410 °С) температурами образования по сравнению с гидротермально-метаморфогенно-метасоматическим кварцем (415–519 °С), при близких значениях давления (2–4 кбар) и более высокими показателями содержания элементов-примесей (до 535 г/т). Чистота зерен кварца гидротермально-метаморфогенно-метасоматического генезиса связана с многократным воздействием процессов метаморфизма и метасоматоза, при которых происходило вытеснение минеральных и флюидных включений из зерен кварца в межзерновое пространство. Минимальные значения содержания элементов по данным LA-ICP-MS спектроскопии близки к значениям по содержанию элементов в структурной форме и не превышают по всем типам кварца 5–12 г/т, исключение составляет молочно-белый кварц проявления Песчаное (до 25 г/т). Минимальные значения по содержанию элементов-примесей в кварце показывают предел его обогатимости и позволяют при использовании многоступенчатой системы обогащения получать кварцевые концентраты высокой степени чистоты.

Ключевые слова:

кварц, LA-ICP-MS спектроскопия, высокочистый кварц, микроэлементный состав, метаморфизм, метасоматоз, минеральные примеси, флюидные включения.

Введение

Месторождения кварца высокой степени чистоты (high purity quartz – HPQ) являются стратегически важным сырьем для нужд оптоволоконной, космической, медицинской и др. отраслей промышленности. Благодаря широкому распространению в земной коре и уникальным физико-химическим свойствам кварц находит широкое применение для изготовления кварцевых тиглей для солнечных батарей и микросхем, высокотемпературных ламп, прозрачного кварцевого стекла для полупроводников и т. д. [1]. В связи с растущим в последние годы промышленным потенциалом и спросом на кварцевые концентраты высокой степени чистоты все более актуальной является задача поиска новых потенциально пригодных кварцевых объектов. Основным требованием к качественным характеристикам кварцевого сырья является наличие низких концентраций элементов-примесей, суммар-

ное содержание которых в промышленно значимых кварцах не превышает 50 г/т [2, 3]. На микроэлементный состав кварца большое влияние оказывают наличие флюидных и минеральных включений, а также присутствие структурных примесей, изоморфно входящих в кристаллическую решетку кварца. Удаление минеральных и флюидных включений возможно при использовании определенных технологий обогащения, в то время как структурные примеси определяют предел обогатимости кварцевого сырья.

На территории Южно-Уральской кварценозной провинции расположено большое количество месторождений кварца, что определяет ее ведущую роль по запасам кварцевого сырья в России. Большой вклад в изучение кварцево-жильной минерализации Урала внесли работы Г.Н. Вертушкова, Э.Ф. Емлина, Г.А. Синкевича, Е.П. Мельникова, Ю.А. Соколова, В.И. Якшина и др. [4–7]. Не смотря на многочисленные исследования, посвященные микроструктурному

анализу кварца [8, 9], оценке светопропускания [10, 11], изучению флюидных включений [12, 13] и т. д., остается много вопросов по содержанию элементов-примесей, определяющих его промышленную значимость.

Основной задачей исследования является определение содержания элементов-примесей в кварце разных генетических типов и степени его пригодности для получения высокочистых кварцевых концентратов.

При определении генетических типов кварца на основе работ предшественников [5–11, 14], используемых в качестве основных критериев: особенности геологического размещения и условий образования, Р-Т параметры, степень влияния процессов метаморфизма и метасоматоза, гранулометрические характеристики кварцевых зерен и т. д., нами были выделены два генетических типа кварца – гидротермально-метаморфогенно-метасоматический и гидротермально-метаморфогенный. Месторождения и жилы гидротермально-метаморфогенно-метасоматического типа представлены жилами гранулированного прозрачного, полупрозрачного, льдистого, сахаровидного кварца. Кварцево-жилные объекты гидротермально-метаморфогенного генезиса – это кварцевые тела, сложенные крупно-гигантозернистым молочно-белым кварцем. Основным различием кварца двух генетических типов является интенсивность воздействия процессов метаморфизма и метасоматоза, определяющих гранулометрические характеристики кварца и его микроэлементный состав.

Используемый в работе метод LA-ICP-MS спектроскопии обладает высоким разрешением и позволяет проводить локальные исследования, что дает возможность провести предварительную оценку содержания в кварце элементов-примесей [15].

Образцы и методы исследования

Применительно к поставленным задачам было выполнено штучное опробование на кварцево-жилных объектах гидротермально-метаморфогенно-метасоматического типа (жила Беркутинская – 36 образцов, жила Болотная – 38 образцов) и гидротермально-метаморфогенного типа (проявление Песчаное – 6 образцов, жила Толстиха – 12 образцов, месторождение Новотроицкое – 42 образца) на Южном Урале.

Состав элементов-примесей в кварце был проанализирован методом масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой и лазерным пробоотбором (LA-ICP-MS спектроскопии) в Южно-Уральском федеральном научном центре минералогии и геоэкологии УрО РАН (г. Миасс). Данный метод требует особо тщательного выбора области изучения, т. к. в область абляции попадают твердофазные и флюидные включения (ФВ). Предварительно с использованием оптического микроскопа Axiolab (Carl Zeiss) изучены структурно-текстурные особенности кварца, а также количество и локализация минеральных и ФВ.

Измерения методом LA-ICP-MS спектроскопии проводились на плоскополированных кварцевых пластинах с использованием квадрупольного масс-

спектрометра Agilent 7700x с программным комплексом MassHunter и лазерной приставкой New Wave Research UP-213. Использовался УФ Nd:YAG-лазер с длиной волны 213 нм и настройками плотности потока 17,0–19,0 Дж/см², частотой повторений 20 Гц, газ-носитель в ячейке – He, скорости потока 0,65 л/мин. Настройки масс-спектрометра: мощность высокочастотного сигнала – 1500 Вт; газ-носитель – Ar; скорость потока – 0,9–0,95 л/мин; расход плазмообразующего газа (Ar) – 15 л/мин; расход вспомогательного газа (Ar) – 0,9 л/мин. Анализ проводился с использованием точечного режима абляции с диаметром пучка 80 мкм. Для удаления приповерхностных загрязнений перед каждым анализом выполнялась предварительная абляция продолжительностью 3 с. В течение первых 30 с регистрировался холостой сигнал без абляции вещества, затем в течение последующих 60 с обрабатывался сигнал от аблированного материала. Между анализами проводилась продувка ячейки и газовых каналов в течение 60 с. Калибровка масс-спектрометра осуществлялась по эталонному международному стандартному образцу NIST SRM-612. При этом количество молекулярных оксидных ионов (²³²Th¹⁶O/²³²Th) не превышало 0,2 %. Соотношение ²³⁸U/²³²Th было близко к 1. Для расчета использовался международный стандарт стекла SRM NIST-612. Для учета инструментального дрейфа лазера и масс-спектрометра стандартный образец анализировали через каждые 15 точек. Расчет химического анализа проводился в программном комплексе Iolite [16] с применением стандартных подходов, описанных в [17], и с использованием в качестве внутреннего стандарта ²⁹Si=46,7 мас. %. Погрешность анализов для большинства элементов с концентрациями в пределах 1–1000 г/т не превышает 5 отн. % [15].

Геологическая позиция месторождений кварца

В геологическом отношении кварцево-жилные объекты расположены в пределах Тагило-Магнитогорской и Восточно-Уральской мегазон (рис. 1). Их западная граница проходит по серпентинитовому меланжу зоны Главного Уральского разлома (ГУР). Состав представлен преимущественно ордовикско-нижнекаменноугольными комплексами океанической коры и энзиматической островной дуги, в том числе платиноносного пояса расслоенных базит-ультраосновных массивов, перекрытых шельфовыми карбонатными и рифтогенными вулканическими породами [18, 19].

Жила Беркутинская и жила Болотная входят в состав Кыштымской группы месторождений Уфалейского кварцево-жилного района, расположенной в восточной части Уфалейского гнейсово-амфиболитового комплекса. В состав группы месторождений входят более 3000 кварцевых жил, сложенных преимущественно кварцево-жилными образованиями вторично-зернистого гранулированного кварца, приуроченными к двум крупным поздеколлизийным тектоническим зонам дробления [20]. Их образование происходило под воздействием процессов метаморфизма и метасоматоза, что привело к формированию poste-

пенного перехода от мономинерального кварцевого тела к зоне полевошпатового пегматоида, а затем биотитового сланца и амфиболита [20]. В последующем под влиянием процессов метаморфизма происходила перекристаллизация кварцевых тел с образованием мелких новообразованных зерен.

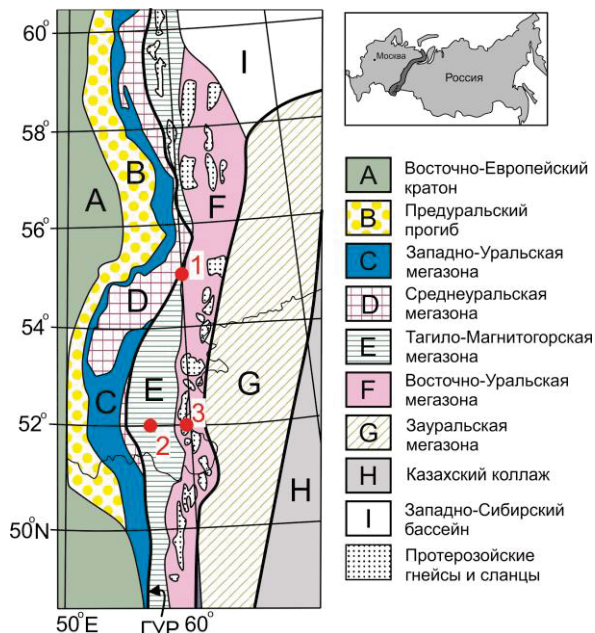


Рис. 1. Структурно-тектоническая карта Южного Урала [19]. Цифрами указано расположение кварцево-жильных объектов: 1 – жила Беркутинская, жила Болотная, жила Толстиха; 2 – Новотроицкое месторождение; 3 – Песчаное проявление

Fig. 1. Structural-tectonic map of the Southern Urals [19]. The numbers indicate the location of quartz-vein objects: 1 – Berkutinskaya vein, Bolotnaya vein, Tolstikha vein; 2 – Novotroitskoe deposit; 3 – Peschanoe occurrence

Кварц гидротермально-метаморфогенного генезиса молочно-белый, массивный, непрозрачный, первичнозернистый, образованный в результате проникновения силикатных флюидов под давлением в открытую систему трещин [21, 22]. Кварцевые тела являются жилами выполнения и образуются в разных геодинамических обстановках, к которым относятся раннеколлизийный и позднеколлизийный режимы [23].

Новотроицкое месторождение молочно-белого кварца входит в состав Сакмарского кварценосного района и расположено на территории Зилаирского района (Башкортостан). Кварцевые жилы залегают в толще переслаивающихся графит-мусковит-кварцевых сланцев и графитовых кварцитов с мусковит-кварцевыми сланцами [24].

Песчаное проявление кварца находится на южном контакте Джабыкского гранитного массива. Оно представлено пятью жилами выполнения, состоящими из молочно-белого кварца, залегающими среди лейкократовых разнозернистых гранитов. Максимальная мощность кварцевых жил достигает 2,5 м

при протяженности до 1 км. Контакт вмещающих пород с кварцевым телом резкий. На контакте граниты интенсивно деформированы [25].

Жила Толстиха является крупным объектом, сложенным молочно-белым кварцем, входящим в состав Наилинского месторождения золота. Жила расположена на контакте ультрабазитов Таловского массива с породами зеленокаменного синклинория и залегает среди серпентинизированных дунитов, перидотитов и пироксенитов. Мощность жилы до 50 м при простирации до 1000 м [26].

Результаты и обсуждение

Гидротермально-метаморфогенно-метасоматический кварц разнозернистый с размером зерен до 1 см со ступенчато-зубчатыми, местами извилистыми границами зерен (рис. 2, а). В шлифах характеризуется неравномерно зернистой, гранобластовой структурой.

Выделяется кварц двух генераций. Зерна кварца первой генерации (Qz-1) размером от 4 мм до 1 см (рис. 2, б). В них отчетливо проявлены следы хрупкой и пластической деформации, участки блокового строения. Влияние процессов хрупкой деформации привело к появлению слабо извилистых внутриверных залеченных трещин, в то время как результатом воздействия на кварцевые тела процессов пластической деформации является появление волнистого погасания.

В кварце диагностируются флюидные включения двух типов. К первому типу относятся одиночные, редко встречающиеся первичные включения неправильной формы, часто каплевидные, с изрезанными краями, с фрагментами ровных граней, размером до 10 мкм. Часть включений этого типа имеют вид отрицательных кристаллов. Наиболее распространенный второй тип включений – вторичные, размером до 5 мкм, приуроченные к залеченным трещинам. По форме это изометричные или эллипсоидально-линзообразные включения, иногда ориентированные субпараллельно или образующие поля. Минеральные включения локализуются в межзерновом пространстве, трассируют трещины и представлены слюдой, полевым шпатом, гранатом, апатитом, рутилом.

Новообразованные зерна кварца второй генерации (Qz-2) размером до 0,4 мм полупрозрачные и прозрачные, слабо деформированы, не содержат флюидные и минеральные включения (рис. 2, б). Данный кварц часто ассоциирует с кварц-полевошпатовыми породами (рис. 2, в) и является результатом процессов перекристаллизации реликтовых зерен (Qz-1).

Кварц гидротермально-метаморфогенного генезиса первичнозернистый, представлен агрегатом крупно-гигантозернистого кварца, сложенного удлиненошестоватыми и призматическими зернами, размером от 5–6 мм до 1–3 см. Кварцевый агрегат сложен интенсивно блоковыми, участками разлистованными зернами (рис. 2, г). Преобладающими являются зерна кварца первой генерации (Qz-1), зерна новообразованного кварца второй генерации (Qz-2) приурочены к приконтактной части блоков.

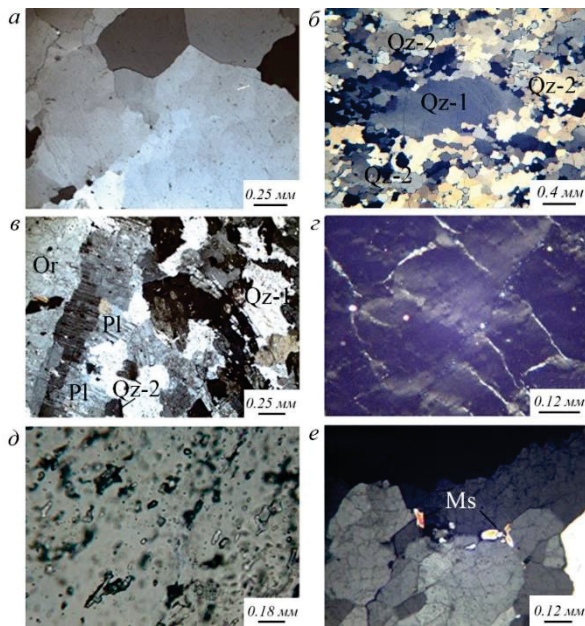


Рис. 2. Гидротермально-метаморфогенно-метасоматический кварц. Ступенчато-зубчатые и извилистые границы зерен (а) (жила Беркутинская); две генерации зерен кварца (Qz-1 – реликтовые, крупнозернистые; Qz-2 – новообразованные, мелкозернистые) (б) (жила Беркутинская); кварц-полевошпатовая порода (в) (жила Болотная); блокованный кварц с цепочками новообразованного кварца на границах блоков (з) (жила Толстикха); флюидные включения в кварце (д) (проявление Песчаное); включения мусковита по трещинам (е) (Новотроицкое месторождение)

Fig. 2. Hydrothermal-metamorphogenic-metasomatic quartz. Stepped-toothed and sinuous grain boundaries (a) (Berkutinskaya vein); two generations of quartz grains (Qz-1 – relic, coarse-grained; Qz-2 – newly formed, fine-grained) (б) (Berkutinskaya vein); quartz-feldspar rock (в) (Bolotnaya vein); blocked quartz with chains of newly formed quartz at the block boundaries (з) (Tolstikha vein); fluid inclusions in quartz (д) (Peschanoe occurrence); inclusions of muscovite along fractures (e) (Novotroitskoe deposit)

Результатом воздействия процессов динамометаморфизма на кварцевые агрегаты является их катаклиз с широким развитием признаков хрупкой и пластической деформаций. Трещины хрупкой деформации иррациональные, простые и криволинейные, короткие, иногда изогнутые. Приуроченные к ним флюидные включения образуют короткие пунктирно-точечные, а при их сближении ленточные поля, которые в местах пересечения трещин образуют поля неправильной формы (рис. 2, д). Включения имеют форму четких отрицательных кристаллов, чаще с частично гранными и полукруглыми неровными фазовыми границами. Размер включений составляет от 5 до 30 мкм, чаще 10–20 мкм. Следует отметить наличие большого количества крупных первичных флюидных включений. Вторичные флюидные включения (размером до 5 мкм) связаны с залеченными трещинами хрупкой деформации. Минеральные включения

(слюда, гематит, гётит, магнетит, хлорит) расположены в трещинах хрупкой деформации (рис. 2, е).

Микроэлементный состав кварца

Основными элементами-примесями в кварце являются Al, Ti, Na, K, Li, Mg, Mn, Fe, Cr, Cu т. д. В работах [27–29] показано, что к структурным примесям относятся Al, Fe, K, Li, Na, Ti, B, Ge, P, тогда как в минеральных и флюидных включениях кроме вышеперечисленных встречаются Cr, Cu, Mg, Mn, Ca [30, 31]. Элементы-примеси, входящие в кристаллическую решетку кварца, либо заменяют Si^{4+} (Al^{3+} , Fe^{3+} , B^{3+} , Ti^{4+} , Ge^{4+} , P^{5+}), либо находятся в положениях промежуточных каналов – Li^+ , K^+ , Na^+ , H^+ , Fe^{2+} , где ионы действуют преимущественно как компенсаторы заряда для трехвалентных и пятивалентных ионов замещения Al^{3+} , Fe^{3+} и P^{5+} [27].

Результаты изучения микроэлементного состава кварца методом LA-ICP-MS спектроскопии приведены в табл. 1.

Для оценки качества кварца изученных месторождений используются значения содержания микроэлементов в продуктах марки ЮТА фирмы Unimin, мирового лидера по производству кварцевых концентратов высокой степени чистоты [3], а также данные компании «Русский кварц» (Россия) [32] (табл. 1). Более низкие значения кварца RQ-2K, по сравнению с показателями ЮТА, связаны с многолетними разработками на Кыштымском горно-обогатительном комбинате технологий обогащения, среди которых в последние годы активно развивается процесс хлорирования, используемый на последней стадии обогащения и позволяющий удалить связанные ОН-группировки в кварце и уменьшить содержание ряда элементов-примесей.

Основным примесным элементом в кварце является алюминий. Al входит в состав минеральных включений (слюды, полевые шпаты и т. д.), водосодержащих включений, а также присутствует в виде изоморфной примеси в кристаллической решетке кварца. По данным LA-ICP-MS спектроскопии при высоких концентрациях Al (43,9–210,5 г/т) в кварце гидротермально-метаморфогенного типа наблюдаются высокие содержания щелочей (K, Na). Это связано с попаданием в область абляции крупных флюидных включений, а также минеральных микропримесей, таких как слюды.

На рис. 3 показано, что содержание элементов-примесей в гидротермально-метаморфогенно-метасоматическом кварце близко или меньше значений кварца марки ЮТА-std. Чистота кварца связана с влиянием процессов метаморфизма на кварцевожильные образования и с перемещением минеральных и флюидных включений в межзерновое пространство. Многократная деформация привела к перераспределению Al и K в структуре агрегата и накоплению их в виде субмикронных включений, таких как мусковит и биотит.

Повышенные содержания железа и магния объясняются присутствием в кварце железосодержащих минеральных включений, таких как гематит, гётит, магнетит, хлорит.

Таблица 1. Микроэлементный состав кварца, г/т
Table 1. Trace element composition of quartz, g/t

Элемент/жила Element/vein	Беркутинская Berkutinskaya n=36	Болотная Bolotnaya n=38	Толстиха Tolstikha n=12	Песчаное Peschanoe n=6	Новотроицкое Novotroitskoe n=42	IOTA-std	RQ-2K «Русский кварц» «Russian quartz»	LOD
Li	0,11–1,48 0,52/0,41	0,01–2,48 0,64/0,34	0,02–0,14 0,06/0,10	0,30–1,03 0,49/0,14	0,01–18,1 3,06/0,3	0,5	0,3	0,01
Na	0,01–5,7 7,72/0,70	0,02–12,9 2,29/0,76	2,97–108 34,2/3,63	8,7–21,3 17,12/8,42	0,9–82 28,71/22,84	0,05	0,36	0,01
Mg	0,05–8,4 1,21/0,42	0,01–2,8 0,38/0,17	0,12–2,19 0,64/0,40	0,12–0,83 0,43/0,33	0,02–54 4,28/0,37	0,01	0,2	0,01
Al	4,01–14,1 6,94/6,61	5,09–25,7 13,27/12,59	8,5–99,4 58,05/21,96	25,8–43,9 34,99/28,04	7,18–210,5 61,23/29,31	14	4,1	0,05
K	0,01–3,5 0,85/0,59	0,07–7,7 0,88/0,42	4,38–60,7 29,6/2,51	0,03–3,7 1,38/3,36	0,13–56,2 10,79/9,03	0,7	0,13	0,01
Ti	2,79–8,65 5,33/5,09	1,64–5,77 3,49/3,31	0,32–1,52 0,91/1,94	0,36–0,95 0,61/1,1	0,02–38 1,23/0,22	1,2	2,8	0,02
Cr	0,9–0,57 0,39/0,37	0,27–0,62 0,39/0,38	0,18–0,79 0,4/0,4	0,41–0,57 0,48/0,4	0,09–1,8 0,23/0,22	0,006	0,01	0,09
Mn	0,01–0,39 0,07/0,04	0–0,26 0,06/0,03	0,01–0,13 0,05/0,04	0,01–0,12 0,06/0,04	0,01–2,7 0,19/0,09	0,039	0,1	0,01
Fe	0,07–2,54 0,59/0,37	0,02–32,4 1,28/0,25	0,01–2,32 0,5/0,26	0,3–1,3 0,63/0,27	0,01–0,63 3,8/0,77	0,3	0,16	0,01
Ni	0,04–0,44 0,12/0,10	0,04–0,22 0,09/0,08	0,04–0,11 0,07/0,07	0,03–0,15 0,09/0,07	0,06–0,94 0,18/0,12	0,003	0,1	0,001
Cu	0,02–0,7 0,16/0,12	0,02–1,16 0,16/0,14	0,05–7 0,92/0,21	0,06–0,25 0,14/0,18	0,19–3,6 0,7/0,51	0,028	0,01	0,02
Zn	0,01–0,51 0,11/0,06	0,01–0,49 0,13/0,08	0,01–0,19 0,08/0,07	0,06–0,49 0,23/0,08	0,01–1,35 0,68/0,07	0,01	–	0,01
Сумма Total	7,19–46,98 18,02/17,38	7,19–92,5 23,05/22,56	16,6–282,48 125,48/47,11	36,16–74,58 56,64/59,15	8,62–532,19 114,58/77,83	16,84	8,27	

Примечание. Числитель – минимальное и максимальное значения, знаменатель – среднее значение/среднее геометрическое, n – количество измерений, LOD – предел обнаружения.

Note. The numerator is the minimum and maximum values, the denominator is the mean/geometric mean, n is the number of measurements, LOD is the detection limit.

Содержания Li, Cr, Mn по кварцево-жильным объектам меняются незначительно, более высокие значения в ряде образцов связаны с попаданием в область абляции минеральных включений, таких как литий-содержащие слюды, гранаты.

Важным показателем является содержание в кварце титана. В кварце гидротермально-метаморфогенно-метасоматического генезиса концентрации Ti несколько выше (3,49–5,33 г/т), чем в кварце гидротермально-метаморфогенного типа (0,61–1,23 г/т). Титан связан с температурными условиями минералообразования [33–35], а также входит в состав рутиловых игл субмикронного размера при кристаллизации оксида Ti в кварце. Следует отметить, что удаление рутиловых игл из кварцевых концентратов при обогащении практически невозможно.

Элементы (Cu, Ni, Zn), присутствующие в кварце в количествах менее 1 ppm, в единичных случаях до 3–7 ppm, оказывают на качество кварцевых концентратов незначительное влияние, т. к. связаны в основном с минеральными включениями, легко удаляемыми из кварца в процессе обогащения.

Кварц гидротермально-метаморфогенно-метасоматического генезиса характеризуется высоким содержанием Ti и умеренным содержанием Al (рис. 4). Содержание алюминия и Ti в значительной части образцов гидротермально-метаморфогенного кварца расположено вне поля HPQ кварца.

Расчетные значения температуры минералообразования кварца разных генетических типов (табл. 2, 3) получены на основе экспериментально выведенной в работе [36] корреляционной зависимости концентрации структурной примеси Ti в решетке кварца от температуры его кристаллизации («TitaniQ» геотермометр):

$$\lg(X_{Ti}, \text{г/т}) = (5,69 \pm 0,02) - (3765 \pm 24)/T(\text{K}). \quad (1)$$

В работе [16] приведена экспериментально построенная зависимость давления от содержания структурной примеси Ti в кварце:

$$\lg(X_{Ti}) = 5,6459 - 2794,3/T - 660,53 \cdot P^{0,35}/T + \ln(a_{TiO_2}), \quad (2)$$

где T – температура (K); P – давление (кбар); X_{Ti} – содержание Ti в решетке кварца (г/т); a_{TiO_2} – активность TiO_2 в системе ($a_{TiO_2} = 1$ при наличии в кварце включений рутила).

Полученные результаты позволили установить, что температуры образования первичнозернистого гидротермально-метаморфогенного кварца составляют 288–410 °C при значениях давления 1,5–4,6 кбар. Гранулированный гидротермально-метаморфогенно-метасоматический кварц более высокотемпературный (415–520 °C), но с близкими с гидротермально-метаморфогенным кварцем значениями давления – 1,6–4 кбар.

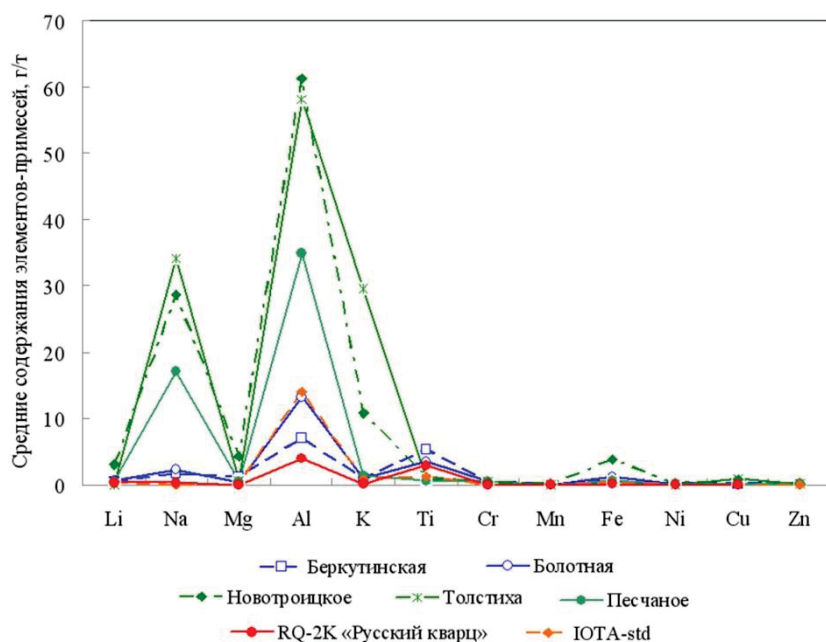


Рис. 3. Средние содержания элементов-примесей в кварце изученных объектов. Для сопоставления приведены значения элементов-примесей в кварце марки IOTA-std фирмы Unimin и кварца марки RQ-2K компании «Русский кварц»

Fig. 3. Average contents of impurity elements in quartz of the studied objects. For comparison, the values of impurity elements in quartz of the IOTA-std brand Unimin and quartz of the RQ-2K brand, Russian quartz are given

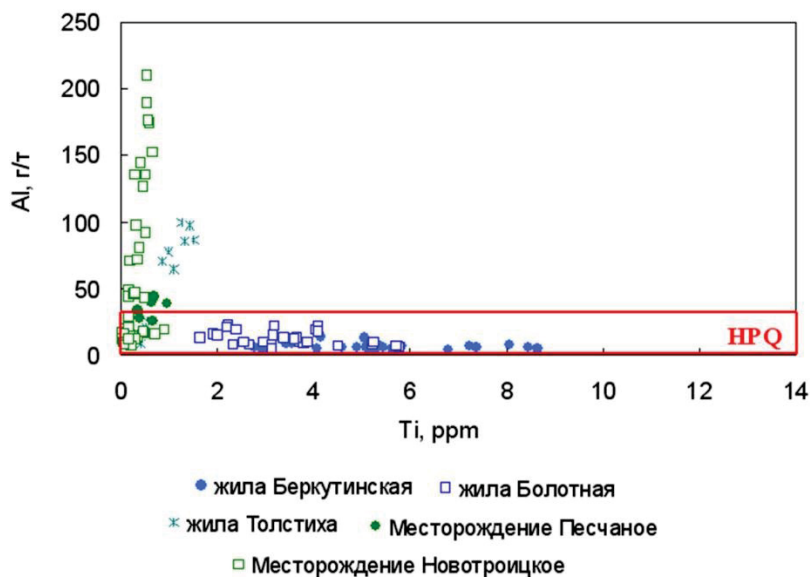


Рис. 4. График зависимости Al от Ti в кварце, на диаграмме выделена зона HPQ кварца, по [35]

Fig. 4. Graph of the dependence of Al on Ti in quartz, the HPQ zone of quartz is highlighted on the diagram, according to [35]

Таблица 2. Расчетные температуры минералообразования (T °C) и давления (кбар) гидротермально-метаморфогенно-метасоматического кварца на основе LA-ICP-MS определений содержания Ti (X_{Ti})

Table 2. Calculated mineralization temperatures (T °C) and pressures (kbar) of hydrothermal-metamorphogenic-metasomatic quartz based on LA-ICP-MS determinations of Ti content (X_{Ti})

Тип кварца Quartz type	Жила Vein	n	T	P 450	P 480
			°C		
Перекристаллизованный гидротермально-метаморфогенно-метасоматический кварц Recrystallized hydrothermal-metamorphogenic-metasomatic quartz	Беркутинская Berkutinskaya	36	445–519 484	0,8–3,0 1,6	1,4–4,5 2,7
	Болотная Bolotnaya	38	415–475 456	1,8–4,7 2,6	2,9–6,9 4,0

Примечание. T °C – расчетные температуры минералообразования, формула (1), P – давление, формула (2), n – количество измерений.

Note. T °C – calculated temperatures of mineral formation, formula (1), P – pressure, formula (2), n – number of measurements.

Таблица 3. Расчетные температуры минералообразования (T °C) и давления (кбар) гидротермально-метаморфогенного кварца на основе LA-ICP-MS определений содержания Ti (X_{Ti})

Table 3. Calculated temperatures of mineral formation (T °C) and pressure (kbar) of hydrothermal metamorphogenic quartz based on LA-ICP-MS determinations of Ti (X_{Ti}) content

Тип кварца Quartz type	Жила Vein	n	T	P 340	P 360
			°C		
Первично-зернистый гидротермально-метаморфогенный кварц Primary granular hydrothermal metamorphogenic quartz	Толстиха Tolstikha	12	336–410 379	0,6–3,0 1,4	1,0–4,2 2,1
	Песчаное Peschanoe	6	341–386 363	1,1–2,7 1,9	1,7–3,9 2,7
	Новотроицкое Novotroitskoe	42	288–384 335	1,1–6,8 3,3	1,7–9,0 4,6

Примечание. T °C – расчетные температуры минералообразования, формула (1), P – давление, формула (2), n – количество измерений.

Note. T °C – calculated temperatures of mineral formation, formula (1), P – pressure, formula (2), n – number of measurements.

В работе [11] при определении P-T параметров образования кварцевых жил показано, что в более низкотемпературном гидротермально-метаморфогенном кварце количество изоморфного алюминия ниже, чем в высокотемпературном. В [37] при исследовании методом ЭПР-спектроскопии гидротермально-метаморфогенно-метасоматического кварца Кузнечихинского месторождения, установлено, что практически весь алюминий присутствует в составе минеральных включений и водосодержащих группировок, в структурном виде его содержание варьирует в пределах 5–9 г/т.

При изучении содержания структурных примесей в кварце Новотроицкого месторождения методом ЭПР-спектроскопии было установлено, что, как и в первом случае, основная часть Al преобладает в составе минеральных включений и в меньшем количестве в структурной форме (6–12 г/т). При анализе содержания Al в составе водосодержащих группировок, в том числе и флюидных включений методом ИК-спектроскопии, его количество варьирует от 1,2 до 4 г/т в кварце гидротермально-метаморфогенного генезиса (Толстиха), менее 5,7 г/т в кварце Новотроицкого месторождения и от 0,76 до 3,5 г/т в кварце Кузнечихинского месторождения [24, 37].

На рис. 3 и в табл. 1 мы наблюдаем более высокие содержания Al в гидротермально-метаморфогенном кварце, однако на основе вышесказанного следует отметить, что практически весь алюминий является неструктурной примесью и присутствует в кварце в составе минеральных включений.

Особенности технологии обогащения кварца разных генетических типов

Особенности содержания элементов-примесей в кварце различного генезиса, их присутствие в структурной и неструктурной форме позволили предложить ряд последовательных этапов обогащения кварцевого сырья, более подробно рассмотренных в работах [31, 38]. При получении высокочистого кварцевого концентрата используются ряд этапов, позволяющих максимально избавиться от неструктурных примесей, в то время как структурные примеси из кварца удалить практически невозможно. В кварце гидротермально-метаморфогенного и гидротермально-

метаморфогенно-метасоматического типа элементы-примеси преобладают в неструктурной форме, что значительно упрощает процесс обогащения и позволяет избавиться от минеральных и флюидных включений, расположенных по трещинам и в межзерновом пространстве.

Для изученных кварцевых объектов предлагается схема, включающая следующие основные операции обогащения: первая операция заключается в измельчении кварца в крупку фракции $\pm 0,1-0,4$ мм; следующая операция – удаление твердых минеральных включений трехкратной магнитной сепарацией. В случае кварца гидротермально-метаморфогенного генезиса, отличающегося содержанием большого количества флюидных включений, важным будет использование операции СВЧ декрипитации, позволяющей максимально удалить из кварца флюидные включения. Заключительной операцией обогащения является кислотная обработка кварцевой крупки в смеси 10–15 % плавиковой и соляной кислот для избавления от не удаленных при проведении предшествующих этапов минеральных и флюидных включений. Завершается процесс обогащения промывкой кварцевой крупки деионизированной водой до нейтральной pH и ее сушкой.

В промышленных условиях широко используется обладающий высокой эффективностью метод хлорирования, который позволяет удалять из кварца следовые количества водосодержащих группировок и ряд элементов-примесей, остающихся в кварце даже после высокотемпературной обработки.

Заключение

Кварцево-жилные образования гидротермально-метаморфогенно-метасоматического генезиса сложны мелко-среднезернистым кварцем двух генераций (Qz-1 и Qz-2). Важной особенностью кварца данного типа является многоэтапный характер его образования и преобразования, проявленный в неоднородности строения кварцевых агрегатов, сформированных под влиянием процессов метасоматоза и метаморфизма. Метасоматический генезис связан с постепенным переходом от мономинерального кварцевого тела к зоне полевошпатового пегматоида, а затем биотитового сланца и амфиболита. Результатом влияния

процессов высокотемпературного дислокационного метаморфизма ($T=415\text{--}520\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P=2\text{--}4$ кбар) амфиболитовой фации на кварцевые тела является перекристаллизация исходных реликтовых зерен кварца (Qz-1) с образованием более мелких новообразованных «чистых» зерен кварца (Qz-2). Высокая степень чистоты новообразованного кварца обусловлена перераспределением вредных примесей в процессе перекристаллизации из объема зерна в межзерновое пространство и по трещинам.

Образование кварцево-жильных объектов молочно-белого кварца гидротермально-метаморфогенного генезиса происходило путем заполнения системы открытых трещин, сформированных в результате сдвига-взбросовых подвижек в массиве гранитов, диоритов, габбро, в разной степени измененных сланцев и кварцитов. Формирование кварцевых тел происходило в условиях эпидот-амфиболитовой фации метаморфизма при $T=280\text{--}410\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P=2\text{--}5$ кбар.

Основное различие двух рассмотренных типов кварца заключается в интенсивности процессов метаморфизма. В случае кварца гидротермально-метаморфогенного генезиса участки перекристаллизованного «чистого» кварца расположены в приконтактовой части кварцевых тел, а в кварце гидротермально-метаморфогенно-метасоматического типа процент новообразованных зерен гораздо выше, и они расположены пределах всего кварцевого тела.

Следует отметить, что для кварцев разного генезиса при определенных P - T параметрах характерными являются близкие содержания структурных примесей с преобладанием элементов-примесей в неструктурной форме (в составе минеральных и флюидных включений). Важно отметить, что полученные методом LA-

ICP-MS спектроскопии значения содержаний элементов-примесей были выполнены на кварцевых пластинах и при проведении исследований в область абляции попали как минеральные, так и флюидные включения. В связи с этим мы наблюдаем значительные вариации содержания элементов-примесей по образцам, в зависимости от концентрации минеральных и флюидных включений. Однако в процессе обогащения происходит удаление неструктурных примесей, что позволяет снизить общее содержание элементов-примесей в кварцевой крупке. За основу предела обогащения кварца разных генетических типов мы можем взять минимальные значения содержания элементов-примесей в кварцевых пластинах (LA-ICP-MS), т. к. они близки к содержаниям структурных примесей в кварце [24, 31]. В образцах гидротермально-метаморфогенного генезиса содержание структурного алюминия варьирует: 6–12 г/т в кварце Новотроицкого месторождения; 1,2–4 г/т в кварце жилы Толстиха; от 7–8 до 25 г/т в кварце проявления Песчаное. В кварце гидротермально-метаморфогенно-метасоматического генезиса содержание структурного алюминия меняется от 5 до 9 г/т.

Таким образом, основным критерием наиболее эффективной обогатимости кварца изученных объектов является минимальное содержание элементов-примесей. Данный критерий, положенный в основу выбора гибких технологий обогащения, позволяет использовать кварц рассматриваемых объектов для получения глубокообогащенных кварцевых концентратов.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РНФ и Челябинской области в рамках научного проекта № 22-27-20077.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Trace element concentrations and mineralogy of quartz vein deposits from Southeastern Hubei Province, China / J. Wang, Z. Xie, C. Wang, Y. Hu // *Minerals*. – 2022. – V. 12. – № 7. – P. 814.
- Trace element compositions and defect structures of high-purity quartz from the Southern Ural region, Russia / J. Götze, Y. Pan, A. Müller, E.L. Kotova, D. Cerin // *Minerals*. – 2017. – V. 7. – № 10. – P. 189.
- Sibelco IOTA. URL: <https://www.sibelco.com> (дата обращения 10.07.2022).
- Вертушков Г.Н. Разлистованный кварц с горы Хрустальной // *Зап. ВМО*. – 1946. – Т. 75. – № 4. – С. 257–264.
- Жильный кварц Урала в науке и технике. Геология основных месторождений кварцевого сырья / А.А. Евстропов, Ю.И. Бурьян, Н.С. Кухарь и др. – М.: Недра, 1995. – 207 с.
- Емлин Э.Ф., Синкевич Г.А., Якшин В.И. Жильный кварц Урала в науке и технике. – Свердловск: Средне-Уральское книжн. изд-во, 1988. – 269 с.
- Мельников Е.П. Геология, генезис и промышленные типы месторождений кварца. – М.: Недра, 1988. – 216 с.
- Григорьев Д.П., Жабин А.Г. Онтогенез минералов. Индивиду. – М.: Наука, 1975. – 339 с.
- Кораго А.А., Козлов А.В. Текстуры и структуры жильного кварца хрусталеносных областей. – Л.: Недра, 1988. – 159 с.
- Жильный кварц восточного склона Урала / Г.Н. Вертушков, Ф.Ф. Борисков, Э.Ф. Емлин, Г.А. Синкевич, Ю.А. Соколов, О.А. Суставов, В.И. Якшин // *Труды СГИ*. – 1969. – Т. 2. – № 66. – С. 82–99.
- Поленов Ю.А. Эндогенные кварцево-жильные образования Урала. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ. 2008. – 269 с.
- Реддер Э. Флюидные включения в минералах. – М.: Мир. 1987. – 637 с.
- Температуры гомогенизации и состав газовой-жидких включений в кварце месторождения «Гора Хрустальная» (Средний Урал) / Н.К. Никандрова, В.Н. Анфилогов, М.А. Игуменцева, Л.Я. Кабанова // *Доклады Академии наук*. – 2014. – Т. 456. – № 1. – С. 91–94.
- Огородников В.Н., Сазонов В.Н., Поленов Ю.А. Минерация шовных зон Урала. – Екатеринбург: Изд. УРО РАН, 2007. – 187 с.
- Express multi-element determination in lake sediments by laser ablation mass-spectrometry (LA-ICP-MS) / A.V. Maslennikova, D.A. Artemyev, M.V. Shtenberg, K.A. Filippova, V.N. Udachin // *Limnology and Oceanography: Methods*. – 2020. – V. 18. – P. 411–423.
- Iolite: freeware for the visualisation and processing of mass spectrometric data / C. Paton, J. Hellstrom, B. Paul, J. Woodhead, J. Hergt // *J. Anal. Atomic Spectr.* – 2011. – V. 26. – P. 2508–2518.
- Longerich H., Günther D., Jackson S. Elemental fractionation in laser ablation inductively coupled plasma mass spectrometry // *Fresenius' journal of analytical chemistry*. – 1996. – V. 355. – № 5. – P. 538–542.
- Arc-continent collision in the Southern Urals / D. Brown, P. Spadea, V. Puchkov, J. Alvarez-Marron, R. Herrington, A.P. Willner, R. Hetzel, Y. Gorozhanina, C. Juhlin // *Earth-Science Reviews*. – 2006. – V. 79. – P. 261–287.
- Puchkov V.N. Structural stages and evolution of the Urals // *Mineralogy and Petrology*. – 2013. – V. 107. – P. 3–37.
- Геологическое строение и генезис кварцевых жил Уфалейского комплекса на примере жилы 2136 / В.Н. Анфилогов, Л.Я. Кабанова, М.А. Игуменцева, Н.К. Никандрова // *Доклады Академии наук*. – 2016. – Т. 466. – № 4. – С. 443–446.

21. Паняк С.Г., Макаров А.Б., Страшенко Г.И. Особенности геологического строения и условий формирования Новотроицкого месторождения высокочистого кварца // Известия Уральского государственного горного университета. – 2001. – № 13. – С. 136–139.
22. Корекина М.А. Оценка возможности использования молочно-белого кварца Новотроицкого месторождения для получения кварца, Южный Урал // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 8. – С. 99–108.
23. Mineral deposits of the Urals and links to geodynamic evolution / R.J. Herrington, V.V. Zaikov, V.V. Maslennikov, D. Brown, V.N. Puchkov // Economic Geology. – 2005. – V. 100. – № 5. – P. 1069–1095.
24. Геохимия и условия образования жил молочно-белого кварца максютовского метаморфического комплекса (Южный Урал) / М.А. Корекина, В.П. Лютоев, Д.А. Артемьев, М.В. Штенберг // Геохимия. – 2022. – Т. 67. – № 11. – С. 1–15.
25. Геологическое строение и петрография месторождения жильного кварца «Песчаное» (Южный Урал) / Л.Я. Кабанова, М.А. Игуменцева, Н.К. Никандрова, В.Н. Анфилогов, В.М. Рыжков // Разведка и охрана недр. – 2019. – № 5. – С. 18–24.
26. Геологическое строение, петрография и технологические характеристики кварца кварцевого месторождения «жила Толстиха» / В.Н. Анфилогов, Л.Я. Кабанова, М.А. Игуменцева, Р.Ш. Насыров, М.В. Штенберг, А.С. Лебедев, В.М. Рыжков, П.А. Ардышев // Разведка и охрана недр. – 2012. – № 12. – С. 12–16.
27. Texture and trace element geochemistry of quartz: a review / S.A. Shah, Y. Shao, Y. Zhang, H. Zhao, L. Zhao // Minerals. – 2022. – V. 12. – № 8. – P. 1042.
28. Götze J., Pan Y., Müller A. Mineralogy and mineral chemistry of quartz: a review // Mineral. Mag. – 2021. – V. 85. – № 5. – P. 639–664.
29. Assessment of shear zone-derived quartz from the Etam Area, Southwest Cameroon as potential high-purity quartz resource: petrography, geochemistry and technological studies / C. Sigue, A. Moundi, C.E. Suh, M.F.M. Santos, E. Fujiwara, C.K. Suzuki, J.L. Ndema-Mbongue // SN Applied Sciences. – 2020. – № 2. – P. 551.
30. Савичев А.Н., Красильников П.А. Исследования по обогащению природного кварца из сырьевых источников с разным количеством флюидных включений // Обогащение руд. – 2022. – № 5. – С. 3–10.
31. Элементы-примеси, содержание и распределение флюидных включений в молочно-белом кварце месторождений южного Урала / М.А. Корекина, А.Н. Савичев, Д.А. Артемьев, О.А. Черкасова // Записки РМО. – 2022. – Т. 151. – № 5. – С. 71–86.
32. Русский кварц. URL: <https://russianquartz.com/?page=sort=ru> (дата обращения 10.07.2022).
33. Huang R., Audetat A. The titanium-in-quartz (TitaniQ) thermobarometer: a critical examination and re-calibration // Geochim. and Cosmochim. Acta. – 2012. – V. 84. – P. 75–89.
34. TitaniQ under pressure: the effect of pressure and temperature on the solubility of Ti in quartz / J.B. Thomas, E.B. Watson, F.S. Spear, P.T. Shemella, S.K. Nayak, J. Lanzirrotti // Contributions to Mineralogy and Petrology. – 2010. – V. 160. – № 5. – P. 743–759.
35. Work D.A., Watson B.E. TitaniQ: a titanium in quartz geothermometer // Contributions to Mineralogy and Petrology. – 2006. – V. 152. – P. 743–754.
36. Rask B.G., Lowers H.A., Reed M.H. Trace elements in hydrothermal quartz: relationships to cathodoluminescence textures and insights into vein formation // Geology. – 2008. – V. 36. – P. 547–550.
37. Микроэлементный состав жильного кварца Кузнецкихинского месторождения (Южный Урал) / М.А. Корекина, В.П. Лютоев, С.Н. Шанина, М.В. Штенберг // Обогащение руд. – 2020. – № 5. – С. 23–29.
38. Ryzhkov V.M., Igumentseva M.A., Shtenberg M.V. Technology for quality assessment of quartz raw materials // Minerals: Structure, Properties, Methods of Investigation. Springer Proceedings in Earth and Environmental Sciences / Eds. S. Votyakov, D. Kiseleva, V. Grokhovsky, Y. Shchapova. – Cham: Springer, 2020. – P. 195–199.

Поступила: 15.07.2022 г.

Дата рецензирования: 22.09.2022 г.

Информация об авторах

Корекина М.А., кандидат геолого-минералогических наук, младший научный сотрудник геологического отдела Южно-Уральского федерального научного центра минералогии и геоэкологии УрО РАН.

Савичев А.Н., кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории минералогии рудогенеза Южно-Уральского федерального научного центра минералогии и геоэкологии УрО РАН.

UDC 553.87

ELEMENTS-IMPURITIES IN QUARTZ OF HYDROTHERMAL-METAMORPHIC AND HYDROTHERMAL-METAMORPHOGENIC-METASOMATIC GENESIS (SOUTH URALS)

Maria A. Korekina¹,
maria@mineralogy.ru

Alexander N. Savichev¹,
ansavichev@mineralogy.ru

¹ South Ural Federal Scientific Center of Mineralogy and Geoecology of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Ilimensky reserve, Miass, 456317, Russia.

The relevance of the study is caused by the study and involvement of quartz-vein formations of various genetic types in the technological redistribution.

Purpose: to determine the content of impurity elements in quartz of different genetic types and the degree of its suitability for obtaining high-purity quartz concentrates.

Objects: quartz-vein objects of hydrothermal-metamorphogenic-metasomatic type (Berkutinskaya vein, Bolotnaya vein) and hydrothermal-metamorphogenic type (Peschanoe occurrence, Tolstikha vein, Novotroitskoe deposit).

Methods: LA-ICP-MS spectroscopy of impurity elements, microscopic studies of quartz, estimation of P-T parameters of mineral formation.

Results. It was found that veins of hydrothermal-metamorphogenic-metasomatic type are composed of multi-grained granular transparent, translucent, icy, sugar-like quartz, while quartz-vein objects of hydrothermal-metamorphogenic type are veins of execution and consist mainly of milky-white quartz. Quartz-vein formations of two genetic types differ in geological localization conditions, mineral formation temperatures, granulometric characteristics, the presence and location of mineral and fluid inclusions, as well as the content of the main petrogenetically informative elements-impurities (Li, Na, Mg, Al, K, Ti, Cr, Mn, Fe, Ni, Cu, Zn). It is shown that hydrothermal-metamorphogenic quartz is characterized by lower (288–410 °C) formation temperatures compared to hydrothermal-metamorphogenic-metasomatic quartz (415–519 °C), at close pressure values (2–4 kbar) and higher content of impurity elements (up to 535 g/t). The purity of quartz grains of hydrothermal-metamorphogenic-metasomatic genesis is associated with repeated exposure to the processes of metamorphism and metasomatism, in which mineral and fluid inclusions were displaced from quartz grains into the intergranular space. The minimum values of the element content according to LA-ICP-MS spectroscopy are close to the values for the content of elements in the structural form and do not exceed 5–12 g/t for all types of quartz, with the exception of milky-white quartz of Peschanoe occurrence (up to 25 g/t). The minimum values for the content of elements-impurities in quartz show the limit of its enrichment and allow using a multi-stage enrichment system to obtain quartz concentrates of high purity.

Key words:

quartz, LA-ICP-MS spectroscopy, high-purity quartz, trace element composition, metamorphism, metasomatism, mineral impurities, fluid inclusions.

The study was financially supported by the Russian Science Foundation and the Chelyabinsk Region within the framework of the scientific project no. 22-27-20077 and within the framework of the State Assignment no. GR 122062100023-5.

REFERENCES

- Wang J., Xie Z., Wang K., Hatreis Yu. Trace element concentrations and mineralogy of quartz vein deposits of Southeastern Hubei Province, China. *Minerals*, 2022, vol. 12, no. 7, pp. 814.
- Götze J., Pan Y., Müller A., Kotova E.L., Cerin D. Trace element composition and defective structures of high-purity quartz from the Southern Urals, Russia. *Minerals*, 2017, vol. 7, no. 10, pp. 189.
- Sibelco IOTA. Available at: <https://www.sibelco.com> (accessed 10 July 2022).
- Vertushkov G.N. Razlistovanny kvarts s gory Khrustalnoy [Leafed quartz from the Crystal Mountain]. *Zap. WMO*, 1946, vol. 75, no. 4, pp. 257–264.
- Evstropov A.A., Buryan Yu.I., Kukhar N.S. *Zhiloy kvarts Urala v nauke i tekhnike. Geologiya osnovnykh mest rozhdeniya kvartsevoogo syrya* [Vein quartz of the Urals in science and technology. Geology of the main deposits of quartz raw materials]. Moscow, Nedra Publ., 1995. 207 p.
- Emlin E.F., Sinkevich G.A., Yakshin V.I. *Zhiloy kvarts Urala v nauke i tekhnike* [Vein quartz of the Urals in science and technology]. Sverdlovsk, Sredne-Uralskoe knizhnoe izdatelstvo, 1988. 269 p.
- Melnikov E.P. *Geologiya, genesis i promyshlennyye tipy mestorozhdeniy kvartsa* [Geology, genesis and industrial types of quartz deposits]. Moscow, Nedra Publ., 1988. 216 p.
- Grigoriev D.P., Zhabin A.G. *Ontogeniya mineralov. Individuy* [Ontogeny of minerals. Individuals]. Moscow, Nauka Publ., 1975. 339 p.
- Korago A.A., Kozlov A.V. *Tekstury i struktury zhilogo kvartala khrustalenykh ekonomicheskikh oblastey* [Textures and structures of vein quartz of crystal-bearing regions]. Leningrad, Nedra Publ., 1988. 159 p.
- Vertushkov G.N., Boriskov F.F., Emlin E.F., Sinkevich G.A., Sokolov Yu.A., Sustavov O.A., Yakshin V.I. *Zhilny kvarts vostochnogo sklona Urala* [Vein quartz of the eastern slope of the Urals]. *Trudy SGI*, 1969, vol. 2, no. 66, pp. 82–99.
- Polenov Yu.A. *Endogennyye kvartsevo-zhilye obrazovaniya Urala* [Endogenous quartz-vein formations of the Urals]. Yekaterinburg, UGSU Publ. house, 2008. 269 p.
- Redder E. *Flyuidnyye vkluycheniya v mineralakh* [Fluid inclusions in minerals]. Moscow, Mir Publ., 1987. 637 p.
- Nikandrova N.K., Anfilogov V.N., Igumentseva M.A., Kabanova L.Ya. Homogenization temperatures and the composition of gas-liquid inclusions from the Gora Khrustalnaya deposit (Middle Urals). *Doklady Earth Sciences*, 2014, vol. 456, no. 1, pp. 554–557. In Rus.
- Ogorodnikov V.N., Sazonov V.N., Polenov Yu.A. *Minerageniya shovnykh zon Urala* [Mineralogy of suture zones of the Urals]. Yekaterinburg, URO RAS Publ., 2007. 187 p.
- Maslennikova A.V., Artemyev D.A., Shtenberg M.V., Filippova K.A., Udachin V.N. Express determination of the multi-element composition of lake sediments by laser ablation mass spectrometry (LA-ICP-MS). *Limnology and oceanography: methods*, 2020, vol. 18, pp. 411–423.

16. Paton S., Hellstrom J., Paul B., Woodhead J., Hergt J. Iolite: free software for visualization and processing of mass spectrometric data. *J. Anal. Atomic Spectrometry*, 2011, vol. 26, pp. 2508–2518.
17. Longerich H., Gunther D., Jackson S. Fractionation of elements in plasma mass spectrometry with inductively coupled laser ablation. *Journal of Analytical Chemistry Fresenius*, 1996, vol. 355, no. 5, pp. 538–542.
18. Brown D., Spadea P., Puchkov V., Alvarez-Marron J., Herrington R., Willner A.P., Hetzel R., Gorozhanina Yu., Yukhlin S. Collision of an arc and a continent in the Southern Urals. *Scientific Reviews of the Earth*, 2006, vol. 79, pp. 261–287.
19. Puchkov V.N. Structural stages and evolution of the Urals. *Mineralogy and petrology*, 2013, vol. 107, pp. 3–37.
20. Anfilogov V.N., Kabanova L.Ya., Igumentseva M.A., Nikandrova N.K. Geological structure and genesis of quartz veins in the Ufalei complex exemplified by the Vein 2136. *Doklady Earth Sciences*, 2016, vol. 466, no. 2, pp. 109–112. In Rus.
21. Panyak S.G., Makarov A.B., Strashnenko G.I. Features of the geological structure and conditions of formation of the Novotroitsky deposit of high-purity quartz. *Izvestiya Uralskogo gosudarstvennogo gornogo universiteta*, 2001, no. 13, pp. 136–139.
22. Korekina M.A. Assessment of possibility of using milky-white quartz of Novotroitskoe deposit for obtaining high-purity quartz, South Urals. *Bulletin of the Tomsk polytechnic university. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 8, pp. 99–108. In Rus.
23. Herrington R.J., Zaikov V.V., Maslennikov V.V., Brown D., Puchkov V.N. Mineral deposits of the Urals and connections with geodynamic evolution. *Economic geology*, 2005, vol. 100, no. 5, pp. 1069–1095.
24. Korekina M.A., Lyutov V.P., Artemyev D.A., Shtenberg M.V. Geochemistry and formation conditions of milk-white quartz veins in the Maksyutovo metamorphic complex, Southern Ural. *Geochem. Inter*, 2022, vol. 60, no. 11, pp. 1122–1135. In Rus.
25. Kabanova L.Ya., Igumentseva M.A., Nikandrova N.K., Anfilogov V.N., Ryzhkov V.M. Geologicheskoe stroenie i petrografiya mestorozhdeniya zhilnogo kvartsa «Peschanoe» [Geological structure and petrography of the vein quartz deposit Peschanoe (South Urals)]. *Razvedka i okhrana nedr*, 2019, no. 5, pp. 18–24.
26. Anfilogov V.N., Kabanova L.Ya., Igumentseva M.A., Nasyrov R.Sh., Shtenberg M.V., Lebedev A.S., Ryzhkov V.M., Ardyshev P.A. Geologicheskoe stroenie, petrografiya i tekhnologicheskie kharakteristiki kvartsa kvartsevogo mestorozhdeniya «zhila Tolstikha» [Geological structure, petrography and technological characteristics of quartz of the quartz deposit «zhila Tolstikha»]. *Razvedka i okhrana nedr*, 2012, no. 12, p. 12–16.
27. Shah S.A., Shao Yu., Zhang Yu., Zhao H., Zhao L. Texture and geochemistry of quartz trace elements: A review. *Minerals*, 2022, vol. 12, no. 8, pp. 1042.
28. Gotze J., Pan Ya., Muller A. Mineralogy and mineral chemistry of quartz: review. *Mineral. Journal*, 2021, vol. 85, no. 5, pp. 639–664.
29. Sigue K., Maundi A., Suh K.E., Dos Santos M.F.M., Fujiwara E., Suzuki K.K., Ndema-Mbonge J.L. Assessment of shear zone-derived quartz from the Etam area, southwest Cameroon as potential high-purity quartz resource: petrography, geochemistry and technological studies. *SN Applied Sciences*, 2020, no. 2, pp. 551.
30. Savichev A.N., Krasilnikov P.A. Studies on the enrichment of natural quartz from raw sources with different amounts of fluid inclusions. *Obogashchenie Rud*, 2022, no. 5, pp. 3–10. In Rus.
31. Korekina M.A., Savichev A.N., Artemyev D.A., Cherkasova O.A. Elements-impurities, content and distribution of fluid inclusions in milky-white quartz deposits of the Southern Urals. *Proceedings of the Russian Mineralogical Society*, 2022, vol. 151, no. 5, pp. 71–86. In Rus.
32. *Russky kvarts* [Russian quartz]. Available at: <https://russianquartz.com/?page=sort=ru> (accessed 10 July 2022).
33. Huang R., Audetat A. Thermobarometer «Titanium in quartz» (Titanium): critical verification and recalibration. *Geochim. and Cosmochim. Acta*, 2012, vol. 84, pp. 75–89.
34. Thomas J.B., Watson E.B., Spear F.S., Shemella P.T., Nayak S.K., Lanzirrotti J. Titanic under pressure: the effect of pressure and temperature on the solubility of Ti in quartz. *Contribution to mineralogy and petrology*, 2010, vol. 160, no. 5, pp. 743–759.
35. Work D.A., Watson B.E. Titanic: titanium in quartz geothermometer. *Contribution to mineralogy and petrology*, 2006, vol. 152, pp. 743–754.
36. Rask B.G., Lowers H.A., Reed M.H. Trace elements in hydrothermal quartz: interrelation with cathodoluminescence textures and understanding of vein formation. *Geology*, 2008, vol. 36, pp. 547–550.
37. Korekina M.A., Lyutov V.P., Shanina S.N., Shtenberg M.V. Microelement composition of vein quartz of the Kuznechikhinskoe deposit (South Urals). *Obogashchenie Rud*, 2020, no. 5, pp. 23–29. In Rus.
38. Ryzhkov V.M., Igumentseva M.A., Steinberg M.V. Technology for assessing the quality of quartz raw materials. *Minerals: structure, properties, research methods. Springer's writings on Earth and Environmental Sciences*. Eds. S. Votyakov, D. Kiseleva, V. Grokhovskiy, Yu. Shchapova. Cham, Springer, 2020. pp. 195–199.

Received: 15 July 2022.

Reviewed: 22 September 2022.

Information about the authors

Maria A. Korekina, Cand. Sc., junior researcher, South Ural Federal Scientific Center of Mineralogy and Geoecology of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences.

Alexander N. Savichev, Cand. Sc., senior researcher, South Ural Federal Scientific Center of Mineralogy and Geoecology of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences.

УДК 622.692.4

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОМПЕНСАТОРОВ В ПОДВОДНОМ УЧАСТКЕ МОРСКОГО ГАЗОПРОВОДА ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ЕГО ВСПЛЫТИЯ

Зарипов Раиль Муталлапович¹,
rail.zaripov@gmail.com

Масалимов Радик Биктимерович²,
masalimovrb@mail.ru

¹ Институт механики им. Р.Р. Мавлютова – обособленное структурное подразделение
Уфимского федерального исследовательского центра Российской академии наук,
Россия, 450054, г. Уфа, пр. Октября, 69.

² Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

Актуальность исследования заключается в предотвращении всплытия подводных участков морского газопровода и сохранении их в проектном положении.

Цель: выявление на всплытие подводного участка газопровода длины размытой оголенной части, состояния грунта на прилегающих подземных частях, внутреннего давления и температурных напряжений, а также установление эффективной работы компенсаторов.

Объекты: подводные участки газопровода, компенсаторы.

Методы: совместное интегрирование системы дифференциальных уравнений, описывающих напряженно-деформированное состояние размытой оголенной части и примыкающих к ней подземных частей.

Результаты. Изложена краткая информация о всплытии двух из четырех ниток Северного потока-2 на участке подводного перехода через Байдарацкую губу на Ямале. Рассмотрены следующие три постановки задачи о напряженно-деформированном состоянии рассматриваемого подводного участка газопровода: с учетом воздействия внутреннего давления и температурных напряжений на изгиб трубопровода, вызывающего дополнительный изгиб газопровода; с пренебрежением воздействия внутреннего давления и температурных напряжений на изгиб трубопровода; с компенсаторами, установленными в начале и конце рассматриваемого участка. Представлено решение для первой постановки задачи зависит от обычных тригонометрических функций, для второй постановки задачи – от многочленов, а в третьей постановке – от гиперболических и тригонометрических функций. Для этих трех постановок задач рассчитаны основные характеристики напряженно-деформированного состояния газопровода, построены эпюры его прогиба и изгибных напряжений, в таблицах приведены экстремальные величины этих характеристик для различных значений параметров эксплуатации газопровода для разной длины размытой оголенной части, и с учетом изменения состояния грунта на прилегающих подземных частях. Установлена эффективная работа компенсаторов, предназначенных для предотвращения всплытия подводных участков морского газопровода и сохранения их в проектном положении.

Ключевые слова:

газопровод, грунт, прогиб, напряжение, давление, компенсатор.

Введение

По информации агентства Интерфакс от 20 ноября 2019 г. нитки подводного трубопровода компании «Газпром» неожиданно всплыли на поверхность Карского моря. «Газпром» раскрыл информацию о нарушении проектного положения уже двух из четырех ниток подводного перехода через Байдарацкую губу на Ямале: в прошлом году стало известно, что всплыла первая нитка, сейчас – четвертая, которая также называется резервной. Характер повреждений назван «всплытием».

Важным является не только задача определения причин всплытия газопроводов на подводных участках, но и разработка и принятие мероприятий, препятствующих их всплытию. Для решения этой проблемы требуется не только привлечение практических инженерных методов исследования, но и применение теоретических работ, посвященных обеспечению прочности и устойчивости трубопроводов, эксплуатируемых в сложных инженерно-геологических

условиях [1–12]. Условия эксплуатации морских газопроводов на подводных переходах через Байдарацкую губу на Ямале относятся к сложным инженерно-геологическим условиям [1, 2].

Байдарацкая губа в Карском море, где находится морской переход газопровода Северный поток-2, относится к мелководным районам. Здесь глубина моря не превышает 15–20 м. За счет воздействия волн прибойной зоны и температурных напряжений от прогретой трубы за счет потока газа по ней происходит разжижение и обводнение грунта, что приводит на одних частях участка подводного морского газопровода к размытию и оголению трубы (рис. 1), а в других частях – к ослаблению удерживающей способности грунта основания. Это приводит к всплытию подводного участка газопровода и нарушению его проектного положения [1, 2].

Целью исследования является выявление влияния на всплытие подводного участка газопровода длины размытой оголенной части, состояния грунта на при-

легающих подземных частях и воздействия внутреннего давления и температурных напряжений на изгиб обетонированной трубы, а также установление эффективной работы компенсаторов, рекомендуемых для предотвращения всплытия подводных участков морского газопровода и сохранения их в проектном положении.



Рис. 1. Размытая оголенная часть подводного участка морского газопровода

Fig. 1. Blurred bare part of the underwater section of the offshore gas pipeline

Постановка задачи

В подводном переходе через Байдарацкую губу на Ямале использованы трубы с наружным утяжеляющим (балластным) бетонным покрытием, и они имеют довольно сложную конструкцию. На рис. 2 представлен внешний вид обетонированной трубы (ОТ). Трубы с наружным утяжеляющим (балластным) бетонным покрытием изготавливаются в заводских условиях с металлическим каркасом, арматурной сеткой и комбинированием металлического каркаса и арматурной сетки. Заводское обетонирование осуществляется непрерывным набрасыванием бетонной смеси на продольно перемещающуюся и вращающуюся трубу с антикоррозионным покрытием. Эксплуатация труб с наружным сплошным утяжеляющим бетонным покрытием показала их более эффективную работу, чем труб, уложенных традиционными способами балластировки. Поэтому в последние годы при сооружении подводных участков морских газопроводов в основном применяются ОТ.

Не останавливаясь на особенностях конструкции ОТ, технологии ее изготовления и укладки, представим ее в расчетной модели в виде трехслойной оболочки, состоящей из стальной трубы, изоляционного слоя и утяжеляющего бетонного покрытия (бетонной оболочки). Для наглядности и упрощения расчетов здесь будем рассматривать симметричную конструкцию подводного участка морского газопровода. Он условно разделен на три части: в средней части, за счет перехода грунтов засыпки и основания в жидкопластическое состояние, грунт размыт полностью с трубы, поэтому здесь образуется размытая оголенная часть; к ней слева и справа примыкают идентичные подземные части, в которых грунт не подвергается разжижению и обводнению.



Рис. 2. Внешний вид обетонированной трубы

Fig. 2. Appearance of the concreted pipe

На рис. 3 изображена расчетная схема газопровода, в которой указаны направления осей координат и принятые обозначения.

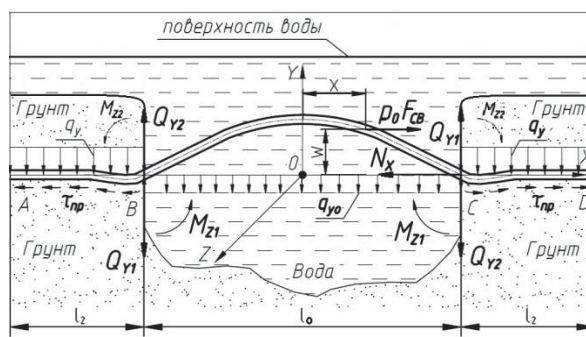


Рис. 3. Расчетная схема подводного участка морского газопровода

Fig. 3. Calculation scheme of the underwater section of the offshore gas pipeline

На рис. 3 приняты следующие обозначения: O – точка в середине размытой оголенной части; A и D – точки на концах рассчитываемого участка; B и C – точки в узле сопряжения размытой оголенной части и прилегающих к ней подземных частей; w – стрела подъема ОТ в размытой оголенной части, M_{z1} , M_{z2} – изгибающие моменты, действующие на размытую оголенную часть и прилегающие подземные части газопровода, соответственно; Q_{y1} , Q_{y2} – поперечные силы, действующие на размытую оголенную часть и прилегающие подземные части, соответственно; l_0 – длина размытой оголенной части; l_2 – длина прилегающих подземных частей; τ_{np} – сопротивление грунта продольным перемещениям газопровода; q_{y0} – вертикальная составляющая нагрузки, равная разности между весом газопровода с газом и выталкивающей силой воды; p_0 – расчетное внутреннее давление в газопроводе; $F_{св}$ – площадь поперечного сечения ОТ «в свету»; N_x – продольное осевое усилие; q_y – вертикальная составляющая нагрузки, равная весу трубы с газом и давлению грунта на трубу.

Давление грунта на подземном участке на трубопровод определяется по различным моделям в зависимости от наличия свода естественного равновесия или его нарушения [13–16]. Поэтому вертикальная

составляющая нагрузки на ОТ q_y для этих моделей в зависимости от состояния грунта засыпки задается по различным формулам.

За расчетную модель напряженно-деформированного состояния (НДС) ОТ принимается трехслойный стержень трубчатого сечения, который состоит из внутреннего, среднего и крайнего стержней, которые, соответственно, моделируют стальную трубу, слой изоляции и бетонное покрытие (бетонная оболочка) (рис. 2). Принимается предположение о том, что они изготовлены из упругих материалов. В расчетной схеме рассматриваемого здесь подводного участка газопровода используется наиболее часто применяемая математическая модель однопролетного балочного перехода без специальных опор с примыкающими подземными участками [13–16].

В данной статье рассматривается решение задачи в трех постановках. В первой постановке задачи учитывается воздействие внутреннего давления и температурных напряжений, вызывающих дополнительный изгиб газопровода. В ней НДС размытой оголенной части газопровода описывается дифференциальным уравнением продольно-поперечного изгиба трубчатого стержня

$$\frac{d^4 w}{dx^4} + \frac{S_x}{EJ} \cdot \frac{d^2 w}{dx^2} = \frac{q_{yo}}{EJ}. \quad (1)$$

В (1) приняты следующие обозначения: EJ – изгибная жесткость ОТ; S_x – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, которое определяется согласно положению 12.4.5 нормативного документа [17], регламентирующего сооружение и эксплуатацию магистральных трубопроводов. Значение S_x задается по формуле

$$S_x = p_0 \cdot F_{св} - N_x, \quad (2)$$

где p_0 – внутреннее давление в газопровode; $F_{св}$ – площадь поперечного сечения стальной трубы «в свету»;

$$N_x = \sigma_{кц} \cdot (\mu \cdot F_{0st} + \mu_{iz} \cdot F_{0iz} + \mu_{bt} \cdot F_{0bt}) - \Delta t \cdot (\alpha \cdot E \cdot F_{0st} + \alpha_{iz} \cdot E_{iz} \cdot F_{0iz} + \alpha_{bt} \cdot E_{bt} \cdot F_{0bt}), \quad (3)$$

E , μ , α – модуль упругости, коэффициент Пуассона и коэффициент линейного расширения металла стали трубы; E_{iz} , μ_{iz} , α_{iz} – модуль упругости, коэффициент Пуассона и коэффициент линейного расширения изоляционного покрытия; E_{bt} , μ_{bt} , α_{bt} – модуль упругости, коэффициент Пуассона и коэффициент линейного расширения бетонного покрытия; $\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения в стенке трубы, возникающие от внутреннего давления; Δt – температурный перепад, равный разности температур эксплуатации и замыкания трубы при сооружении трубопровода; F_{0st} , F_{0iz} , F_{0bt} – площадь поперечного сечения стенки стальной трубы, изоляционного покрытия и бетонной оболочки, соответственно. По формуле (3) задается продольное осевое усилие растяжения-сжатия обетонированной трубы.

Остальные обозначения указаны на рис. 3.

НДС газопровода в подземных частях АВ и CD, которые прилегают слева и справа к средней размытой оголенной части, описывается с помощью диф-

ференциального уравнения продольно-поперечного изгиба трубчатого стержня в упругой среде [13–15]

$$\frac{d^4 v}{dx^4} + \frac{S_x}{EJ} \cdot \frac{d^2 v}{dx^2} + \frac{c_{yo} \cdot D_n}{EJ} \cdot v = \frac{q_y}{EJ}. \quad (4)$$

В (4) приняты следующие обозначения: v – прогиб ОТ в подземных частях АВ и CD; D_n – наружный диаметр ОТ; c_{yo} – обобщенный коэффициент нормального сопротивления грунта, МПа/см, который связан с модулем деформации грунта и геометрическими характеристиками ОТ следующей зависимостью

$$c_{yo} = \frac{0,12 E_{гр}}{(1 - \mu_{гр}^2) \sqrt{\ell_{01} D_n}}, \quad (5)$$

$E_{гр}$ – модуль деформации грунта ненарушенной структуры, МПа; $\mu_{гр}$ – коэффициент Пуассона грунта; ℓ_{01} – единичная длина трубопровода, $\ell_{01} = 100$ см.

В начале и в конце рассматриваемого участка трубопровод находится в строго горизонтальном положении, и здесь он прогибается вниз пропорционально собственному весу и давлению грунта засыпки. Поэтому в точках А и D должны выполняться следующие граничные условия:

$$v(l_2) = \frac{q_y(l_2)}{c_{yo}}, \quad v'(l_2) = 0. \quad (6)$$

В узлах сопряжения размытой оголенной части и прилегающих к ней слева и справа подземных частях трубопровода в точках В и С должны быть равными прогибы, углы поворота продольных осей, а также изгибающие моменты и поперечные силы. Следовательно, здесь должны выполняться следующие граничные условия:

$$\begin{aligned} w\left(\pm \frac{l_0}{2}\right) &= v(0); \quad w'\left(\pm \frac{l_0}{2}\right) = v'(0); \\ M_{z1}\left(\pm \frac{l_0}{2}\right) &= M_{z2}(0); \quad Q_{y1}\left(\pm \frac{l_0}{2}\right) = Q_{y2}(0). \end{aligned} \quad (7)$$

Во второй постановке задачи пренебрегается воздействием внутреннего давления и температурных напряжений, вызывающим дополнительный изгиб трубопровода. В этом случае для описания НДС газопровода в дифференциальных уравнениях (1) и (4) необходимо эквивалентное продольное усилие принять равным нулю ($S_x = 0$).

В третьей постановке рассмотрена задача о НДС трубопровода, на концах которого установлены компенсаторы. В случае пренебрежения жесткостью конструкции компенсатора на концах трубопровода будет действовать растягивающее продольное усилие S_p [13–15].

Значение этого усилия определяется по формуле

$$S_p = p_0 F_{св} = \frac{p_0 \pi \cdot D_{вн}^2}{4}. \quad (8)$$

Под действием этого усилия трубопровод будет растягиваться в продольном направлении. Подобным образом растягивается трубопровод от действия внутреннего давления на закрытые задвижки (заглушки), которые находятся на его концах [13].

Если в дифференциальных уравнениях (1), (4) эквивалентное продольное осевое усилие S_x , определяемое по формуле (2), заменить на растягивающее продольное усилие S_p , задаваемое формулой (8), и взятое со знаком «минус» в этой формуле, то уравнения (1), (4) будут описывать НДС газопровода, который будет растягиваться в продольном направлении под действием этого усилия. Таким образом, получили дифференциальные уравнения для описания НДС подводного участка газопровода, на концах которого установлены компенсаторы [13–15]. При надземной прокладке трубопроводов используются П-, Г- и Z-образные компенсаторы, а при сооружении подземных трубопроводов применяются компенсаторы-упоры, конфигурация которых имеет грубое очертание трапеции, и они при проектировании собираются из набора отводов, выполняемых гнутьем, с прямолинейными участками между ними [13, 18]. Не останавливаясь на особенностях конструкции компенсаторов, рассмотрим эффективность их применения на всплывших участках подводных морских газопроводов.

Авторами данной статьи разработана методика совместного интегрирования дифференциальных уравнений (1) и (4) с учетом граничных условий (6) и (7) для случая, когда трубопровод моделируется стержнем трубчатого сечения, получены решения дифференциальных уравнений (1), (4) в конечных аналитических выражениях для вышеописанных трех вариантов постановок задач [14, 15], составлены программы расчета, в которых найдены постоянные интегрирования полученных решений для дифференциальных уравнений (1), (4) с учетом граничных условий (5) и (6), построены эпюры основных характеристик НДС по всей длине рассматриваемого участка газопровода.

Учет в математической модели трехслойного стержня в расчете НДС подводного морского газопровода, составленного из обетонированных труб, осуществляется по теории механики многослойных оболочек и стержней [19, 20].

Для описанных здесь постановок задачи была составлена программа для компьютера, позволяющая совместно решить уравнения (1) и (4) с учетом устанавливаемых граничных условий (6), (7), что позволило рассчитать основные параметры НДС трубопровода и построить для них эпюры: прогиба продольной оси трубопровода, изгибных напряжений, а также рассчитать экстремальные значения прогиба и изгибных напряжений от пролетных и опорных изгибающих моментов.

Таким образом, математической моделью подводного участка морского газопровода является однопролетный бескомпенсаторный балочный переход без специальных опор, который находится под водой и деформируется совместно с примыкающими подземными участками. Несмотря на принятые здесь упрощения в конструкции подводного участка морского газопровода и условия его нагружения, удается установить влияние на всплытие участка газопровода внутреннего рабочего давления и температурных напряжений, длины размытой оголенной части, изме-

нения состояния грунтов основания и засыпки на прилегающих к этой части слева и справа подземных частей, а также выявить эффективную работу компенсаторов по предотвращению всплытия газопровода.

Необходимо отметить следующее. Вышеописанная первая постановка задачи о НДС подводного участка морского газопровода представляет собой ее геометрически нелинейную постановку. С помощью решения этой задачи можно описать переход из одной формы изгиба в другую в зависимости от длины размытой оголенной части, состояния грунтов прилегающих подземных частей и параметров эксплуатации газопровода [15]. Если рассмотреть первую постановку задачи о НДС размытой оголенной части без учета ее совместных деформаций с прилегающими подземными частями, то исследованием ее решения можно найти выражение для определения критической силы, которая совпадает с формулой критической силы в классической задаче устойчивости Эйлера.

Расчетное давление в газопровode p_0 определяется согласно положению 2.2 нормативного документа [21], регламентирующего правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов по значениям внутреннего рабочего давления в газопровode p_i , задаваемого в проекте, минимального гидростатического давления $p_{g.min}$, определяемого в зависимости от давления морской воды на газопровод и от глубины его укладки, а также добавочного расчетного давления от гидравлического удара Δp :

$$p_0 = (p_i - p_{g.min}) + \Delta p. \quad (9)$$

По данным работы [1] для подводного перехода через Байдарацкую губу задаем следующие значения параметров эксплуатации p_i и Δt : $p_i=11,8$ МПа; $\Delta t=35$ °С. С учетом ранее указанной глубины моря на рассматриваемом здесь участке газопровода и добавочного расчетного давления от гидравлического удара Δp по формуле (9), имеем следующую величину расчетного давления в трубопроводе $p_0=11,6$ МПа.

В табл. 1 представлены геометрические и физико-механические характеристики составляющих труб ОТ.

Анализ результатов решения задачи

Для выявления возможного всплытия газопровода были выполнены расчеты и анализ его НДС для рассматриваемого здесь подводного участка морского газопровода, находящегося под действием рабочего давления ($p_0=11,6$ МПа, $\Delta t=35$ °С) и в опорожняемом состоянии ($p_0=0,1$ МПа, $\Delta t=35$ °С). Общая длина рассматриваемого участка равна 420 м, а длина размытого оголенного участка $l=120$ м. Были рассмотрены два типа грунтов на прилегающих участках, которые различаются физико-механическими характеристиками. За счет частичного разжижения и обводнения грунта происходит уменьшение его жесткости. Не останавливаясь на описании изменения состояния грунта при его частичном разжижении, задание физико-механических параметров грунтов засыпки и основания осуществим по данным работ [1, 13–15]. Далее представим их значения для этих двух типов грунтов.

Первый тип грунта: $E_{гр}=20$ МПа, $\mu_{гр}=22$, $\gamma_{гр}=19$ Н/м³, $\varphi_{гр}=32$ град, $R_{гр}=0,3$ МПа (грунт-основание); $E_{гр}=16$ МПа, $\mu_{гр}=2$, $\gamma_{гр}=15$ Н/м³, $\varphi_{гр}=22$ град, $R_{гр}=0,2$ МПа (грунт-засыпка).

Второй тип грунта: $E_{гр}=5$ МПа, $\mu_{гр}=22$, $\gamma_{гр}=15$ Н/м³, $\varphi_{гр}=22$ град, $R_{гр}=0,2$ МПа (грунт-основание); $E_{гр}=4$ МПа, $\mu_{гр}=2$, $\gamma_{гр}=13$ Н/м³, $\varphi_{гр}=22$ град, $R_{гр}=0,1$ МПа (грунт-засыпка).

Здесь и далее для грунтов приняты следующие обозначения: $E_{гр}$ – модуль деформации; $\mu_{гр}$ – коэффициент Пуассона; $\gamma_{гр}$ – удельный вес; $\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения; $R_{гр}$ – несущая способность грунта.

На рис. 4–7 представлены эпюры прогиба и изгибных напряжений, а в табл. 2, 3 приведены максимальные значения прогиба в середине пролета и значения изгибных напряжений от пролетных и опорных изгибающих моментов газопровода для вышеописанных трех постановок задачи. Обозначения эпюр прогиба и изгибных напряжений на рис. 4–7 для каждой постановки задачи указаны в табл. 2, 3.

Таблица 1. Геометрические, физико-механические характеристики бетонированной трубы

Table 1. Geometric, physical and mechanical characteristics of the concreted pipe

Наименование труб Name of pipes	Геометрические и физико-механические характеристики труб Geometrical and physical-mechanical characteristics of pipes				
	Наружный диаметр, мм Outer diameter, mm	Модуль упругости, Е, МПа Elasticity modulus, E, MPa	Коэффициент Пуассона, μ Poisson's ratio, μ	Коэффициент линейного температурного расширения, α , °C ⁻¹ Coefficient of linear thermal expansion, α , °C ⁻¹	Объемная масса, γ , кг/м ³ Volume mass, γ , kg/m ³
Стальная труба Steel pipe	1219×27	2,06·10 ⁵	0,3	1,2·10 ⁻⁵	7800
Изоляционная оболочка Insulating sheath	1229×5	6,09·10 ²	0,3	1,3·10 ⁻⁴	900
Бетонное покрытие Concrete coating	1429×100	2,06·10 ⁴	0,4	1,0·10 ⁻⁵	2500

Таблица 2. Максимальные значения прогиба в середине пролета и значения изгибных напряжений от пролетных и опорных изгибающих моментов в размытом оголённом участке газопровода для первого типа грунта

Table 2. Maximum values of deflection in the middle of the span and the values of bending stresses from the span and support bending moments in the blurred bare section of the gas pipeline for the first type of soil

Параметры эксплуатации Operating parameters	Постановки задачи Problem statements	Расчетные параметры Calculated parameters		Прогиб, см Deflection, cm	Изгибные напряжения, МПа Bending stresses, MPa	
		q_{y0} , кН/м q_{x0} , кН/м	S_x, S_p , кН (kN)		от пролетных изгибающих моментов from span bending moments	от опорных изгибающих моментов from support bending moments
$p_0=11,6$ МПа (МПа), $\Delta t=35$ °C	Первая/First	-4,39	$S_x=5,4 \cdot 10^4$	$ws(0)=292,2$	$msz(0)=-347,0$	$msz\left(\pm \frac{\ell}{2}\right)=305,3$
	Вторая/Second	-5,43	$S_x=0$	$wy(0)=-17,9$	$myz(0)=2152$	$myz\left(\pm \frac{\ell}{2}\right)=-26,3$
	Третья/Third	-4,39	$S_p=1,24 \cdot 10^4$	$wr(0)=-14,7$	$mrz(0)=16,7$	$mbz\left(\pm \frac{\ell}{2}\right)=-21,5$
$p_0=0,1$ МПа (МПа), $\Delta t=35$ °C	Первая/First	-2,91	$S_x=4,8 \cdot 10^4$	$ws(0)=-173,6$	$msz(0)=264,1$	$msz\left(\pm \frac{\ell}{2}\right)=-244,9$
	Вторая/Second	-2,91	$S_x=0$	$wy(0)=-12,14$	$myz(0)=4,24$	$myz\left(\pm \frac{\ell}{2}\right)=-17,44$
	Третья/Third	-2,91	$S_p=1,07 \cdot 10^4$	$wr(0)=-12,11$	$mbz(0)=14,20$	$mbz\left(\pm \frac{\ell}{2}\right)=-17,40$

Таблица 3. Максимальные значения прогиба в середине пролета и значения изгибных напряжений от пролетных и опорных изгибающих моментов в размытом оголённом подводном участке газопровода для второго типа грунта

Table 3. Maximum values of deflection in the middle of the span and the values of bending stresses from the span and support bending moments in the blurred bare section of the gas pipeline for the second type of soil

Параметры эксплуатации Operating parameters	Постановки задачи Problem statements	Расчетные параметры Calculated parameters		Прогиб, см Deflection, cm	Изгибные напряжения, МПа/Bending stresses, MPa	
		q_{y0} , кН/м	S_x, S_p , кН (kN)		от пролетных изгибающих моментов from span bending moments	от опорных изгибающих моментов from support bending moments
$p_0=11,6$ МПа (МПа), $\Delta t=35$ °C	Первая/First	-4,39	$S_x=5,4 \cdot 10^4$	$ws(0)=107,6$	$msz(0)=-162,0$	$msz\left(\pm \frac{\ell}{2}\right)=127,2$
	Вторая/Second	-5,43	$S_x=0$	$wy(0)=-21,3$	$myz(0)=21,5$	$myz\left(\pm \frac{\ell}{2}\right)=-26,3$
	Третья/Third	-4,39	$S_p=1,24 \cdot 10^4$	$wr(0)=-20,6$	$mrz(0)=18,2$	$mrz\left(\pm \frac{\ell}{2}\right)=-18,7$
$p_0=0,1$ МПа (МПа), $\Delta t=35$ °C	Первая/First	-2,91	$S_x=4,8 \cdot 10^4$	$ws(0)=267,2$	$msz(0)=-355,0$	$msz\left(\pm \frac{\ell}{2}\right)=309,5$
	Вторая/Second	-2,91	$S_x=0$	$wy(0)=-15,1$	$myz(0)=14,33$	$myz\left(\pm \frac{\ell}{2}\right)=-17,3$
	Третья/Third	-2,91	$S_p=1,07 \cdot 10^4$	$wr(0)=-15,1$	$mrz(0)=16,90$	$mrz\left(\pm \frac{\ell}{2}\right)=-17,3$

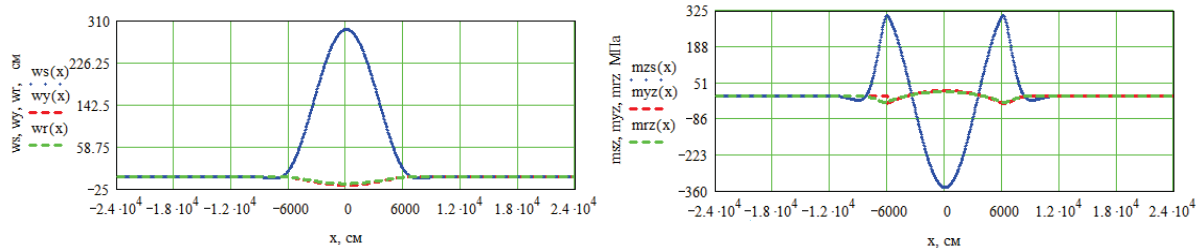


Рис. 4. Эпюры прогиба и изгибных напряжений в рассчитываемом участке газопровода для первого типа грунта, $p_0=11,6$ МПа, $\Delta t=35$ °С

Fig. 4. Diagrams of deflection and bending stresses in the calculated section of the gas pipeline for the first type of soil, $p_0=11,6$ МПа, $\Delta t=35$ °С

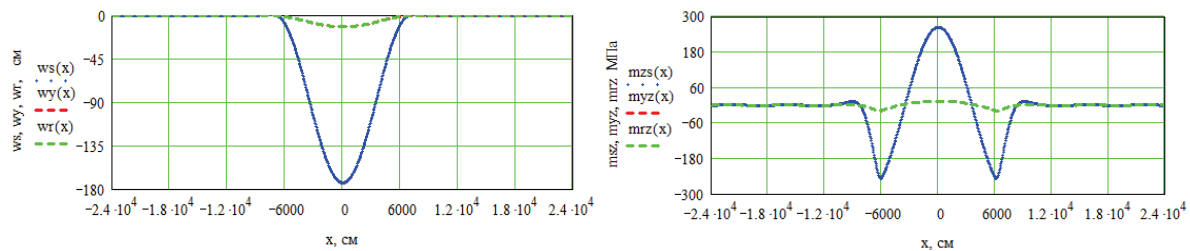


Рис. 5. Эпюры прогиба и изгибных напряжений в рассчитываемом участке газопровода для первого типа грунта, $p_0=0,1$ МПа, $\Delta t=35$ °С

Fig. 5. Diagrams of deflection and bending stresses in the calculated section of the gas pipeline for the first type of soil, $p_0=0,1$ МПа, $\Delta t=35$ °С

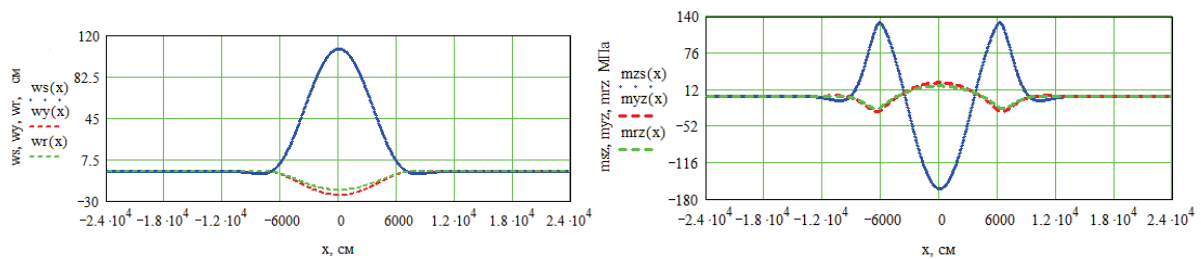


Рис. 6. Эпюры прогиба и изгибных напряжений в рассчитываемом участке газопровода для второго типа грунта, $p_0=11,6$ МПа, $\Delta t=35$ °С

Fig. 6. Diagrams of deflection and bending stresses in the calculated section of the gas pipeline for the second type of soil, $p_0=11,6$ МПа, $\Delta t=35$ °С

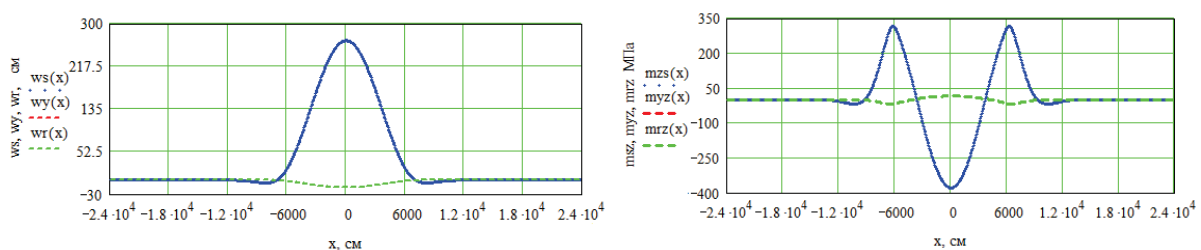


Рис. 7. Эпюры прогиба и изгибных напряжений в рассчитываемом участке газопровода для второго типа грунта, $p_0=0,1$ МПа, $\Delta t=35$ °С

Fig. 7. Diagrams of deflection and bending stresses in the calculated section of the gas pipeline for the second type of soil, $p_0=0,1$ МПа, $\Delta t=35$ °С

Анализ данных табл. 2, 3 и эпюр рис. 4–7 позволяет сделать следующие выводы:

1. Размытая оголенная часть опорожняемого подводного морского газопровода под действием собственного веса и температурных напряжений прогибается вниз. При этом за счет действия температурных напряжений экстремальное значение прогиба в середине пролета увеличивается более чем

в 14 раз, по сравнению с соответствующей характеристикой опорожняемого газопровода. На участке газопровода с компенсаторами отсутствуют температурные напряжения, поэтому в случае установки компенсаторов на концах рассчитываемого участка удастся ликвидировать воздействие температурных напряжений на изгиб газопровода и последний возвращается в исходное положение, и

экстремальное значение прогиба в середине пролета не превышает 12,1 см.

2. При подаче давления в газопровод за счет действия внутреннего давления и температурных напряжений изменяется форма изгиба газопровода, стрела прогиба в размытой оголенной части меняет свое направление и здесь газопровод начинает подниматься вверх. Например, при $p_0=11,6$ МПа, $\Delta t=35$ °С экстремальное значение подъема в середине пролета достигает 292,2 см, и при увеличении параметров эксплуатации газопровода или длины размытой оголенной части подводного участка газопровода возможно его всплытие. В случае установки компенсаторов на концах рассчитываемого участка, за счет растяжения газопровода компенсаторами, газопровод возвращается в исходное проектное положение, т. е. он прогибается вниз и экстремальное значение прогиба стрелы прогиба в середине полета при $p_0=11,6$ МПа не превышает 14,7 см.
3. Для опорожняемого газопровода ($p_0=0,1$ МПа) решения задач во второй и третьей постановках дают практически равные значения характеристик изгиба, поскольку при отсутствии внутреннего давления компенсатор не может растягивать газопровод. Но, несмотря на отсутствие растяжения газопровода компенсатором, последний препятствует температурным напряжениям сжать газопровод в продольном осевом направлении. Поэтому в газопроводе с компенсатором характеристики изгиба газопровода будут значительно меньше, чем эти характеристики в газопроводе без компенсатора. Например, в газопроводе с компенсатором, который находится в частично разжиженном состоянии грунта (второй тип грунта) при $p_0=0,1$ МПа экстремальные значения прогиба в середине пролета более чем в 14 раз меньше, чем эта характеристика изгиба для газопровода без компенсатора.
4. В случае, когда уменьшается жесткость грунта в прилегающих подземных частях за счет частичного разжижения грунта (второй тип грунта), газопровод, который находится под действием рабочего давления, приподнимается вверх, при этом экстремальное значение стрелы подъема в середине пролета размытой оголенной части составляет 107,6 см, что означает нарушение проектного положения рассчитываемого участка газопровода. Следует отметить, что в этом случае не удастся изменить направление изгиба газопровода сбросом внутреннего давления в газопроводе. Если установить компенсаторы на концах рассчитываемого участка, за счет растяжения ими газопровода, последний изменяет направление стрелы прогиба, т. е. прогибается вниз. Например, при $p_0=11,6$ МПа экстремальное значение прогиба газопровода не превышает 20,7 см. Это указывает на возвращение газопровода в проектное положение.

Заключение

1. Анализом условий эксплуатации газопроводов Северный поток-2 установлено, что причиной их всплытия и нарушения проектного положения газопроводов на подводном участке морского перехода на Байдарацкой губе в Карском море являются особые условия их эксплуатации. Воздействия волн прибойной зоны и температурных напряжений от прогретой трубы и потока газа по ней приводят на одних частях участка подводного морского газопровода к размыву и оголению трубы, а в других частях – к ослаблению удерживающей способности грунта засыпки и потере несущей способности грунта основания.
2. По результатам решения задачи о НДС рассчитываемого подводного участка газопровода установлено влияние длины обводненной оголенной части, состояния грунта на прилегающих к ней подземных частях и значений параметров эксплуатации на его всплытие.
3. В случае, когда уменьшается жесткость грунта в прилегающих участках за счет частичного разжижения грунта или увеличиваются длина размытого оголенного участка, значения внутреннего давления и температурных напряжений, происходит изменение формы изгиба газопровода, а стрела прогиба в размытом оголенном участке меняет свое направление и здесь газопровод начинает подниматься вверх, что может сопровождаться всплытием газопровода. В рассмотренных примерах расчетов найдены значения характеристик грунтов и параметров эксплуатации газопровода, при достижении которых возможно всплытие газопровода.
4. Установлена эффективная работа компенсаторов по предотвращению всплытия подводных участков морского газопровода и сохранению их в проектное положение. В случае установки компенсаторов на концах рассчитываемого участка, за счет растяжения газопровода компенсаторами, он возвращается в исходное проектное положение, т. е. стрела прогиба газопровода в размытой оголенной части будет направлена вниз. Следует отметить, что, даже в случае, когда не удастся изменить направление формы изгиба приподнятого вверх газопровода сбросом внутреннего давления, после установки компенсаторов этот газопровод изменяет направление стрелы прогиба, прогибается вниз, возвращается в проектное положение.
5. При проектировании и сооружении подводных подземных участков морского газопровода рекомендуется применять компенсаторы-упоры, конфигурация которых имеет грубое очертание трапеции, и они собираются из набора отводов, выполняемых гнутьем, с прямолинейными участками между ними [13, 18]. Авторами статьи [18] изучена эффективность применения компенсаторов-упоров в карстовой зоне на потенциально опасном подземном участке магистрального газопровода.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лаптева Т.Н. Разработка методов обеспечения работоспособности морских нефтегазопроводов в сложных инженерно-геологических условиях арктического шельфа: дис. ... д-ра техн. наук. – М., 2019. – 295 с.
2. Морские трубопроводы в транзитной зоне арктического шельфа. Обеспечение работоспособности / Т.И. Лаптева, М.Н. Мансуров, М.В. Шабарчина, Л.А. Копаева // Oil&Gas Journal Russia. – 2018. – № 9. – С. 78–84.
3. Зарипов Р.Ф., Коробков Г.Е. Изменение механических свойств арктических трубопроводов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – № 2 (124). – С. 52–61. DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-2-52-61.
4. Разработка интегрального критерия выбора характеристик трубопровода, повышающих его долговечность в арктических условиях / Р.Ф. Зарипов, З.Р. Ишбердина, Г.Е. Коробков, Р.М. Юсупов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2020. – № 3. – С. 22–27. DOI: 10.24411/0131-4270-2020-10305.
5. Wang Z., Tang Y. Study on symmetric buckling mode triggered by dual distributed buoyancy sections for subsea pipelines // Ocean Engineering. – 2020. – V. 216. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2020.108019>.
6. Wang Z., Tang Y., Guedes S.C. Imperfection study on Structures // Ocean Engineering. – 2021. – V. 76. – DOI: <https://doi.org/10.1016/j.marstruc.2020.102916>.
7. Davaripour F., Quinton B.W.T., Pike K. Effect of damage progression on the plastic capacity of a subsea pipeline // Ocean Engineering. – 2021. – V. 234. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2021.109118>.
8. Buckling mechanism of offshore pipelines: a state of the art / D. Seth, B. Manna, J.T. Shahu, T. Fazeres-Ferradosa, F.T. Pinto, P.J. Rosa-Santos // Journal of Marine Science and Engineering. – 2021. – V. 9. – № 10. DOI: 10.3390/jmse9101074
9. Hong Z., Liu W., Xu B. Research on the pipeline walking caused by cyclic increasing soil friction for free deep-sea submarine pipelines laid on even seabed // Marine Structures. – 2021. – V. 75. – P. 102873. DOI: 10.1016/j.marstruc.2020.102873
10. Bi K., Hao H. Using pipe-in-pipe systems for subsea pipeline vibration control // Engineering Structures. – 2016. – V. 109. – P. 75–84. DOI: 10.1016/j.engstruct.2015.11.018
11. Palmer A.C., King R.A. Subsea pipeline engineering. – Oklahoma: PWC. 2006. – 570 p.
12. Cheng A., Chen N.-Z. Corrosion fatigue crack growth modelling for subsea pipeline steels // Ocean Engineering. – 2017. – V. 142. – P. 10–19. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2017.06.057
13. Айнбиндер А.Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость. – М.: Недра, 1982. – 341 с.
14. Коробков Г.Е., Зарипов Р.М., Шаммазов И.А. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и устойчивости трубопроводов и резервуаров в осложненных условиях эксплуатации. – СПб.: Недра, 2009. – 409 с.
15. Расчет и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и устойчивости трубопроводов / А.М. Шаммазов, Р.М. Зарипов, В.А. Чичелов, Г.Е. Коробков. – М.: Изд-во «Интер», 2005. – Т. 1. – 706 с.
16. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков, А.М. Нечваль, И.Ш. Гамбург. – СПб.: Недра, 2011. – 748 с.
17. СП 36.13330.2012. Свод правил. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. – М.: Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2013. – 100 с.
18. Расчетное обоснование установки компенсаторов-упоров в карстовой зоне на потенциально опасном участке газопровода / Р.Н. Бахтизин, Р.М. Зарипов, Г.Е. Коробков, Р.Б. Масалимов // Газовая промышленность. 2018. – № 3 (765). – С. 72–77.
19. Болотин В.В., Новичков Ю.Н. Механика многослойных конструкций. – М.: Машиностроение, 1980. – 376 с.
20. Ильгамов М.А. Модель всплытия подводного трубопровода // Доклады Российской академии наук. Физика. Технические науки. – 2022. – Т. 504. – № 1. – С. 12–16. DOI: 10.31857/S2686740021010053
21. НД № 020301-005. Правила классификации и построение морских подводных трубопроводов. – СПб.: ФАУ «Российский морской регистр судоходства», 2017. – 171 с.

Поступила 08.09.2022 г.

Дата рецензирования: 14.10.2022 г.

Информация об авторах

Зарипов Р.М., доктор технических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории механики твёрдого тела Института механики им. Р.Р. Мавлютова – обособленного структурного подразделения Федерального государственного бюджетного научного учреждения Уфимского федерального исследовательского центра Российской академии наук.

Масалимов Р.Б., кандидат технических наук, доцент Уфимского государственного нефтяного технического университета.

UDC 622.692.4

USE OF COMPENSATORS IN THE UNDERWATER SECTION OF THE OFFSHORE GAS PIPELINE TO PREVENT ITS SURFACING

Rail M. Zaripov¹,
rail.zaripov@gmail.com

Radik B. Masalimov²,
masalimovrb@mail.ru

¹ P.P. Mavlyutov Institute of Mechanics, a separate structural subdivision of Ufa Federal Research Center of the Russian Academy of Sciences, 69, Oktyabrya avenue, Ufa, 450054, Russia.

² Ufa State Petroleum Technical University, 1, Kosmonavtov street, Ufa, 450064, Russia.

The relevance of the study lies in preventing the surfacing of underwater sections of the offshore gas pipeline and keeping them in the design position.

Purpose: identification of the length of the blurred exposed part, soil condition on the adjacent underground parts, internal pressure and temperature stresses for the ascent of the underwater section of the gas pipeline, as well as the establishment of effective operation of compensators.

Objects: underwater sections of the gas pipeline, expansion joints.

Methods: joint integration of a system of differential equations describing the stress-strain state of a blurred exposed part and adjacent underground parts.

Results. The paper introduces brief information about the ascent of two of four threads of the Nord Stream-2 at the site of the underwater passage through the Baydaratskaya Bay in Yamal. The following three statements of the problem of the stress-strain state of the calculated underwater section of the gas pipeline are considered: taking into account the effect of internal pressure and temperature stresses on the bending of the pipeline, causing additional bending of the gas pipeline; neglecting the effect of internal pressure and temperature stresses on the bending of the pipeline; with compensators installed at the beginning and end of the calculated section. The presented solution for the first formulation of the problem depends on the usual trigonometric functions, for the second formulation of the problem – on polynomials, and in the third formulation – on hyperbolic and trigonometric functions. For these three problem statements, the main characteristics of the stress-strain state of the gas pipeline are calculated, diagrams of its deflection and bending stresses are constructed, the tables show the extreme values of these characteristics for different values of the parameters of the operation of the gas pipeline for different lengths of the blurred exposed part, and taking into account changes in soil state on adjacent underground parts. The effective operation of compensators designed to prevent the surfacing of underwater sections of the offshore gas pipeline and to keep them in the design position was established.

Key words:

gas pipeline, soil, deflection, stress, pressure, compensator.

REFERENCES

- Lapteva T.N. *Razrabotka metodov obespecheniya rabotosposobnosti morskikh neftegazoprovodov v slozhnykh inzhenerno-geologicheskikh usloviyakh arkticheskogo shelfa*. Diss. Dokt. nauk [Development of methods for ensuring the operability of offshore oil and gas pipelines in complex engineering and geological conditions of the Arctic shelf. Dr. Diss.]. Moscow, 2019. 295 p.
- Lapteva T.I., Mansurov M.N., Shabarchina M.V., Kopaeva L.A. Offshore pipelines in the transit zone of the Arctic shelf. Ensuring operability. *Oil&Gas Journal Russia*, 2018, no. 9, pp. 78–84. In Rus.
- Zaripov R.F., Korobkov G.E. Changing the mechanical properties of Arctic pipelines. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefii i nefteproduktov*, 2020, no. 2 (124), pp. 52–61. In Rus. DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-2-52-61.
- Zaripov R.F., Ishberdina Z.R., Korobkov G.E., Yusupov R.M. Development of an integral criterion for the selection of pipeline characteristics that increase its durability in Arctic conditions. *Transportation and storage of petroleum products and hydrocarbon raw materials*, 2020, no. 3, pp. 22–27. In Rus. DOI: 10.24411/0131-4270-2020-10305.
- Wang Z., Tang Y. Study on symmetric buckling mode triggered by dual distributed buoyancy sections for subsea pipelines. *Ocean Engineering*, 2020, vol. 216. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2020.108019>.
- Wang Z., Tang Y., Guedes S.C. Imperfection study on Structures. *Ocean Engineering*, 2021, vol. 76. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.marstruc.2020.102916>.
- Davaripour F., Quinton B.W.T., Pike K. Effect of damage progression on the plastic capacity of a subsea pipeline. *Ocean Engineering*, 2021, vol. 234. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2021.109118>.
- Seth D., Manna B., Shahu J.T., Fazeres-Ferradosa T., Pinto F.T., Rosa-Santos P.J. Buckling mechanism of offshore pipelines: a state of the art. *Journal of Marine Science and Engineering*, 2021, vol. 9, no. 10. DOI: 10.3390/jmse9101074
- Hong Z., Liu W., Xu B. Research on the pipeline walking caused by cyclic increasing soil friction for free deep-sea submarine pipelines laid on even seabed. *Marine Structures*, 2021, vol. 75, p. 102873. DOI: 10.1016/j.marstruc.2020.102873
- Bi K., Hao H. Using pipe-in-pipe systems for subsea pipeline vibration control. *Engineering Structures*, 2016, vol. 109, pp. 75–84. DOI: 10.1016/j.engstruct.2015.11.018
- Palmer A.C., King R.A. *Subsea pipeline engineering*. Oklahoma, PWC, 2004. 570 p.
- Cheng A., Chen N.-Z. Corrosion fatigue crack growth modelling for subsea pipeline steels. *Ocean Engineering*, 2017, vol. 142, pp. 10–19. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2017.06.057
- Ajnbinder A.B. *Raschet magistralnykh i promyslovykh truboprovodov na prochnost i ustoychivost* [Calculation of trunk and field pipelines for strength and stability]. Moscow, Nedra Publ., 1982. 341 p.

14. Korobkov G.E., Zaripov R.M., Shammazov I.A. *Chislennoe modelirovanie napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya i ustoychivosti truboprovodov i rezervuarov v oslozhnennykh usloviyakh ekspluatatsii* [Numerical modeling of the stress-strain state and stability of pipelines and reservoirs in complicated operating conditions]. St. Petersburg, Nedra Publ., 2009. 409 p.
15. Shammazov A.M., Zaripov R.M., Chichelov V.A., Korobkov G.E. *Raschet i obespechenie prochnosti truboprovodov v slozhnykh inzhenerno-geologicheskikh usloviyakh. Chislennoe modelirovanie napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya i ustoychivosti truboprovodov* [Calculation and ensuring the strength of pipelines in difficult engineering and geological conditions. Numerical modeling of the stress-strain state and stability of pipelines]. Moscow, Inter Publ., 2005. Vol. 1. 706 p.
16. Bykov L.I., Mustafin F.M., Rafikov S.K., Nechval A.M., Gamburg I.Sh. *Tipovye raschety pri sooruzhenii i remonte gazonefteprovodov* [Typical calculations for the construction and repair of gas and oil pipelines]. St. Petersburg, Nedra Publ., 2011. 748 p.
17. SP 36.13330.2012. *Svod pravil. Magistralnye truboprovody. Aktualizirovannaya redaktsiya SNIp 2.05.06-85** [SP 36.13330.2012. A set of rules. Main pipelines. Updated version of SNIp 2.05.06-85*]. Moscow, Gosstroy Publ., 2013. 100 p.
18. Bakhtizin R.N., Zaripov R.M., Korobkov G.E., Masalimov R.B. Calculation justification for the installation of compensator stops in the karst zone on a potentially dangerous section of the gas pipeline. *Gas industry*, 2018, no. 3 (765), pp. 72–77. In Rus.
19. Bolotin V.V., Novichkov Y.N. *Mekhanika mnogosloynnykh konstruksiy* [Mechanics of multilayer structures]. Moscow, Mashinostroenie Publ., 1980. 376 p.
20. Ilgamov M.A. Model vsplytiya podvodnogo truboprovoda [The underwater pipeline ascent model]. *Doklady Rossiyskoy akademii nauk. Fizika. Tekhnicheskie nauki*, 2022, vol. 504, no. 1, pp. 12–16. DOI:10.31857/S2686740021010053
21. *ND № 020301-005. Pravila klassifikatsii i postroenie morskikh podvodnykh truboprovodov* [Classification rules and construction of offshore underwater pipelines]. St. Petersburg, Rossiyskiy morskoy registr sudokhodstva Publ., 2017. 171 p.

Received: 8 September 2022.

Reviewed: 14 October 2022.

Information about the authors

Rail M. Zaripov, Dr. Sc., leading researcher, P.P. Mavlyutov Institute of Mechanics, a separate structural subdivision of Ufa Federal Research Center of the Russian Academy of Sciences.

Radik B. Masalimov, Cand. Sc., associate professor, Ufa State Petroleum Technical University.

УДК 622.276.4:622.276.6

ОБЗОР И АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ, ПОВЫШАЮЩИХ ЭФФЕКТИВНОСТЬ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ ИЗ ПЛАСТОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Магадова Любовь Абдулаевна¹,
lubmag@gmail.com

Давлетов Заур Растямович¹,
zaurdavletov@mail.ru

Вагапова Юлия Жановна¹,
juliatusdays@yandex.ru

¹ Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Россия, 119991, г. Москва, Ленинский пр., 65, корп. 1.

Актуальность. Согласно оценкам ресурсной базы, баженовская свита обладает огромным потенциалом, при этом данная формация характеризуется уникальными свойствами, затрудняющими ее разработку. Учитывая отсутствие единой концепции по разработке трудноизвлекаемых углеводородных залежей, рентабельное освоение ресурсов баженовской свиты во многом связано с созданием эффективных и экономически обоснованных методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации нефтедобычи.

Цель: обобщение и анализ источников научно-технической информации в области перспективных технологий увеличения нефтеотдачи и интенсификации нефтедобычи в условиях баженовской свиты, а также в условиях зарубежных сланцевых месторождений, породы которых близки по своим свойствам к баженовской свите.

Объекты: технологии, повышающие эффективность нефтеизвлечения из пластов баженовской свиты или других формаций, близких к ней по характеристикам, в том числе тепловые, газовые, химические и комбинированные методы увеличения нефтеотдачи, гидравлический разрыв пласта, воздействие кислотными составами; результаты лабораторных исследований, физического и математического моделирования, опытно-промышленных испытаний рассматриваемых технологий.

Методы: анализ отечественных и зарубежных литературных источников и патентной информации в области технологий освоения и разработки трудноизвлекаемых залежей углеводородов.

Результаты. Приведены характеристики и описание механизмов воздействия на пласты с помощью наиболее распространенных методов увеличения нефтеотдачи, гидроразрыва пласта, кислотных обработок, а также комбинированных методов воздействия. На примере результатов опытно-промышленных и лабораторных испытаний описан полученный эффект от проведенных операций на разных месторождениях. Отмечено, что перспективными технологиями являются комбинированные методы, в том числе с использованием химических реагентов. Эффективность технологических жидкостей в условиях баженовской свиты может быть увеличена за счет применения сложных химических систем, содержащих растворители различной природы и поверхностно-активные вещества.

Ключевые слова:

Методы увеличения нефтеотдачи, интенсификация нефтедобычи, кислотные обработки, гидравлический разрыв пласта, баженовская свита, органические растворители, поверхностно-активные вещества.

Введение

Согласно оценкам, в баженовской свите содержится от 600 млн до 174 млрд т потенциально извлекаемой нефти [1]. К актуальным вопросам разработки данного объекта относят поиск способов вскрытия и технологий повышения извлечения нефти.

Поскольку органическое вещество (кероген, битумоиды и нефть) оказывает существенное влияние на фильтрационно-емкостные свойства объектов, приуроченных к баженовской свите, рассматривается несколько механизмов воздействия технологиями разработки. Они условно подразделяются на традиционную добычу с использованием естественной проницаемости пород, превращение и генерирование углеводородов термическими способами и улучшение результирующих характеристик пород за счет воздействия на пустотное пространство [2]. На разных лицензионных участках ведутся мероприятия по внедрению и сравнению техник освоения. Разработанные концепции сходятся в важности рассмотрения и ис-

пользования именно химических взаимодействий и процессов в баженовской свите: снижении поверхностного натяжения, изменении смачиваемости пород, десорбции и отмыве легких углеводородов, разжижении тяжелых углеводородов, улучшении фильтрационно-емкостных характеристик в ходе химических реакций с минералами породы.

В силу разрозненности информации цель данного обзора заключается в обобщении и анализе литературных данных в области перспективных и испытанных технологий увеличения нефтеотдачи и интенсификации нефтедобычи в условиях баженовской свиты, а также в условиях зарубежных сланцевых месторождений, породы которых близки по своим свойствам к баженовской свите.

Применение методов увеличения нефтеотдачи

При поиске способов разработки месторождений баженовской свиты в настоящее время наиболее распространенными для рассмотрения являются тепловые методы увеличения нефтеотдачи (МУН). В ходе

их реализации происходит снижение поверхностного натяжения на границе «нефть–порода», усиливаются гидрофильные свойства среды, способствуя росту коэффициента извлечения нефти (КИН). Среди них в настоящее время выделяют следующие методы: вытеснение нефти горячей водой, внутрипластовое горение, паротепловое воздействие, пароциклическое воздействие, а также их различные комбинации между собой.

В работе [3] была показана эффективность закачки воды при высоких давлениях на скважинах Маслиховского и Салымского месторождений с целью создания искусственной трещиноватости в условиях гидрофобных свойств и хрупкости пород баженовской свиты. По итогам работ на всех исследованных скважинах удалось добиться повышения дебита в несколько раз в силу образования дополнительной трещиноватости, объем которой был прямо пропорционален объему закачанной воды.

Лабораторное моделирование вытеснения нефти водой было проведено на модельных образцах дезинтегрированной породы Средне-Назымского месторождения и карбонатного минерала, взятых в соотношении 25:75 [4]. Итоговый коэффициент вытеснения составил 91 %. Однако данный результат является заниженным, поскольку по причине нагрева и испарения части легких углеводородов произошло осаждение и адсорбция тяжелых компонентов нефти в пористой среде породы.

Широкое распространение нашел метод внутрипластового горения в силу возможности создания фронта горения органического вещества при нагнетании окислителя в пласт. В качестве последнего используется воздух или кислород. Горение может возникнуть в результате саморазогрева веществ, вступающих в реакцию окисления, или путем ввода определенного количества теплоты в призабойную зону пласта (ПЗП) нагнетательной скважины. Метод является эффективным для отбора нефти в относительно тонких песчаных пластах при малых размерах сетки размещения скважин [5].

Для получения максимального количества жидких углеводородов из пород баженовской свиты оптимальным значением температуры перед фронтом горения является 400 °С [6]. Более высокие температуры способствуют протеканию вторичного крекинга с образованием летучих компонентов и кокса, последний может вызывать закупоривание каналов фильтрации и ухудшать фильтрационно-емкостные свойства пород.

В целом окисление керогенсодержащей породы протекает во всех температурных диапазонах с относительно низкими значениями энергии активации. Для иницирования горения предложено вводить добавки углеводородов, например, разработан способ внутрипластового горения с использованием в качестве дополнительного топлива смеси легкой нефти, добытой из баженовской свиты, и нафталина [7].

В литературе также указываются способы иницирования реакций низкотемпературного окисления с применением гомогенных либо гетерогенных катали-

заторов. Авторами работы [8] исследован процесс термokatалитического превращения керогена в присутствии комплексно связанного пирита и нанодисперсного катализатора на основе соединений кобальта. В результате термokatалитического воздействия зафиксировано значительное изменение состава керогена вследствие протекания крекинга алифатических углеводородных цепей и конденсации ароматических циклов.

Известно применение газовых МУН, основанных на закачке газообразных агентов в пласт и их трансформации в вытесняющие агенты за счет низкотемпературных окислительных процессов [9]. Данные технологии характеризуются быстрым иницированием процессов, при этом их интенсивность возрастает с увеличением температуры. При применении газовых методов используют природный газ, добываемый на том же или соседнем месторождении, попутный нефтяной газ, широкую фракцию легких углеводородов, углекислый газ, азот [10].

По результатам работы [11] наибольшие значения коэффициента нефтеизвлечения для образцов керна формации Баккен показало воздействие углекислым газом (более 95 %) и смесью метана и этана в соотношении 85:15 (95 %). При использовании метана исследованный показатель составил 92 %, наименьший результат (32 %) получен в случае применения азота.

На сегодняшний день наиболее распространенной технологией является закачка CO₂ в пласт, обусловленная потребностью в его утилизации после сжигания углеводородов [12]. При растворении в нефти углекислый газ способствует ее увеличению в объеме и вытесняет остаточную неподвижную нефть, улучшая смачиваемость породы, отмывая нефтяную пленку, переводя ее в капельное состояние. Существует несколько вариаций способа воздействия на пласт с использованием газового агента: непрерывный (CO₂ закачивается в одну скважину, а добыча происходит из соседней), «многоскважинный циклический» (CO₂ закачивается в скважину, оставляется на пропитку, добыча ведется из соседней скважины) и технология газоциклической закачки Huff-n-Puff [10].

Наиболее перспективной считается технология Huff-n-Puff, представляющая собой закачку газа в добывающую скважину с последующей ее остановкой для пропитки ПЗП и дальнейшей добычей нефти из той же скважины [13]. В отечественной промышленной практике процесс был применен компанией АО «РИТЭК» на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами [14]. В ходе предварительных лабораторных испытаний было определено, что вязкость смеси CO₂ с нефтью уменьшается в 11,7 раз. Согласно результатам промысловых испытаний, средний эффект от применения технологии составил 3–7 т нефти на 1 т углекислого газа.

Однако воздействием газообразными агентами может приводить к потере агрегативной устойчивости асфальтенов и их осаждению. Так, при лабораторных испытаниях воздействия CO₂ на образцы кернов (содержание асфальтенов в нефти 0,03 %) отмечалось, что количество пор диаметром 100–800 нм уменьши-

лось, а количество пор диаметром менее 100 нм увеличилось, при этом результирующая проницаемость снизилась на треть (с 0,126 мД) [15, 16].

Для повышения нефтеотдачи предложены различные химические реагенты и системы, изменяющие характеристики поверхностей раздела пластовой системы: растворы солей, щелочей и кислот; растворы поверхностно-активных веществ (ПАВ) и полимеров; эмульсии.

Одним из способов увеличения нефтеотдачи является применение низкоминерализованной воды, в которой концентрация растворенных солей значительно меньше, чем у подтоварной или пластовой воды. В работе [17] приведены результаты воздействия водой при высокой температуре на породу баженовской свиты в лабораторных условиях. Было показано, что гидротермальная обработка при температуре 100–250 °С является эффективным способом нефтеизвлечения из пород баженовской свиты, при этом гидрофобная поверхность образцов ядра меняется на гидрофильную. Максимальная степень отмыва достигнута при 200 °С при подавлении процессов набухания глин.

Вода с низкой минерализацией способна обеспечить более интенсивное извлечение нефти при воздействии на образцы сланцевых месторождений по сравнению с высокоминерализованными водами. Механизмом подобного увеличения нефтеотдачи может являться осмос при рассмотрении объекта воздействия в качестве полупроницаемой мембраны, которая изначально способствует оттоку воды в породу с большей скоростью, по сравнению с высокоминерализованной жидкостью [10]. Другими механизмами в данном случае являются: изменение смачиваемости, диспергирование глин, обмен ионами, десорбция полярных компонентов с поверхности породы, образование трещин.

Одним из достаточно эффективных способов служит щелочное заводнение. Этот способ базируется на понижении поверхностного натяжения на границе «раствор щелочи – нефть». При их контакте происходит взаимодействие с органическими кислотами, в результате чего образуются ПАВ и стойкие водонефтяные эмульсии с достаточно высокой вязкостью, способные выравнять подвижность вытесняющего и вытесняемого агентов [18].

Так, в работе [19] указывается на эффективность действия щелочных композиций с концентрацией щелочи в пределах 0,4–1,0 % мас., при этом коэффициент извлечения нефти за счет щелочного заводнения увеличивался на 22–31 %. Процесс щелочного заводнения в нетрадиционных коллекторах был изучен на примере горизонтальной скважины [20]. В качестве модельных сред использовались растворы NaOH, Na₂CO₃, Na₄SiO₄ с концентрацией 0,5–1,5 % мас. Наибольшую эффективность проявили составы на основе 1 % раствора гидроксида натрия. Установлено, что щелочное заводнение более эффективно в горизонтальных, чем в вертикальных скважинах (их итоговая продуктивность выше на 8,5 %).

В условиях сложнопостроенных и низкопроницаемых коллекторов эффективными также являются

ПАВ-щелочное, ПАВ-полимерное и ПАВ-полимерно-щелочное заводнение (ASP-заводнение). Использование ПАВ способствует активации процессов вытеснения за счет достижения малых значений межфазного натяжения. В зависимости от условий объекта могут быть оптимальным образом подобраны параметры технологии: тип и концентрация ПАВ или их смеси, минерализация растворов, использование других добавок. В целях повышения нефтеотдачи известно изучение и применение различных типов ПАВ. В силу преобладания капиллярных эффектов при длительном времени пропитки образцов пород нетрадиционных коллекторов способность ПАВ изменять смачиваемость поверхности является более значимой, чем способность ПАВ снижать межфазное натяжение [10, 21]. Однако, согласно отдельным исследовательским работам, главенствующее влияние снижения межфазного натяжения или изменения смачиваемости на извлечение нефти зависит от особенностей объекта воздействия и поведения ПАВ на границе раздела «нефть–порода» [22].

Введение ПАВ в щелочные композиции, согласно технологии ПАВ-щелочного заводнения, способствует существенному снижению межфазного натяжения, диспергированию нефти и образованию водонефтяных эмульсий, однако это может приводить к языкообразованию и снижению коэффициента охвата [19].

Компанией «Салым Петролеум Девелопмент» реализован пилотный проект по применению технологии ASP-заводнения в условиях Западно-Салымского месторождения [23]. В рамках проекта были проведены лабораторные тестирования кернов, оптимизация компонентов химической системы, полевые испытания по отработке технологии. Результаты фильтрационных экспериментов показали предварительное увеличение КИН на 40 % при значительном превышении расходов используемых реагентов. Также в ходе полевых испытаний при сравнении остаточной нефтенасыщенности до и после закачки композиции было выявлено ее снижение с 23 до 2 %.

Метод ASP-заводнения более распространен на зарубежных месторождениях. Например, на месторождении Saertu (Китай) была применена химическая система на основе NaOH, частично гидролизованного полиакриламида и арилсульфонатного ПАВ в концентрациях 1,2 % мас. (для NaOH) и 0,3 % мас. (для ПАВ). Использование композиции увеличило КИН на 28 % [24].

Отдельный интерес представляют методы воздействия, основанные на комбинации тепловых, газовых и химических МУН. Примером такой интеграции является метод термогазового воздействия. Он направлен на ускорение образования нефти из керогенсодержащих пород и на формирование системы выработки с поддержанием пластового давления. В пласт закачивается воздух и вода, в результате окислительных реакций в пласте образуется газовый агент, преимущественно содержащий азот, углекислый газ, легкие углеводороды нефти [25]. При разогреве пластовых флюидов до температуры 250–300 °С легкие фракции образуют тепловую оторочку широкой

фракции углеводородов, которая способствует обогащению нефти легкими компонентами и прогревает недренируемые зоны пласта [26].

Реализация данной технологии проводилась для условий опытного участка Средне-Назымского месторождения [27]. Согласно результатам испытаний, наибольший выход жидких углеводородов (синтетической нефти) соответствует диапазону температур 350–400 °С. Превышение данных температур приводит к интенсивным процессам образования газовой смеси. Крекинг керогена в присутствии водяных паров способствует увеличению выхода синтетической нефти в 2–3 раза, что подтверждает необходимость совместной закачки воздуха и воды. По результатам накопленного опыта испытаний отмечено, что внутри пласта протекают интенсивные процессы окисления (в добываемых газах не обнаруживается кислород при повышении содержания углекислого газа), наблюдается значительное увеличение объема углеводородных газов (в 1,5–2 раза) и снижение плотности и вязкости нефти. Дополнительная добыча нефти составила 30 тыс. т.

Поскольку методы заводнения и закачки газов в пласт являются весьма перспективными, их комбинация получила развитие в виде технологии водогазового воздействия. Причем в качестве газообразного агента используются углеводородные и дымовые газы, CO₂, N₂. Различают несколько вариантов реализации данного метода: последовательная закачка воды после газа в течение длительного времени; чередование воды и газа путем разделения инжектированием вытесняющих агентов; совместная закачка используемых агентов. Наиболее распространен метод попеременной закачки газа и воды, однако существуют исследования, доказывающие достижение более высокой нефтеотдачи с помощью совместного нагнетания и получения более равномерной водогазовой смеси [28].

В работе [29] показаны лабораторные эксперименты по вытеснению нефти с помощью мелкодисперсной водогазовой смеси с добавлением пенообразующего ПАВ. Для исследований использовалась насыпная модель из песка, на которой уточнялась зависимость коэффициента вытеснения от газосодержания в смеси. Была выявлена оптимальная область газосодержания (≈20–70 %), в которой процент вытеснения составил 73–76 %. Также установлено, что при малых давлениях смесь на выходе из модели расслаивается, а при высоких наблюдается укрупнение пузырьков газа. Это связано с тем, что ПАВ частично адсорбируются на поверхности породы, что способствует отмыву нефти, но ухудшает пенообразующую способность системы.

Также применимым для баженовской свиты считается метод термогазохимического воздействия на пласт, который основан на закачке в пласт составов, содержащих в качестве главного компонента аммонийные соли. Они вступают в экзотермическую реакцию с нитритом натрия в присутствии катализаторов, что приводит к образованию горячих газов и создает высокие давления и температуры [30]. Это способствует разогреванию флюидов и минеральной матри-

цы скелета, разложению тяжелых фракций органического вещества и выносу образовавшихся продуктов. Вследствие чего может происходить образование сетки мелких трещин, значительно понижающих фильтрационное сопротивление пласта [31].

Другим примером данной технологии является композиция, содержащая горюче-окислительный состав (водный раствор селитры и карбамидно-аммиачной смеси) и инициатор горения (например, водный раствор нитрита щелочного металла) [32]. Основной реагент и катализатор раздельно подаются по двум насосно-компрессорным трубам (НКТ), расположенным по типу «труба в трубе», при этом внешняя НКТ опущена ниже внутренней для обеспечения контакта реагентов между собой. Отмечается, что смесь способствует интенсивному образованию газов, повышению эффективности нефтеотдачи, расширению области прогрева за счет уменьшения времени подвода к пласту больших количеств тепла.

Применение методов интенсификации добычи

Большое распространение получило использование методов интенсификации добычи нефти, в особенности технологий гидравлического разрыва пласта (ГРП). Использование традиционного варианта данной технологии в условиях баженовской свиты сопряжено с проблемой – вследствие избыточного давления при ГРП вода из трещин поступает в матрицу, а именно в большие поры малыми порциями, не позволяя сформировать цельную оторочку и образуя водную блокаду.

Задача технологии ГРП в общем и для пластов баженовской свиты в частности заключается в образовании сложной системы трещин в пласте – стимулированного объема пласта. В работе [33] описывается опыт проведения ГРП на скважинах Ульяновского месторождения. Отмечается, что работы по проведению ГРП в скважине с открытым забоем являются неэффективными, при этом работы в случае скважин с обсаженным щелевым фильтром стволом отнесены к малоэффективным.

Одной из зарекомендовавших себя технологий ГРП на месторождениях сланцевой нефти является технология SlickWater. Ее особенность заключается в использовании большого количества воды (до 1200 м³), составляющей основу композиции совместно с мелкозернистым песком или пропаном (с концентрацией <300 кг/м³), различными ПАВ для понижения трения, а также комбинациями ПАВ и полимерного агента. Однако, согласно результатам испытаний данной технологии в условиях баженовской свиты, получена низкая эффективность вследствие технических причин. Отмечается целесообразность подбора других технологий, совершенствования технологии SlickWater с применением многостадийного ГРП (МГРП) или использования комбинации жидкостей разрыва с различными свойствами [34, 35].

Положительный опыт строительства горизонтальной скважины с последующим проведением МГРП в условиях баженовской свиты на Северо-Демьянском месторождении описан в работе [36]. В ходе опера-

ций использовали компоновку из 8 муфт, которые активировались с помощью шаров, и заколонных гидромеханических пакеров. Жидкость разрыва состояла из геля, сшивателя замедленного действия и жидкого деструктора окислительного типа. Средняя масса пропанта для одной стадии составила 80 т.

Технологии ГРП были применены и для разработки Имилорского месторождения [37]. В горизонтальных скважинах были опробованы две техники: TexasTwoStep, основанная на проведении многостадийного гидроразрыва не в последовательном, а в измененном порядке, и ZoneSelect, использующая систему сброса шаров. Начальный дебит нефти после проведения ГРП по технологии TexasTwoStep получился выше, чем для скважин, освоенных по технологии ZoneSelect (80,2 и 41,0 т/сут, соответственно).

Одной из перспективных технологий в условиях баженовской свиты является проведение МГРП бесшаровым методом Plug&Perf [38]. Его сущность заключается в последовательной перфорации и ГРП интервалов с изоляцией обработанных зон легкоразрушаемыми пробками, позволяющими устанавливать неограниченное количество стадий, которые выдерживают рабочие давления данной операции. Перфорация и установка пробки производятся за одну спуско-подъемную операцию на геофизическом кабеле или гибкой НКТ. Применение данной технологии успешно реализовано на скважинах Средне-Назымского месторождения с помощью низковязких жидкостей (расход – 8 м³/мин) с закачкой пропанта (60 т/порт) на 15–17 портах [39]. После введения в эксплуатацию средний дебит составил 62,5 т/сут и обеспечил рентабельную разработку отложений.

Также технология Plug&Perf применялась на Красноленинском месторождении в ходе строительства скважины с горизонтальным участком при проведении 9-стадийного ГРП. Данная технология использовалась в комбинации с описанной ранее SlickWater. После освоения скважины был получен приток безводной нефти с дебитом более 45 т/сут [40].

Для интенсификации притока в условиях баженовской свиты также известно применение метода кислотных обработок, причем их проведение может осуществляться как в качестве одиночной операции, так и совместно с ГРП, до и после закачки основной жидкости разрыва.

По результатам кислотных обработок скважин Средне-Назымского месторождения средний прирост составил 10–16 т/сут, что превысило показатели от других методов интенсификации добычи [41]. В то же время на Пальяновской площади осуществлена расконсервация 5 скважин с помощью большеобъемных кислотных обработок, а именно проведена закачка 40–60 м³ грязевой кислоты [42]. Работы характеризовались низкой успешностью, только для одной скважины был получен приток, накопленная добыча составила 3,5 тыс. т.

Эффективность кислотных обработок в условиях баженовской свиты может быть увеличена за счет использования полярных растворителей, в качестве которых в составе кислотных композиций применяют

различные кислородсодержащие органические соединения: спирты, кетоны, простые и сложные эфиры, гликоли, целлозольвы [43–45].

Так, в условиях баженовской свиты проведена обработка с использованием кислотного состава, содержащего HCl (15 %), изопропиловый спирт (5 %), лимонную кислоту (1 %), воду (остальное) [41, 45]. В условиях Средне-Назымского месторождения также проводились обработки составами, содержащими грязевую кислоту (3 % HF+12 % HCl) и изопропанол. Спирт использовался с целью замедления нейтрализации кислотных компонентов при взаимодействии с минеральной составляющей породы. Полученные данные показали, что концентрация спирта 25–30 % обеспечивает повышенную проникающую способность композиции и низкую скорость реакции системы с минералами породы. Обработка проводилась в два этапа: сначала осуществлялась закачка грязевой кислоты, далее – закачка ее смеси с изопропиловым спиртом. Авторами работы также были выдвинуты предположения, что для ингибирования процессов вторичного осадкообразования в составы необходимо добавлять органические кислоты или их натриевые соли, а также полностью исключить фтористые соединения для предотвращения выпадения дополнительных когматантов.

Для условий баженовской свиты предложен кислотный состав на основе HCl (4–6 %), HCOOH или CH₃COOH (5–8 %) с добавлением ПАВ «Нефтенол-ВВД», стабилизатора железа, ингибитора коррозии [46]. Указанный кислотный состав был опробован в условиях Пальяновской площади Красноленинского месторождения. Кислотная обработка проводилась после освоения скважины с помощью ГРП, которое было осложнено тем, что большую часть геля не удалось извлечь из пласта. Дебит нефти перед проведением кислотного воздействия составлял 1,6 т/сут. После закачки кислотных составов удалось восстановить проводимость трещины, дебит по нефти составил около 6 т/сут. Эффект от операции составил более 150 суток [45].

В рамках интенсификации нефтедобычи из пластов баженовской свиты также предложена комплексная технология, которая заключается в последовательной закачке пачек кислотной композиции и реагента-отклонителя. Последний представляет собой смесь жирных кислот и ароматического растворителя (о-силлол или сольвент нефтяной Нефрас А-130/150 в количестве 1–5 % мас.) [45, 47]. Использование вязкого реагента необходимо для воздействия на подвижную часть органического вещества баженовской свиты и перенаправления оторочки кислоты, закачиваемой после пачки отклонителя, в низкопроницаемые участки пласта.

Зарубежный опыт применения кислотных композиций на сланцевых месторождениях также свидетельствует об успешности кислотных обработок. Так, в литературе [48] указывается на положительный эффект проведения обработок после ГРП с помощью растворов HCl с концентрациями выше 2 % мас. Вместе с этим авторы работ [49–52] приводят данные о

применимости низкоконцентрированных растворов HCl, воздействие которыми в лабораторных условиях позволило увеличить значения пористости на 50 %, а проницаемости на 148 %. Отмечается эффективность растворов органических кислот (повышение проницаемости на 147 %).

Также было исследовано влияние различных растворителей на свойства композиций с малым содержанием кислот. Например, в работе [53] описывается состав со слабокислой средой, содержащий органический растворитель (*D*-лимонен), окислитель, анионоактивное ПАВ и 0,2 % мас. раствор NaCl, на котором были проведены лабораторные испытания в статических и динамических условиях. По их результатам данная композиция, по сравнению с растворами HCl, показала большую пролонгированность реакции с породой (до 2 часов), отсутствие воздействия на микроструктуру образцов, повышение КИН на 42 %, улучшение смачиваемости образцов, снижение проводимости трещин и образование новых сеток микротрещин.

Сравнение методов кислотных обработок и ГРП в условиях сланцевых месторождений указывает на невозможность выбора универсального метода [54], что свидетельствует о необходимости адресного подбора оптимальной технологии воздействия на основании характеристик заданного объекта воздействия.

Заключение

- Анализ литературных сведений указывает на отсутствие единых подходов к разработке пластов баженовской свиты, что обусловлено сложностью

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Баженовская свита: в поисках большой сланцевой нефти на Верхнем Салыме // ROGTEC. – 2014. – № 34. URL: https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/09/02_SPD-The-Bazhenov-Formation-Big-Shale-Oil-in-Upper-Salym.pdf (дата обращения 15.09.2022).
2. Калмыков Г.А. Стрoение баженовского нефтегазoного комплекса как основа прогноза дифференцированной нефтепродуктивности: дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – М., 2016. – 391 с.
3. Самсонов И.В. Эффективность методов воздействия на баженовскую свиту // Инструменты современной научной деятельности: Сборник статей Международной научно-практической конференции. – Ижевск, 2017. – Ч. 1. – С. 53–57.
4. Физическое моделирование процессов вытеснения нефти водой, газом и водогазовой смесью из проницаемых пропластков Баженовской свиты / В.Н. Хлебников и др. // Башкирский химический журнал. – 2012. – Т. 19. – № 3. – С. 59–62.
5. Балин И.В. Перспективы применения метода внутрпластового горения для добычи трудноизвлекаемых запасов нефти // Вестник науки и образования. – 2019. – № 6 (60). – С. 9–14.
6. Экспериментальная оценка количества образующейся нефти при низкотемпературном пиролизе керогенсодержащей породы / Е.А. Никитина и др. // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 12. – С. 132–134.
7. Способ разработки керогенсодержащих пластов баженовской свиты внутрпластовым горением с вводом дополнительного топлива: патент Рос. Федерация, № 2637695, заявл. 27.10.2016; опубл. 06.12.2017. Бюл. № 34. – 10 с.
8. Термо-каталитическая деструкция керогена в присутствии наноразмерного катализатора на основе кобальта и минерального пирита / Я. Онищенко и др. // Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE. – М., 2016. – SPE-181915-MS.

строения и большой вариативностью характеристик разрабатываемых объектов.

- Разработку эффективных технологий целесообразно проводить на основании параметров и особенностей рассматриваемого объекта воздействия. К перспективным технологиям разработки в условиях баженовской свиты относят комплексные методы воздействия, в том числе с применением химических реагентов.
- Особенности баженовской свиты (природная гидрофобность поверхности породы, большое содержание органического вещества, высокие пластовые температуры) обуславливают необходимость оптимизации рецептур используемых технологических жидкостей.
- Эффективность технологических жидкостей в условиях баженовской свиты может быть повышена за счет использования полярных и неполярных растворителей, ПАВ различных классов. Подобные химические системы способствуют десорбции углеводородов нефти с поверхности породы, изменению ее смачиваемости, снижению межфазного натяжения на границе «нефть – технологическая жидкость», замедлению реакций с минералами породы (в случае кислотных обработок).

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-300 от 18.04.2022 г. в рамках программы развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

9. Инновационные методы разработки керогенсодержащих коллекторов, стимулирующие нефтегенерационный потенциал / М.Н. Кравченко и др. // Георесурсы. – 2016. – Т. 18. – № 4. – Ч. 2 – С. 330–336.
10. A literature review of CO₂, natural gas-, and water-based fluids for enhanced oil recovery in unconventional reservoirs / L.C. Burrows, F. Haeri, P. Cvetic, S. Sanguinito, F. Shi, D. Tapriyal, A. Goodman, R.M. Enick // Energy&Fuels. – 2020. – № 34 (5). – P. 5331–5380.
11. Enhanced oil recovery in liquid-rich shale reservoirs: laboratory to field / N. Alharthy, T. Teklu, H. Kazemi, R. Graves, S. Hawthorne, J. Braunberger, B. Kurtoglu // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Houston, 2015. – P. 137–159.
12. Хромых Л.Н., Литвин А.Т., Никитин А.В. Применение углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи пластов // Вестник Евразийской науки. – 2018. – № 5. – Т. 10. – С. 82–91.
13. Carpenter C. Viability of gas-injection EOR in Eagle Ford Shale Reservoirs // Journal of Petroleum Technology. – 2019. – V. 71. – № 1. – P. 50–52.
14. Реализация технологии закачки углекислого газа в добывающие скважины / В.В. Даришев и др. // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – № 7. – С. 33–38.
15. Shen Z., Sheng J.J. Experimental study of asphaltene aggregation during CO₂ and CH₄ injection in shale oil reservoirs // SPE Improved Oil Recovery Conference. – Tulsa, Oklahoma, USA, 2016. – SPE-179675-MS.
16. Shen Z., Sheng J.J. Experimental study of permeability reduction and pore size distribution change due to asphaltene deposition during CO₂ Huff and Puff injection in Eagle Ford Shale // Asia-Pac. J. Chem. Eng. – 2017. – V. 12. – № 3. – P. 381–390.
17. Исследование гидротермального воздействия на породу Баженовской свиты / В.Н. Хлебников и др. // Башкирский химический журнал. – 2011. – Т. 18. – № 4. – С. 182–187.
18. Wang J., Dong M., Arhuoma M. Experimental and numerical study of improving heavy oil recovery by alkaline flooding in

- sandpacks // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2010. – V. 49. – № 3. – P. 51–57.
19. A comparative study of alkaline flooding and alkaline/surfactant flooding for Zhuangxi heavy oil / H.H. Pei, G.C. Zhang, J.J. Ge, L. Ding, M.G. Tang, Y.F. Zheng // SPE Heavy Oil Conference Canada. – Calgary, Alberta, Canada, 2012. – SPE 146852.
 20. El-Sayed A.A.H., Almalik M.S. Effect of horizontal-vertical well configuration on oil recovery by alkaline flooding // The Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1995. – V. 34. – № 9. – P. 19–24.
 21. Evaluation of surfactants for oil recovery potential in shale reservoirs / D. Nguyen, D. Wang, A. Oladapo, J. Zhang, J. Sickorez, R. Butler, B. Mueller // SPE Improved Oil Recovery Symposium. – Tulsa, Oklahoma, USA, 2014. – SPE-169085-MS.
 22. Understanding the oil recovery mechanism in mixed-wet unconventional reservoirs: uniqueness and challenges of developing chemical formulations / B.B. Alamdari, T.-P. Hsu, D. Nguyen, M. Kiani, M. Salehi // SPE Improved Oil Recovery Symposium. – Tulsa, Oklahoma, USA, 2018. – SPE-190201-MS.
 23. Лабораторные и полевые испытания заводнения АСП / Я.Е. Волокитин и др. // ROGTEC. – 2015. – № 42. URL: https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2015/09/04_SPD-Laboratory-and-Field-Tests-for-an-ASP-Flooding-Project.pdf (дата обращения 15.09.2022).
 24. The first successful field demonstration of alkaline surfactant and polymer flooding through thin layer / J. Cheng, X. Dianping, S. Xinguang, W. Hongwei // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – Abu Dhabi, UAE, 2012. – SPE-161306-MS.
 25. Щеколдин К.А. Исследование возможностей регулирования технологии термогазового воздействия на залежи баженовской свиты // Территория Нефтегаз. – 2012. – № 9. – С. 66–70.
 26. Современные технологии интенсификации добычи высоковязкой нефти и оценка эффективности их применения: учебное пособие / Д.Г. Антониади и др. – М.: Инфра-Инженерия, 2019. – 420 с.
 27. Новый отечественный способ разработки месторождений баженовской свиты (часть 2) / В.Ю. Алекперов и др. // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 1. – С. 50–53.
 28. Макатров А.К. Физическое моделирование водогазового воздействия на залежи нефти в осложненных горно-геологических условиях: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2006. – 26 с.
 29. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты / А.Н. Дроздов и др. // Территория Нефтегаз. – 2006. – № 2. – С. 54–59.
 30. Вершинин В., Федоров К., Лишук А. Механизмы термогазохимического воздействия при обработке скважин бинарными смесями // Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE. – М., 2016. – SPE 182048-RU.
 31. Кравченко М.Н., Диева Н.Н., Евтохин А.В. Анализ эффективности метода термогазохимического воздействия для увеличения нефтеотдачи // Теория и практика проектного образования. – 2020. – № 4 (16). – С. 26–31.
 32. Способ термохимической обработки нефтяного пласта: пат. Рос. Федерация, № 2401941, заявл. 05.06.09; опубл. 20.10.2010. – 9 с.
 33. Разработка баженовской свиты на Ульяновском месторождении / А.В. Саранча и др. // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2. – С. 2356–2359.
 34. Гладков Е.А. Предварительные результаты испытания новых технологий добычи нефти из отложений баженовской свиты // Территория Нефтегаз. – 2017. – № 7–8. – С. 50–56.
 35. Al Mulhim A.K., Miskimins J.L., Tura A. Hydraulic fracture treatment and landing zone interval optimization: an Eagle Ford case study // SPE International Hydraulic Fracturing Technology Conference & Exhibition. – Muscat, Oman, 2022. – SPE-205257-MS.
 36. Баженовская свита Северо-Демьянского месторождения: успешный опыт строительства скважины с многостадийным ГРП // С. Сигарев и др. // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. – М., 2018. – SPE-191724-18RPTC-MS.
 37. Лозанович Э. Опыт применения горизонтальных скважин различной конструкции для разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. – М., 2019. – SPE-196744-MS.
 38. Постнов А.А., Арзамасцев Г.Г., Постнов Т.А. Технология Plug&Perf для ускоренной разработки сланцевых объектов на примере баженовской свиты // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2018. – № 3. – С. 38–45.
 39. Карлов В.Б., Бакулин А.А., Мухутдинов Р.А. Опыт разработки ТРИЗ на примере Средне-Назымского месторождения, вызовы и пути решения // Геология и недропользование. – 2022. – № 1 (5). – С. 92–101.
 40. «Газпром нефть» первой в России применила полный цикл технологий разработки сланцевой нефти для освоения нетрадиционных запасов». URL: <https://www.akm.ru/press/gazprom-neft-pervoy-v-rossii-primenila-polnyy-tsikl-tehnologiy-razrabotki-slantsevoy-nefti-dlya-osv/> (дата обращения 15.09.2022).
 41. Литвин В.Т., Рязанов А.А., Фарманзаде А.Р. Теоретические аспекты и опыт проведения работ по интенсификации притока нефти на коллекторах баженовской свиты // Нефтепромышленное дело. – 2015. – № 5. – С. 24–29.
 42. Вашкевич А.А., Стрижнев К.В., Жуков В.В. Опыт компании «Газпром нефть» в разработке Баженовской свиты // Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче. – М., 2014. – SPE-171165-MS.
 43. Киселев К.В. Физические и химические процессы взаимодействия кислотных растворов с горной породой низкопродуктивных залежей нефти: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Тюмень, 2004. – 27 с.
 44. Мухин М.М. Разработка и исследование свойств кислотогенерирующих составов для интенсификации процессов нефтеизвлечения из карбонатных коллекторов с высокой температурой и низкой проницаемостью: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – М., 2013. – 25 с.
 45. Литвин В.Т. Обоснование технологии интенсификации притока нефти для коллекторов баженовской свиты с применением кислотной обработки: дис. ... канд. техн. наук. – СПб, 2016. – 131 с.
 46. Кислотный состав для обработки низкопроницаемых высокотемпературных пластов с повышенным содержанием глини и карбонатов: пат. Рос. Федерация, № 2616949, заявл. 29.02.16; опубл. 18.04.2017. Бюл. № 11. – 8 с.
 47. Состав для повышения нефтеотдачи пластов: пат. Рос. Федерация, № 2547871, заявл. 18.03.14; опубл. 10.04.2015. Бюл. № 10. – 8 с.
 48. Morsy S., Sheng J.J., Soliman M.Y. Improving hydraulic fracturing of shale formations by acidizing // SPE Eastern Regional Meeting. – Pittsburgh, Pennsylvania, USA, 2013. – SPE-165688-MS.
 49. Successful acid stimulation in acid-sensitive reservoirs / L. He, X. Dan-feng, F. Ke-ming, J. Li-feng, P. Tao, Z. Shilin // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – Jakarta, Indonesia, 2009. – SPE-121014-MS.
 50. Impact of matrix acidizing on shale formations / S. Morsy, J.J. Sheng, C.J. Hetherington, M.Y. Soliman, R.O. Ezewu // Nigeria Annual International Conference and Exhibition. – Lagos, Nigeria, 2013. – SPE-167568-MS.
 51. Morsy S., Hetherington C.J., Sheng J.J. Effect of low-concentration HCl on the mineralogical, mechanical, and physical properties of shale rocks // SPE Eastern Regional Meeting. – Pittsburgh, Pennsylvania, USA, 2013. – SPE-165689-MS.
 52. Mineral cracking and porosity enhancement of shale through acidizing / M. Sheng, A.K. Waleed, S. Cheng, P. Zhang, S. Tian, Q. Xu // SPE/AAPG/SEG Asia Pacific Unconventional Resources Technology Conference. – Brisbane, Australia, 2019. – URTEC-198298-MS.
 53. Miller C., Tong S., Mohanty K.K. A chemical blend for stimulating production in oil-shale formations // SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. – Houston, Texas, USA, 2018. – URTEC-2900955-MS.
 54. Shaari N.E., Minner W.A., LaFollette R.F. Is there a «Silver Bullet Technique» for stimulating California's Monterey Shale? // SPE Western North American Region Meeting. – Anchorage, Alaska, USA, 2011. – SPE-144526-MS.

Поступила: 19.09.2022 г.

Прошла рецензирование: 19.10.2022 г.

Информация об авторах

Магадова Л.А., доктор технических наук, профессор, заместитель заведующего кафедрой технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Давлетов З.Р., кандидат технических наук, доцент кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Вагапова Ю.Ж., аспирант кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

UDC 622.276.4:622.276.6

REVIEW AND ANALYSIS OF TECHNOLOGIES INCREASING THE EFFICIENCY OF OIL RECOVERY FROM BAZHENOV FORMATION RESERVOIRS

Lyubov A. Magadova¹,
lubmag@gmail.com

Zaur R. Davletov¹,
zaurdavletov@mail.ru

Yuliya Zh. Vagapova¹,
juliatusdays@yandex.ru

¹ Gubkin University,
65, bld. 1, Leninsky avenue, Moscow, 119991, Russia.

The relevance. According to the resource potential estimates, the Bazhenov formation has great potential and it is characterized by unique properties that make it difficult to develop. Nowadays, there is no single concept for development of hard-to-recover hydrocarbon deposits. Therefore, the cost-effective development of the Bazhenov formation resources is associated with the creation of effective methods for increasing oil recovery and oil well stimulation.

The main aim: summarization and analysis of scientific and technical literature regarding to advanced technologies for enhanced oil recovery and well stimulation at conditions of the Bazhenov formation and foreign shale deposits with similar characteristics and properties.

Objects: technologies increasing the efficiency of oil recovery from the Bazhenov formation reservoirs or other formations with similar characteristics, including thermal, gas, chemical and combined methods of enhanced oil recovery, hydraulic fracturing, acid treatment; results of laboratory experiments, physical and mathematical modeling, pilot tests of the considered technologies.

Methods: analysis of domestic and foreign literature and patent information relating to technologies for the development of hard-to-recover hydrocarbon deposits.

Results. Characteristics and description of reservoir stimulation mechanisms using the most common methods of enhanced oil recovery, hydraulic fracturing, acid treatments and their combined technologies are given. On the example of the pilot field and laboratory tests results, the effect obtained from the reservoir stimulation at different deposits is described. It is noted that advanced technologies are combined methods, including techniques using chemical reagents. The efficiency of technological fluids at the Bazhenov formation can be increased with complex chemical systems containing various organic solvents and surfactants.

Key words:

Enhanced oil recovery, well stimulation, acid treatment, hydraulic fracturing, Bazhenov formation, organic solvents, surfactants.

The research was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation by the agreement no. 075-15-2022-300, 18 April 2022, within the program of development of World Class Scientific Centers «Rational utilization of liquids reserves of the planet».

REFERENCES

1. The Bazhenov formation: in search of big shale oil in Upper Salym. *ROGTEC*, 2014, no. 34. Available at: https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/09/02_SPD-The-Bazhenov-Formation-Big-Shale-Oil-in-Upper-Salym.pdf (accessed 15 September 2022).
2. Kalmykov G.A. *Stroenie bazhenovskogo neftegazonosnogo kompleksa kak osnova prognoza differentsirovannoy nefteproduktivnosti*. Diss. Dokt. nauk [The structure of the Bazhenov oil and gas complex as the basis for predicting differentiated oil productivity. Dr. Diss.]. Moscow, 2016. 391 p.
3. Samsonov I.V. Effektivnost metodov vozdeystviya na bazhenovskuyu svitu [Efficiency of impact methods on Bazhenov formation]. *Mezhdunarodnaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya. Instrumenty sovremennoy nauchnoy deyatel'nosti* [International scientific and practical conference. Instruments of modern scientific activity]. Izhevsk, Ufa, Agency of international research, 2017. P. 1, pp. 53–57.
4. Khlebnikov V.N., Zobov P.M., Mishin A.S., Antonov S.V., Bakulin D.A., Niskulov E.K., Gushchina Yu.F. Physical modeling of oil displacement by water, gas and water-gasmixture from interlayers of Bazhenov oil-source rocks. *Bashkir chemical journal*, 2012, vol. 19, no. 3, pp. 59–52. In Rus.
5. Balin I.V. Possibilities of use in-situ combustion method to extract hard-to-recover oil reserves. *Bulletin of science and education*, 2019, no. 6 (60), P. 2, pp. 9–14. In Rus.
6. Nikitina E.A., Kuzmichev A.N., Charuev S.A., Tolokonskiy S.I. Experimental estimation for the quantity of additionally produced oil during low-temperature pyrolysis of kerogen-containing rock. *Oil Industry*, 2017, no. 12, pp. 132–134. In Rus.
7. Nikitina E.A., Tolokonskiy S.I., Vasilevskiy A.V., Charuev S.A. *Sposob razrabotki kerogensoderzhashchikh plastov bazhenovskoy svity vnutriplastovym goreniem s vvodom dopolnitelnogo topliva* [Method for development of kerogen-containing beds of bazhenov formation by intra-formational combustion with introduction of additional fuel]. Patent RF, no. 2637695, 2016.
8. Onishchenko Y., Vakhin A., Voronina E., Nurgaliev D. Termo-kataliticheskaya destruktsiya kerogena v prisutstvii nanorazmernogo katalizatora na osnove kobalta i mineralnogo pirita [Thermo-catalytic destruction of kerogen in the presence of cobalt oxide nanoparticles and mineral pyrite]. *Rossiyskaya neftegazovaya tekhnicheskaya konferentsiya i vystavka SPE* [SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition]. Moscow, Russia, 2016. SPE-181915-MS.
9. Kravchenko M.N., Dmitriev N.M., Muradov A.V., Dieva N.N., Gerasimov V.V. Innovative development methods of kerogen-bearing reservoirs that promote oil generating potential. *Georesources*, 2016, vol. 18, no. 4, P. 2, pp. 330–336. In Rus.
10. Burrows L.C., Haeri F., Cvetic P., Sanguinito S., Shi F., Tapriyal D., Goodman A., Enick R.M. A literature review of CO₂-, natural gas-, and water-based fluids for enhanced oil recovery in unconventional reservoirs. *Energy&Fuels*, 2020, no. 34 (5), pp. 5331–5380.

11. Alharthy N., Teklu T., Kazemi H., Graves R., Hawthorne S., Braunberger J., Kurtoglu B. Enhanced oil recovery in liquid-rich shale reservoirs: laboratory to field. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Houston, 2015. pp. 137–159.
12. Khromykh L.N., Litvin A.T., Nikitin A.V. Application of carbon dioxide in enhanced oil recovery. *The Eurasian Scientific Journal*, 2018, vol. 10, no. 5, pp. 82–91. In Rus.
13. Carpenter C. Viability of gas-injection EOR in Eagle Ford Shale Reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 2019, vol. 71, no. 1, pp. 50–52.
14. Darishchev V.V., Kharlanov S.A., Gazizyanov A.I., Spektor A.Yu., Semkin A.M. CO₂ Huff & Puff injection into production wells. *Oil Gas. Novations*, 2020, no. 7, pp. 33–38. In Rus.
15. Shen Z., Sheng J.J. Experimental study of asphaltene aggregation during CO₂ and CH₄ injection in shale oil reservoirs. *SPE Improved Oil Recovery Conference*. Tulsa, Oklahoma, USA, 2016. SPE-179675-MS.
16. Shen Z., Sheng J.J. Experimental study of permeability reduction and pore size distribution change due to asphaltene deposition during CO₂ Huff and Puff injection in Eagle Ford Shale. *Asia-Pac. J. Chem. Eng.*, 2017, vol. 12, no. 3, pp. 381–390.
17. Khlebnikov V.N., Zobov P.M., Antonov S.V., Bakulin D.A., Guschina Yu.F., Vinokurov V.A. The study of hydrothermal influence on the Bazhenov formation breed. *Bashkir chemical journal*, 2011, vol. 18, no. 4, pp. 182–187. In Rus.
18. Wang J., Dong M., Arhuoma M. Experimental and numerical study of improving heavy oil recovery by alkaline flooding in sandpicks. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2010, vol. 49, no. 3, pp. 51–57.
19. Pei H.H., Zhang G.C., Ge J.J., Ding L., Tang M.G., Zheng Y.F. A Comparative study of alkaline flooding and alkaline/surfactant flooding for Zhuangxi heavy oil. *SPE Heavy Oil Conference Canada*. Calgary, Alberta, Canada, 2012. SPE 146852.
20. El-Sayed A.A.H., Almalik M.S. Effect of horizontal-vertical well configuration on oil recovery by alkaline flooding. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1995, vol. 34, no. 9, pp. 19–24.
21. Nguyen D., Wang D., Oladapo A., Zhang J., Sickorez J., Butler R., Mueller B. Evaluation of surfactants for oil recovery potential in shale reservoirs. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, Oklahoma, USA, 2014. SPE-169085-MS.
22. Alamdari B.B., Hsu T.-P., Nguyen D., Kiani M., Salehi M. Understanding the oil recovery mechanism in mixed-wet unconventional reservoirs: uniqueness and challenges of developing chemical formulations. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, Oklahoma, USA, 2018. SPE-190201-MS.
23. Volokitin Y.E., Shuster M.Y., Karpan V.M., Koltsov I.N., Skripkin A.G. Laboratory and field tests for an ASP flooding project. *ROGTEC*, 2015, no. 42, pp. 36–45. Available at: https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2015/09/04_SPD-Laboratory-and-Field-Tests-for-an-ASP-Flooding-Project.pdf (accessed 15 September 2022).
24. Cheng J., Dianping X., Xinguang S., Hongwei W. The first successful field demonstration of alkaline surfactant and polymer flooding through thin layer. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*, Abu Dhabi, UAE, 2012. SPE-161306-MS.
25. Shchekoldin K.A. Issledovanie vozmozhnostey regulirovaniya tekhnologii termogazovogo vozdeystviya na zalezhi bazhenovskoy svity [Study of the regulating possibilities technology of thermal gas treatment of Bazhenov formation deposits]. *Territoriya Neftegaz*, 2012, no. 9, pp. 66–70.
26. Antoniadis D.G., Gaponenko A.M., Vartumyan T.G., Streltsova Yu.G. *Sovremennyye tekhnologii intensifikatsii dobychi vysokovyazkoy nefiti i otsenka effektivnosti ikh primeneniya* [Modern technologies for production stimulating of high-viscosity oil and evaluating their application effectiveness]. Moscow, Infra-Inzheneriya Publ., 2019. 420 p.
27. Alekperov V.Yu., Grayfer V.I., Nikolaev N.M., Karpov V.B., Korkov V.I., Nurgaliev R.G., Paliy A.P., Bokserman A.A., Klinchev V.A., Fomkin A.V. New Russian oil-recovery method for exploiting the bazhenov formation's deposits (Part 2). *Oil Industry*, 2014, no. 1, pp. 50–53. In Rus.
28. Makatrov A.K. *Fizicheskoe modelirovaniye vodogazovogo vozdeystviya na zalezhi nefiti v oslozhnennykh gornogeologicheskikh usloviyakh*. Avtoreferat Diss. Kand. nauk [Physical modeling of water-gas impact on oil deposits in complicated geological factors. Cand. Diss. Abstract]. Ufa, 2006. 26 p.
29. Drozdov A.N., Egorov Yu.A., Telkov V.P., Verbitskiy V.S., Dengaev A.V., Lambin D.N. Tekhnologiya i tekhnika vodogazovogo vozdeystviya na neftyanye plasty [Technology and technique of water-gas impact to oil reservoirs]. *Territoriya Neftegaz*, 2006, no. 2, pp. 54–59.
30. Vershinin V., Fedorov K., Lishchuk A. Mekhanizmy termogazokhimicheskogo vozdeystviya pri obrabotke skvazhin binarnymi smesyami [Mechanisms of thermal gas-chemical impact during well treatment with binary mixtures]. *Rossiyskaya neftegazovaya tekhnicheskaya konferentsiya i vystavka SPE* [SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition]. Moscow, Russia, 2016. SPE 182048-RU.
31. Kravchenko M.N., Dieva N.N., Evtyukhin A.V. Effectiveness analysis of the thermal-gas-chemical treatment method for enhanced oil recovery. *Theory and practice of project education*, 2020, no. 4 (16), pp. 26–31. In Rus.
32. Aleksandrov E.N., Khisamov R.S., Ibatullin R.R., Frolov A.I., Petrov A.L. *Sposob termokhimicheskoy obrabotki neftyanogo plasta* [Procedure for thermo-chemical treatment of oil formation]. Patent RF, no. 2401941, 2009.
33. Sarancha A.V., Garina V.V., Mitrofanov D.A., Sarancha I.S. Development bazhenov formation at the Ulyanovsk field. *Fundamental research*, 2015, no. 2-11, pp. 2356–2359. In Rus.
34. Gladkov E.A. Preliminary results of testing new oil recovery technologies at the deposits of the bazhenov formation. *Territoriya Neftegaz*, 2017, no. 7–8, pp. 50–56. In Rus.
35. Al Mulhim A.K., Miskimins J. L., Tura A. Hydraulic fracture treatment and landing zone interval optimization: an Eagle Ford case study. *SPE International Hydraulic Fracturing Technology Conference & Exhibition*. Muscat, Oman, 2022. SPE-205257-MS.
36. Sigarev S., Kustaryov D., Prokhorov A., Nikitin P., Samoylov M., Koltypin O. Bazhenovskaya svita Severo-Demyanskogo mestorozhdeniya: uspehnyy opyt stroitelstva skvazhiny s mnogostadiynym GRP [Bazhenovskaya suite of Severo-Demyanskoe field: multi fracturing well completion – story of success]. *Rossiyskaya neftegazovaya tekhnicheskaya konferentsiya SPE* [SPE Russian Petroleum Technology Conference]. Moscow, Russia, 2018. SPE-191724-18RPTC-MS.
37. Lozanovich E. Opyt primeneniya gorizontalnykh skvazhin razlichnoy konstruktzii dlya razrabotki trudnoizvlekayemykh zapasov nefiti v OOO «LUKOYL – Zapadnaya Sibir» [Experience in the use of horizontal wells of various designs for the development of hard-to-recover oil reserves in LLC Lukoil – Western Siberia]. *Rossiyskaya neftegazovaya tekhnicheskaya konferentsiya SPE* [SPE Russian Petroleum Technology Conference]. Moscow, Russia, 2019. SPE-196744-MS.
38. Postnov A.A., Arzamastsev G.G., Postnov T.A. Plug&Perf technology for the accelerated development of shale objects on the example of the bazhenov suite. *Bulletin of the Association of Drilling Contractors*, 2018, no. 3, pp. 38–45. In Rus.
39. Karpov V.B., Bakulin A.A., Mukhutdinov R.A. Experience in the development of hard-to-recover reserves on the example of the Sredne-Nazymskoe field, challenges and solutions. *Geology and Subsurface Use*, 2022, no. 1 (5), pp. 92–101. In Rus.
40. «Gazprom Neft» pervoy v Rossii primenila polny tsikl technology razrabotki slantsevoy nefiti dlya osvoeniya netraditsionnykh zapasov [Gazprom Neft is the first company in Russia to apply the full cycle of shale oil development technologies to develop unconventional reserves]. Available at: <https://www.akm.ru/press/gazprom-neft-pervoy-v-rossii-primenila-polnyy-tsikl-tekhnologiy-razrabotki-slantsevoy-nefti-dlya-osi/> (accessed 15 September 2022).
41. Litvin V.T., Ryazanov A.A., Farmanzade A.R. Theoretical aspects and experience of the stimulation of oil inflow to the reservoirs of bazhenov formation. *Oilfield engineering*, 2015, no. 5, pp. 24–29. In Rus.
42. Vashkevich A., Strizhnev K., Zhukov V. Opyt kompanii «Gazprom neft» v razrabotke Bazhenovskoy svity [Gazprom Neft experience of Bazhenov suite development]. *Rossiyskaya tekhnicheskaya neftegazovaya konferentsiya i vystavka SPE po razvedke i dobyche* [SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition]. Moscow, Russia, 2014. SPE-171165-MS.

43. Kiselev K.V. *Fizicheskie i khimicheskie protsessy vzaimodeystviya kislotnykh rastvorov s gornoy porodoy nizkoproduktivnykh zalezhey nefii*. Avtoreferat Dis. Kand. nauk [Physical and chemical processes of acid solutions interaction with low-productive oil deposits rock. Cand. Diss. Abstract]. Tyumen, 2004. 27 p.
44. Mukhin M.M. *Razrabotka i issledovanie svoystv kisloto-generiruyushchikh sostavov dlya intensivatsii protsessov nefteizvlecheniya iz karbonatnykh kollektorov s vysokoy temperaturoy i nizkoy pronitsayemostyu*. Avtoreferat Dis. Kand. nauk [Development and study of the acid-generating compositions properties for the oil recovery processes intensification from carbonate reservoirs with high temperature and low permeability. Cand. Diss. Abstract]. Moscow, 2013. 25 p.
45. Litvin V.T. *Obosnovanie tekhnologii intensivatsii pritoka nefii dlya kollektorov bazhenovskoy svity s primeneniem kislotnoy obrabotki*. Diss. Kand. nauk [Validation of oil stimulation technology for the Bazhenov formation reservoirs using acid treatment. Cand. Diss.]. St-Petersburg, 2016. 131 p.
46. Litvin V.T., Strizhnev K.V., Farmanzade A.R., Roshchin P.V. *Kislotny sostav dlya obrabotki nizkopronitsayemykh vysokotemperaturnykh plastov s povyshennym sodержaniem glin i karbonatov* [Acid composition for treatment of low-permeable high-temperature formations with high clay and carbonates content]. Patent RF, no. 2616949, 2016.
47. Roshchin P.V., Petukhov A.V., Struchkov I.A., Litvin V.T., Vaskes K.L.K. *Sostav dlya povysheniya nefteotdachi plastov* [Composition for reservoir oil recovery increasing]. Patent RF, no. 2547871, 2014.
48. Morsy S., Sheng J.J., Soliman M.Y. Improving hydraulic fracturing of shale formations by acidizing. *SPE Eastern Regional Meeting*. Pittsburgh, Pennsylvania, USA, 2013. SPE-165688-MS.
49. He L., Dan-feng X., Ke-ming F., Li-feng J., Tao P., Shilin Z. Successful acid stimulation in acid-sensitive reservoirs. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. Jakarta, Indonesia, 2009. SPE-121014-MS.
50. Morsy S., Sheng J.J., Hetherington C.J., Soliman M.Y., Ezewu R.O. Impact of matrix acidizing on shale formations. *Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. Lagos, Nigeria, 2013. SPE-167568-MS.
51. Morsy S., Hetherington C.J., Sheng J.J. Effect of low-concentration HCl on the mineralogical, mechanical, and physical properties of shale rocks. *SPE Eastern Regional Meeting*. Pittsburgh, Pennsylvania, USA, 2013. SPE-165689-MS.
52. Sheng M., Waleed A.K., Cheng S., Zhang P., Tian S., Xu Q. Mineral cracking and porosity enhancement of shale through acidizing. *SPE/AAPG/SEG Asia Pacific Unconventional Resources Technology Conference*. Brisbane, Australia, 2019. URTEC-198298-MS.
53. Miller C., Tong S., Mohanty K.K. A chemical blend for stimulating production in oil-shale formations. *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference*. Houston, Texas, USA, 2018. URTEC-2900955-MS.
54. Shaari N.E., Minner W.A., LaFollette R.F. Is there a «Silver Bullet Technique» for stimulating California's Monterey Shale? *SPE Western North American Region Meeting*. Anchorage, Alaska, USA, 2011. SPE-144526-MS.

Received: 19 September 2022.

Reviewed: 19 October 2022.

Information about the authors

Lyubov A. Magadova, Dr. Sc., deputy head of department, professor, Gubkin University.

Zaur R. Davletov, Cand Sc., associate professor, Gubkin University.

Yuliya Zh. Vagapova, postgraduate student, Gubkin University.

УДК 66.074

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПРОЦЕССА ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ОТ ВЛАГИ С ПОМОЩЬЮ ДИЭТИЛЕНГЛИКОЛЯ

Китов Егор Сергеевич¹,
egorkitov3@gmail.com

Ерофеев Владимир Иванович¹,
erofeevvi@mail.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность. Добыча природного газа и попутных нефтяных газов сопровождается необходимой подготовкой газа для поставки потребителю для коммерческого использования. В частности, на месторождениях газа и нефти применяется отделение всех побочных гомологов метана, влаги и других углеводородных соединений, входящих в состав попутных нефтяных газов, ухудшающих условия эксплуатации оборудования и понижающих качество исходного сырья. При постоянно растущей степени обводненности газовых и нефтяных месторождений необходимо поступательное развитие технологических методов подготовки газа, в том числе одного из наиболее распространенных в РФ – абсорбционного метода осушки природного и попутных нефтяных газов от примесей воды.

Цель: обосновать применение диэтиленгликоля как наиболее эффективного абсорбента в условиях Крайнего Севера при подготовке природного газа.

Объект: установка комплексной подготовки природного газа.

Метод. Расчет модели установки комплексной подготовки газа произведен в программном комплексе UniSim Design R470.

Результаты. Исследовано влияние основных технологических параметров: температуры, давления процесса абсорбционной осушки природного газа на абсорбенте диэтиленгликоль на установке подготовки газа для удаления примесей воды. Определены оптимальные условия по давлению и температуре для эффективного удаления влаги из природного газа методом абсорбции воды диэтиленгликолем при высоком давлении входного сырья. Показано, что применение абсорбента диэтиленгликоля наиболее эффективно в условиях Крайнего Севера. При использовании диэтиленгликоля в качестве абсорбента для осушки природного газа от воды при низких температурах значительно уменьшаются энергозатраты на компримирование газа, его охлаждение перед абсорбером и расход осушителя по сравнению с другими абсорбентами. Определены наиболее эффективные технологические параметры работы абсорбционной установки по осушке природного газа при концентрации диэтиленгликоля 98 % мас. и расходе сырого природного газа 385 тыс. м³/ч. Диэтиленгликоль уже при температуре контакта 19 °С осушает газ до регламентируемых показателей температуры точки росы минус 20 °С и давлении в установке подготовки газа не менее 4 МПа и выше. Напротив, превышение температуры контакта газ–диэтиленгликоль выше 20 °С и снижение давления менее 4 МПа приводит к значительному повышению энергозатрат, уносу абсорбента диэтиленгликоля и ухудшению экономических показателей процесса осушки природного газа от примесей воды.

Ключевые слова:

абсорбционная осушка природного газа, диэтиленгликоль, природный газ, давление, температура, температура точки росы, расчет модели, установка подготовки газа.

Введение

В настоящее время на многих нефте- и газодобывающих предприятиях Российской Федерации для удаления капельной влаги из попутных нефтяных и природных газов на установках подготовки природного газа применяется абсорбционный метод для удаления примесей воды с помощью различных абсорбентов. Необходимо отметить, что настоящий абсорбционный метод широко распространен на северных газовых месторождениях для очистки природных газов от примесей воды [1].

В последние годы из-за длительной эксплуатации многих газовых месторождений в Российской Федерации их дальнейшая разработка сопровождается снижением избыточного давления углеводородного сырья.

Большое влияние на снижение добычи сырья оказывает истощение месторождения, ведущее к падению пластового давления и увеличению влаги в природном газе. Вследствие этого для поддержания рентабельности добычи природного газа важное значе-

ние приобретает повышение технологической эффективности подготовки природного газа.

Выбор эффективной технологии осушки и количество этапов чаще всего зависит от источника природного газа. Стадия обезвоживания природных газов необходима для удаления воды, которая присутствует в различных количествах в зависимости от условий на входе [2].

Большинство эксплуатируемых газовых месторождений РФ находятся на стадии падения показателей добычи, вследствие этого идет нарастание содержания влаги в газе. Для поддержания плановых показателей по добыче природных газов на газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождениях проводятся дополнительные инвестиционные мероприятия для повышения эффективности подготовки газа к транспортировке.

Повышение эффективности абсорбционного метода осушки газа обусловлено оптимизацией параметров технологического режима работы установки и оптимальным подбором абсорбента.

В данной работе представлены результаты разработки технологии очистки природного газа на основе математической модели для удаления влаги из природного газа с помощью диэтиленгликоля (ДЭГ), включая метод регенерации абсорбента.

Методология проведения эксперимента

Разработанная модель процесса осушки природного газа от примесей влаги методом абсорбции ДЭГ рассчитана при помощи программы для симуляции химических процессов UniSim Design R470.

Необходимыми исходными параметрами для процесса абсорбционной осушки природного газа являются: давление, температура и природа абсорбента, его физико-химические свойства.

В результате выполненных математических расчетов подобраны оптимальные технологические параметры (температура, давление и другие) для получения коммерческого осушенного газа, соответствующего отраслевому стандарту Газпрома [3], основные: точка росы по влаге и точка росы по углеводородам [4].

Исходные параметры для моделирования – технологические параметры УПГ месторождения X – приведены в табл. 1.

Таблица 1. Входные параметры для расчета модели

Table 1. Input parameters for simulation

Температура контакта газ–ДЭГ Gas–diethylene glycol (DEG) contact temperature, °C	20
Концентрация DEG, % мас./DEG concentration, % wt.	98
Давление осушаемого газа перед абсорбером, МПа Drying gas pressure in front of the absorber, MPa	4
Давление в абсорбере, МПа/Pressure in the absorber, MPa	4
Расход ДЭГ, м ³ /ч/DEG flow, m ³ /h	1,45
Расход осушаемого газа, тыс. м ³ /ч Dried gas glow, thous. m ³ /h	385
Содержание влаги, м ³ /ч/Moisture content, m ³ /h	2,7

Состав природного газа, поступающего на вход УПГ описан в табл. 2.

Для абсорбента ДЭГ основными критериями для установления эффективных технологических параметров абсорбционного процесса удаления влаги из природного газа являются: давление газа на входе, температура контакта газ–ДЭГ, температура точки росы по влаге и углеводородам [5–7].

Таблица 2. Исходный состав природного газа

Table 2. Feed composition of natural gas

Компоненты исходного газа Feed gas components	Объемные доли Vol. %
CH ₄	0,928
C ₂ H ₆	0,029
C ₃ H ₈	0,0103
n-C ₄ H ₁₀	0,0023
i-C ₄ H ₁₀	0,0048
N ₂	0,0009
CO ₂	0,0144
H ₂ O	0,0094

Из исходных параметров для расчета теоретической модели на основе уравнений были рассчитаны оптимальные технологические параметры абсорбера:

диаметр 2,5 м, высота 15 м. Функционально аппаратное устройство абсорбера состоит из нескольких секций:

- Нижняя сепарационная, в которой происходит процесс наибольшего отделения пластовой воды и конденсата из природного газа.
- Массообменная, в которой происходит процесс поглощения целевых компонентов в газовой смеси жидким абсорбентом.
- Верхняя фильтрующая, в которой происходит процесс тонкой очистки газа от абсорбента, выходящего из массообменной секции.

С помощью программного комплекса UniSim Design R470 была рассчитана математическая модель процесса абсорбционной осушки газа и разработана технологическая схема установки абсорбционной осушки природного газа от примесей воды с помощью ДЭГ (рис. 1). Также было рассчитано количество необходимого абсорбента ДЭГ для осушки газа, и определена температура точки росы по влаге для коммерческого газа.

По входным величинам были рассчитаны основные технологические параметры: температура точки росы по газу составила минус 21,35 °С; унос ДЭГ вместе с осушенным газом после абсорбера 0,64 кг/ч, или 1 г/1000 м³; рассчитана массовая концентрация насыщенного ДЭГ – 88 % мас. Некоторые параметры, такие как температура точки росы (ТТР) по газу и унос ДЭГ, сильно зависят от давления газа и контактной температуры. Выполнен анализ действия основных параметров осушки природного газа методом абсорбции.

Изменение давления. Увеличение давления на входе установки подготовки газа ведет к снижению температуры точки росы осушенного газа, что показано на рис. 2. При этом выявлена зависимость, сопоставимая с теоретическими данными [8, 9]. Абсорбент ДЭГ обеспечивает температуру точки росы минус 20 °С и ниже при давлении 4 МПа. При более низких температурах ДЭГ осушает газ до еще более низких температур точек росы, также зимний период года районов Крайнего Севера положительно помогает процессу осушки газа [10, 11]. Унос ДЭГ сильно зависит от изменения давления в УПГ, обнаруживается аналогичная обратно пропорциональная зависимость: при увеличении давления на входе в УПГ унос ДЭГ уменьшается кратно, как и в описываемом случае выше с ТТР по газу (рис. 3). Следует отметить, что в зимний период затрачивается меньше энергоресурсов на охлаждение абсорбента ДЭГ благодаря погодным условиям [12].

Изменение температуры. Увеличение температуры контакта газ–ДЭГ в абсорбере ведет к увеличению ТТР по влаге, что качественно ухудшает характеристику осушаемого природного газа [13, 14]. При температуре контакта газ–ДЭГ ниже 20 °С ДЭГ показывает существенно более низкие ТТР по влаге (рис. 4). На основании вышеназванного критерия ДЭГ является наиболее приоритетным абсорбентом при эксплуатации газовых месторождений в преимущественно

холодных климатических зонах России [15]. ДЭГ уже при температуре контакта 19 °С осушает газ до регламентируемых показателей ТТР минус 20 °С. ТТР

ниже минус 20 °С при абсорбционной осушке природного газа ДЭГ достигается при температуре контакта 19 °С.

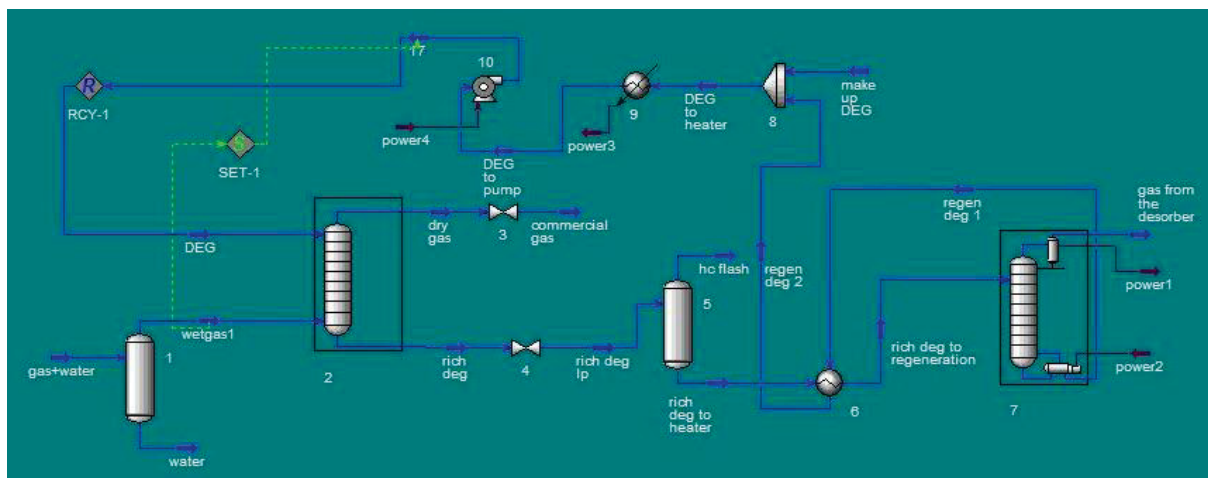


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема установки абсорбционной осушки природного газа от примесей воды с помощью диэтиленгликоля, разработанная в UniSim Design R470: 1, 5 – двухфазный сепаратор; 2 – абсорбер; 3, 4 – регулирующий клапан; 6 – печь для подогрева насыщенного диэтиленгликолем; 7 – десорбер диэтиленгликоля; 8 – смеситель для восстановленного диэтиленгликоля и концентрированного диэтиленгликоля; 9 – теплообменник; 10 – насос

Fig. 1. Schematic diagram of the plant for absorption dehydration of natural gas from water impurities using DEG, developed in UniSim Design R470: 1, 5 – two-phase separator; 2 – absorber; 3, 4 – control valve; 6 – heater for heating saturated diethylene glykol; 7 – diethylene glykol desorber; 8 – mixer for reconstituted diethylene glykol and concentrated diethylene glykol; 9 – heat exchanger; 10 – pump

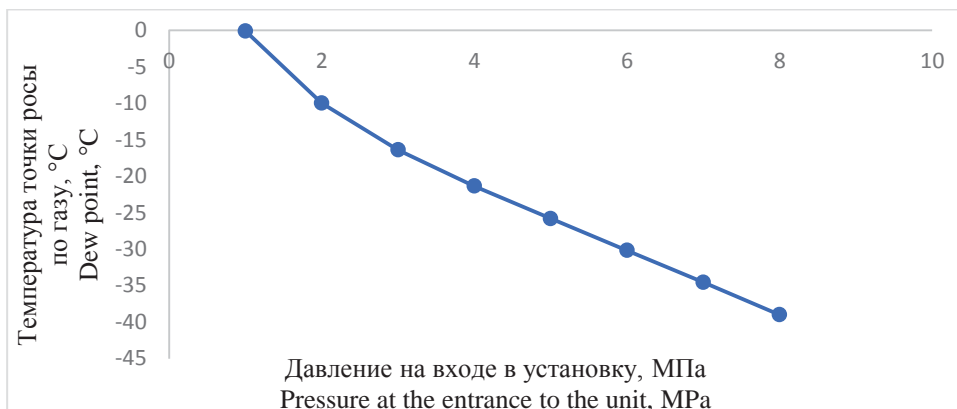


Рис. 2. Зависимость температуры точки росы газа от давления на входе в установку

Fig. 2. Dependence of gas dew point temperature on the pressure at the inlet to the unit

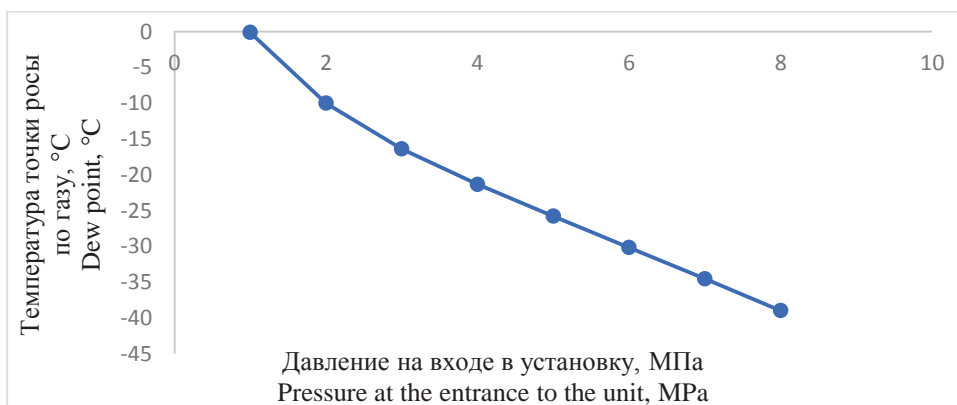


Рис. 3. Зависимость уноса диэтиленгликоля от давления на входе в установку

Fig. 3. Dependence of diethylene glykol entrainment on the pressure at the inlet to the unit

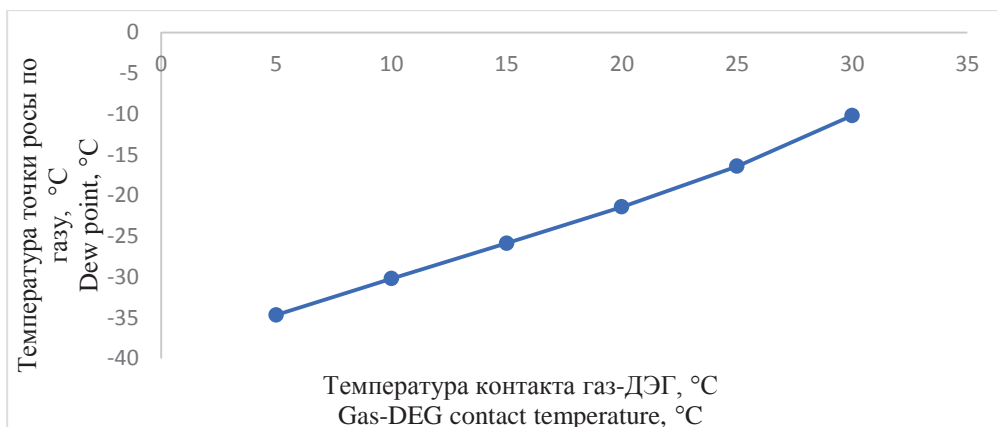


Рис. 4. Зависимость температуры точки росы газа от температуры контакта газ–диэтиленгликоль
Fig. 4. Dependence of the gas dew point temperature on the gas–diethylene glykol contact temperature

Изменение температуры контакта газ–ДЭГ в большую сторону ведет к увеличению уноса ДЭГ уже в осушенном газе (рис. 5, табл. 3). Нарастание темпе-

ратуры контакта газ–ДЭГ увеличивает унос ДЭГ в установке подготовки газа [16].

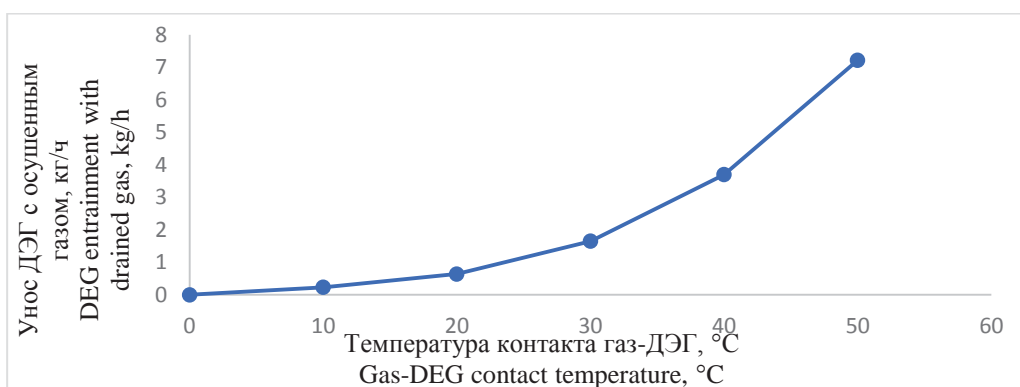


Рис. 5. Зависимость уноса диэтиленгликоля с осушенным газом от температуры контакта газ–диэтиленгликоль
Fig. 5. Dependence of diethylene glykol entrainment with dried gas on the gas–diethylene glykol contact temperature

Таблица 3. Технологические параметры процесса осушки природного газа

Table 3. Technological parameters of natural gas drying

Абсорбент Absorbent	Давление на входе, МПа Inlet pressure, MPa	Температура контакта газ–ДЭГ, °C Gas–DEG contact temperature, °C	Температура точки росы, °C Dew point temperature, °C	Расход абсорбента, м ³ /ч Absorbent flow, m ³ /h
ДЭГ DEG	4	15	–25,82	1,45

Так, уже при температуре контакта 40 °C унос ДЭГ составляет 3,70 кг/ч, или 4,2 г/1000 м³, а при 50 °C – 7,22 кг/ч, или 8,2 г/1000 м³. Из этого следует, что при увеличении температуры контакта газ–ДЭГ выше 49 °C происходит унос ДЭГ выше 8 г/1000 м³, что экономически убыточно.

Для уменьшения уноса ДЭГ, как и для понижения температуры точки росы при заданных параметрах рассмотрена модернизация внутреннего конструктива абсорбера, а именно монтаж пакетной вихревой насадки, что позволит проводить процесс массообме-

на по природному газу на скорости до 5,5 м/с. Сейчас чаще всего применяются насадки, работающие в пленочном режиме на скорости до 2 м/с [17, 18].

Применение абсорбента ДЭГ в качестве осушителя на северных месторождениях в России выгодно при поддержании температуры контакта газ–ДЭГ меньше 20 °C, так как в этих условиях достигается более низкая температура точки росы и его более высокая экономическая эффективность [19–22].

Заключение

Проведенные исследования и расчеты абсорбционной осушки природного газа в программе Unisim Design R470 показали, что применение абсорбента диэтиленгликоля для осушки природного газа от воды более целесообразно, особенно для северных месторождений России и районов Крайнего Севера; увеличение давления на входе в установку по осушке природного газа от воды уменьшает температуру точки росы и унос диэтиленгликоля. Увеличение температуры контакта газ–диэтиленгликоль напрямую влияет на увеличение температуры точки росы, что ведет к понижению товарных характеристик осушенного газа. Для получения необходимой температуры точки

росы в минус 20 °С необходима температура контакта газ–диэтиленгликоль 21 °С. Необходимо отметить, что существенный недостаток использования абсорбента диэтиленгликоля для осушки природного газа от примесей воды будет проявляться в летний период, тогда потребуются дополнительные энергоресурсы для охлаждения абсорбента диэтиленгликоля перед подачей в абсорбер и поддержание определенной температуры контакта газ–диэтиленгликоль для получения осушенного газа с регламентными значениями.

Определены наиболее эффективные технологические параметры работы абсорбционной установки по

осушке природного газа при концентрации диэтиленгликоля 98 % мас. и расходе сырого природного газа 385 тыс. м³/ч. Диэтиленгликоль уже при температуре контакта 19 °С осушает газ до регламентируемых показателей температуры точки росы минус 20 °С и давлении в установке подготовки газа не менее 4 Мпа и выше. Напротив, превышение температуры контакта газ–диэтиленгликоль выше 20 °С и снижение давления менее 4 МПа приводит к значительному повышению энергозатрат, уносу абсорбента диэтиленгликоля и ухудшению экономических показателей процесса осушки природного газа от примесей воды.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А.И. Гриценко, В.А. Истомин, А.Н. Кульков, Р.С. Сулейманов. – М.: Недра, 1999. – 473 с.
2. Carroll J. Natural gas hydrates: a guide for engineer. – United Kingdom: Gulf Professional Publ., 2020. – 340 p.
3. СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия». – М.: ОАО «Газпром», 2010. – 19 с.
4. Natural gas dehydration by desiccant materials / A.A. Farag Hassan, M.M. Ezzat, H. Amer, A.W. Nashed // Alexandria Engineering Journal. – 2011. – V. 50. – P. 431–439.
5. Бриков А.В., Магадова Л.А. Основные факторы, влияющие на деградацию гликолей в условиях нефтепромысловых системах // Технологии нефти и газа. – 2018. – № 6 (119). – С. 3–7.
6. Kidnay A.J., Parrish W.R., McCartney D.G. Fundamentals of natural gas processing. – Boca Raton, USA: CRC Press, 2012. – 574 p.
7. Прокопов А.В., Истомин В.А. Абсорбционные технологии промышленной подготовки газоконденсатных газов // Вести газовой науки. – 2016. – № 2 (26). – С. 165–173.
8. Ланчаков Г.А., Кульков А.Н., Зиберт Г.К. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 279 с.
9. Kohl L., Nielsen R.B. Gas purification. – USA: Gulf Professional Publ., 2004. – 280 p.
10. Neagu M., Cursaru D. Technical and economic evaluations of the triethylene glycol regeneration processes in natural gas dehydration plants // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2017. – V. 37. – P. 326–339.
11. Rahimpour M.R., Saidi M., Seifi M. Improvement of natural gas dehydration performance by optimization of operating conditions: a case study in Sarkhun as processing plant // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2013. – V. 15. – P. 118–126.
12. Perry R., Green D.W. Perry's chemical engineers' handbook. – New York: McGRAW-HILL, 2008. – 2403 p.
13. Kong Z.Y., Mahmoud A. Revamping existing glycol technologies in natural gas dehydration to improve the purity and absorption efficiency: available methods and recent developments // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2018. – V. 56. – P. 486–503.
14. Bahadori A., Vuthaluru H. Simple methodology for sizing of absorbers for TEG gas dehydration systems // Energy. – 2009. – V. 34. – P. 1910–1916.
15. Мельников В.Б., Федорова Е.Б., Гафарова Э.Б. Сравнительная оценка адсорбентов для осушки природного газа при производстве сжиженного природного газа // Химия и технология топлив и масел. – 2020. – № 1 (617). – С. 23–25.
16. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А.И. Гриценко, В.А. Истомин, А.Н. Кульков, Р.С. Сулейманов. – М.: Недра, 1999. – 473 с.
17. Ворошин А.В., Чагин О.В., Блиничев В.Н. Математическое описание процесса ректификации бинарных систем в ректификационной колонне с пакетной вихревой насадкой // Известия высших учебных заведений. Серия: Химия и химическая технология. – 2013. – Т. 56. – № 11. – С. 120–123.
18. Расширение диапазона устойчивой и эффективной работы теплообменников аппаратов со струйно-пленочными контактными устройствами / И.Н. Маджидов, В.В. Харьков, А.О. Маясова, А.В. Дмитриев // Вестник Технологического университета. – 2020. – Т. 23. – № 12. – С. 118–121.
19. Лиинтин И.А., Ерофеев В.И., Джалилова С.Н. Особенности промышленной подготовки природного газа // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 6. – С. 96–102.
20. Китов Е.С., Ерофеев В.И., Джалилова С.Н. Анализ технологии промышленной подготовки природного газа // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 10. – С. 31–38.
21. Лиинтин И.А., Ерофеев В.И. Влияние термобарических параметров на эффективность процесса подготовки природного газа // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 11. – С. 32–36.
22. Simulation and feasibility analysis of structured packing replacement in absorption column of natural gas dehydration process: a case study for Farashband gas processing plant, Iran / Seyyed Mohammad Jokar, Hamid Reza Rahimpour, Hossein Momeni, Mohammad Reza Rahimpour, Hamed Abbasfard // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2014. – V. 18. – P. 336–350.

Дата поступления: 01.01.2023 г.
Дата рецензирования: 20.01.2023 г.

Информация об авторах

Китов Е.С., аспирант отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Ерофеев В.И., доктор технических наук, профессор, профессор отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 66.074

TECHNOLOGICAL PARAMETERS OF THE PROCESS FOR NATURAL GAS EFFECTIVE ABSORPTION DRYING FROM MOISTURE USING DIETHYLENE GLYKOL

Egor S. Kitov¹,
egorkitov3@gmail.com

Vladimir I. Erofeev¹,
erofeevvi@mail.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

Relevance. The extraction of natural and associated petroleum gases is accompanied by the necessary gas preparation for delivery to the consumer for commercial use. In particular, in gas and oil fields, the separation of all side homologues of methane, moisture and other non-hydrocarbon compounds that are part of associated petroleum gases, which worsen the operating conditions of equipment and lower the quality of the feedstock, are used. With the ever-increasing degree of water cut in gas and oil fields, it is necessary to progressively develop technological methods for gas treatment, including one of the most common in the Russian Federation – the absorption method of drying natural and associated petroleum gases from water impurities.

Purpose: to substantiate the use of diethylene glycol in preparation of natural gas, as the most effective absorbent in the Far North.

Object: complex natural gas treatment unit.

Method. The calculation of the model of the complex gas treatment unit was carried out in the UniSim Design R470 software package.

Results. The influence of the main technological parameters: temperature, pressure of absorption drying of natural gas on the absorbent diethylene glycol at the gas treatment plant for the removal of water impurities is investigated. The optimal pressure and temperature conditions for effective removal of moisture from natural gas by the method of water absorption by diethylene glycol at high pressure of the input raw material are determined. It is shown that the use of diethylene glycol absorbent is most effective in the conditions of the Far North. When diethylene glycol is used as an absorbent for drying natural gas from water at low temperatures, the energy consumption for gas compression, its cooling in front of the absorber, and the consumption of the dryer are significantly reduced compared to other absorbents. The most effective technological parameters of the operation of an absorption plant for drying natural gas at a diethylene glykol concentration of 98 % wt. and raw natural gas consumption of 385 thousand m³/h were determined. Diethylene glykol already at a contact temperature of 19 °C dries the gas to the regulated dew point temperature of minus 20 °C and pressure in the gas treatment unit of at least 4 MPa and above. On the contrary, exceeding the gas–diethylene glykol contact temperature above 20 °C and lowering the pressure below 4 MPa lead to a significant increase in energy consumption, the entrainment of the diethylene glycol absorbent and the deterioration of the economic indicators of the natural gas drying from water impurities.

Key words:

absorption drying of natural gas, diethylene glycol, natural gas, pressure, temperature, dew point temperature, model calculation, gas treatment plant.

REFERENCES

- Gritsenko A.I., Istomin V.A., Kulkov A.N., Suleimanov R.S. *Sbor i promyslovaya podgotovka gaza na severnykh mestorozhdeniyakh Rossii* [Gathering and conditioning of gas on the northern gas fields of Russia]. Moscow, Nedra Publ., 1999. 472 p.
- Carroll J. *Natural gas hydrates: a guide for engineer*. United Kingdom, Gulf Professional Publishing, 2020. 176 p.
- STO Gazprom 089-2010. *Gaz goryuchiy prirodny, postavlyaemy i transportiruemyy po magistralnym gazoprovodam. Tekhnicheskie usloviya* [Natural gas, supplied and transported through main gas pipelines. Technical conditions]. Moscow, OAO Gazprom Publ., 2010. 15 p.
- Farag Hassan A.A., Ezzat M.M., Amer H., Nashed A.W. Natural gas dehydration by desiccant materials. *Alexandria Engineering Journal*, 2011, vol. 50, pp. 431–439.
- Brikov A.V., Magadova L.A. Major aspects of degradation of glycols used in oilfield systems. *Oil and Gas Journal*, 2018, vol. 119, no. 6, pp. 3–7. In Rus.
- Kidnay A.J., Parrish W.R., McCartney D.G. *Fundamentals of natural gas processing*. Boca Raton, CRC Press publishing, 2014. 574 p.
- Prokopov A.V., Istomin V.A. Absorption technologies of field preparation of gas condensate gases. *Vesti gazovoy nauki*, 2016, vol. 2 (26), pp. 165–173. In Rus.
- Lanchakov G.A., Kulkov A.N., Zibert G.K. *Tekhnologicheskie protsessy podgotovki prirodnogo gaza i metody rascheta oborudovaniya* [Technological processes of natural gas preparation and methods of equipment calculation]. Moscow, Nedra Publ., 2000. 279 p.
- Kohl L., Nielsen R.B. *Gas purification*. USA, Gulf Professional Publ., 2004. 280 p.
- Neagu M., Cursaru D. Technical and economic evaluations of the triethylene glycol regeneration processes in natural gas dehydration plants. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2017, vol. 37, pp. 326–339.
- Rahimpour M.R., Saidi M., Seifi M. Improvement of natural gas dehydration performance by optimization of operating conditions: a case study in Sarkhun as processing plant. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2013, vol. 15, pp. 118–126.
- Perry R., Green D.W. *Perry's chemical engineers' handbook*. New York, McGRAW-HILL, 2008. 2403 p.
- Kong Z.Y., Mahmoud A. Revamping existing glycol technologies in natural gas dehydration to improve the purity and absorption efficiency: available methods and recent developments. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, vol. 56, pp. 486–503.
- Bahadori A., Vuthaluru H. Simple methodology for sizing of absorbers for TEG gas dehydration systems. *Energy*, 2009, vol. 34, pp. 1910–1916.
- Melnikov V.B., Fedorova E.B., Gafarova E.B. Comparative evaluation of adsorbents for natural gas dehydration at liquefied natural gas plant. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 2020, vol. 56, no. 1, pp. 31–35.
- Gritsenko A.I., Istomin V.A., Kulkov A.N., Suleimanov R.S. *Sbor i promyslovaya podgotovka gaza na severnykh mestorozhdeniyakh Rossii* [Gathering and conditioning of gas on the northern gas fields of Russia]. Moscow, Nedra Publ., 1999. 472 p.
- Voroshin A.V., Chagin O.V., Blinichev V.N. *Matematicheskoe opisaniye protsessa rektifikatsii binarnykh sistem v rektifikatsion-*

- noy kolonne s paketnoy vikhrevoiy nasadkoy [Mathematical description of the process of rectification of binary systems in a rectification column with a batch vortex nozzle]. *Izvestia of higher educational institutions. Series: Chemistry and Chemical Technology*, 2013, vol. 56, no. 11, pp. 120–123.
18. Madyshv I.N., Kharkov V.V., Mayasova A.O., Dmitriev A.V. Expanding the range of stable and efficient operation of heat and mass exchangers with jet-film contact devices. *Bulletin of the Technological University*, 2020, vol. 23, no. 12, pp. 118–121. In Rus.
 19. Liintin I.A., Erofeev V.I., Dzhaililova S.N. Features of commercial treatment of natural gas. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 6, pp. 96–102. In Rus.
 20. Kitov E.S., Erofeev V.I., Dzhaililova S.N. Analysis of technologies of natural gas field preparation. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 10, pp. 31–38. In Rus.
 21. Liintin I.A., Erofeev V.I. Influence of temperature and pressure conditions on the efficiency of natural gas preparation. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 11, pp. 32–36. In Rus.
 22. Seyyed Mohammad Jokar, Hamid Reza Rahimpour, Hossein Momeni, Mohammad Reza Rahimpour, Hamed Abbasfard Simulation and feasibility analysis of structured packing replacement in absorption column of natural gas dehydration process: a case study for Farashband gas processing plant, Iran. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2014, vol. 18, pp. 336–350.

*Received: 1 January 2023.
Reviewed: 20 January 2023.*

Information about the authors

Egor S. Kitov, post-graduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Vladimir I. Erofeev, Dr. Sc., professor, academician of RANS, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 621.316.1.05

АДАПТИВНОЕ КРАТКОСРОЧНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ АВТОНОМНЫМИ ЭНЕРГОСИСТЕМАМИ МАЛЫХ СЕВЕРНЫХ ПОСЕЛЕНИЙ НА ОСНОВЕ МЕТОДОВ КОРРЕЛЯЦИОННОГО АНАЛИЗА

Исаев Юсуп Ниязбекович¹,
isaev_yusup@mail.ru

Архипова Ольга Владимировна²,
arkh82@mail.ru

Ковалев Владимир Захарович^{2,1},
vz_kovalev@mail.ru

Хамитов Рустам Нуриманович^{3,4},
apple_27@mail.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

² Югорский государственный университет,
Россия, 628012, г. Ханты-Мансийск, ул. Чехова, 16.

³ Тюменский индустриальный университет,
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38.

⁴ Омский государственный технический университет,
Россия, 644050, г. Омск, пр. Мира, 11.

Одной из основных проблем построения энергоэффективных и нересурсоемких систем децентрализованного электроснабжения Арктической зоны и районов Крайнего Севера является прогнозирование потребления электрической энергии малыми северными поселениями. Среди существующих методов, дающих приемлемый по точности результат, можно выделить подходы на базе эконометрического метода ARIMA. Рассмотрен метод на основе разложения Вольда и корреляционных функций стохастического процесса, построена адаптивная модель разностного уравнения, позволяющая прогнозировать процесс энергопотребления активной мощности автономных систем малого поселения на интервале 0–4 часа, за счет сведения стохастического процесса к стационарному Марковскому процессу с короткой памятью.

Цель: построение методики краткосрочного прогноза потребления электрической энергии автономными энергосистемами малых северных поселений с учетом специфики энергопотребления в условиях Арктической зоны и Крайнего Севера на основании стохастического ряда данных об электрической энергии, потребленной поселением за предшествующий период.

Методы: подход к получению краткосрочного прогноза потребления электроэнергии автономными энергосистемами малых северных поселений, который базируется на эконометрическом методе ARIMA. При этом конструируется разностное уравнение для детерминированной и случайной компонент имеющегося стохастического ряда энергопотребления; используются декомпозиция Вольда и корреляционные функции процесса энергопотребления. Для адаптации модели исследуемый стохастический процесс сводится к Марковскому процессу с короткой памятью. Для этого необходимо использовать разностный оператор, который уменьшает относительный вклад детерминированной составляющей процесса потребления.

Результаты. На основе декомпозиции Вольда и корреляционных функций удалось получить модель, дающую краткосрочный прогноз энергопотребления активной мощности на интервал упреждения до 4 часов.

Выводы. На основе декомпозиции Вольда и корреляционных функций стохастического процесса авторам работы удалось получить адаптивную модель разностного уравнения, позволяющую прогнозировать процесс энергопотребления активной мощности автономных систем малого поселения с интервалом упреждения в 4 часа. Стационарность случайного процесса производилась с помощью введения разностного оператора первого порядка, позволяющего уменьшить относительный вклад детерминированной составляющей стохастического ряда. Авторам удалось свести процесс к стационарному Марковскому процессу с короткой памятью. Коэффициенты разложения разностного уравнения оценивались с помощью решения нелинейного уравнения, заключающегося в поиске глобального максимума функции правдоподобия. Построенные 90 % вероятностные границы позволяют говорить об удовлетворительной подстройке адаптивных параметров разностного уравнения для прогнозирования системы. Результат моделирования прогноза с упреждением в 4 часа показывает хорошее согласие с экспериментом.

Ключевые слова:

стохастический ряд, декомпозиция Вольда, автокорреляционная функция, частная корреляционная функция, авторегрессия, скользящее среднее, функция максимального правдоподобия.

Введение

Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года (далее Стратегия) задает траекторию «перехода к более эффективной энергетике», в том числе «структурную диверсификацию, в рамках которой централизованное энергоснабжение дополняется децентрализованным ...» [1. С. 5]. Как следствие, будет проведена «оптимизация пространственного размещения энергетической инфраструктуры Восточной Сибири, на Дальнем Востоке и в Арктической зоне Российской Федерации, в том числе путем перехода к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике, и энергетической эффективности» [1. С. 5–6]. Инструментом решения отмеченных выше задач становится повышение эффективности децентрализованного энергоснабжения удаленных и изолированных территорий на основе использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [1. С. 56], что отвечает и общемировым тенденциям [2–6]. Одновременно возникает задача управления взаимовлияющими физически разнородными объектами: источниками генерации, потребителями энергии, неэнергетическими воздействиями внешней среды [7–9]. От взаимодействия подсистем внутри децентрализованных источников генерации зависит эффективность их функционирования [10–13]. Что накладывает определенные требования к построению архитектуры систем управления [14–18].

Отметим, что выделенная в Стратегии Арктическая зона Российской Федерации (АЗ РФ) представляет собой часть Крайнего Севера (КС) и охватывает 9 регионов [19]. Четыре относятся к АЗ РФ полностью, пять – частично. Площадь арктических территорий – 4,8 млн км² (28 % территории страны). Здесь проживает 2,6 млн человек, больше половины населения мировой Арктики [20]. Соответственно, в районах Крайнего Севера проживают около 10 млн человек на площади почти 12 млн км² (более 69 % площади РФ) [21]. На рассматриваемой территории Арктической зоны и Крайнего Севера (АЗиКС РФ) локализовано полезных ископаемых (в процентах от общероссийских): никель – 70 %, кобальт – 75 %, олово – 50 %, алмазы – до 60 %, нефть – 90 %, газ – 80 % и много другое [21].

Перспективы развития сухопутных территорий АЗиКС РФ в существенной мере коррелируются с динамикой Северного морского пути (СМП) [22–24]. Транспортные возможности примыкающей к СМП речной инфраструктуры АЗиКС РФ дают возможность распространить ореал социально-экономического воздействия СМП на значительную глубину северной территории РФ.

Соответственно, возникает необходимость в децентрализованной энергогенерирующей структуре, состоящей из совокупности изолированных электроэнергетических систем, называемой в дальнейшем регионально обособленным электротехническим комплексом (РОЭТК) [25]. Значимость создания и эффективной эксплуатации РОЭТК на территории АЗиКС РФ обусловлена требованиями энергетиче-

ского обеспечения таких энергоемких инфраструктурных проектов, как портовые терминалы, арктическая авиация, навигационное и гидрографическое обеспечение, метеослужбы, система слежения за судоходством (системы управления движением судов), судостроительные и судоремонтные заводы, а также объекты военного назначения, такие как наблюдательные базы Северного флота, пограничные заставы и военные базы [26–29]. На сегодня функционирование указанных объектов обеспечивается через «северный завоз» – это 3,1 млн т груза ежегодно для 3 млн человек, проживающих в 25 северных регионах; причем 75 % грузов – топливно-энергетические ресурсы [30, 31].

Требования к функционированию РОЭТК в условиях АЗиКС РФ определяются совокупностью жестких (по отношению к остальной части территории РФ) природно-климатических и социально-экономических условий [32]:

- сложная сезонно-ориентированная логистика транспортировки грузов, сопряженная с болотистыми почвами; в результате доставка груза может занимать до двух лет и сопряжена со строительством зимников, перевалочных баз, коротким сроком судоходства, использованием транспорта вплоть до гужевого;
- очаговая стратегия построения производственной и социальной инфраструктуры, что в свою очередь приводит к низкой плотности населения (1–2 чел. на 10 км²) и невозможности создания централизованного электроснабжения;
- высокая энерго- и ресурсоемкость региональной производственной деятельности;
- полная зависимость хозяйственной деятельности и жизнеобеспечения населения от поставок топлива, продовольствия и товаров первой необходимости из других регионов России.

Выделенный класс РОЭТК в условиях АЗиКС РФ обладает целым рядом отраслевых особенностей. Прежде всего, высокая себестоимость производства электрической энергии. «В изолированных системах энергоснабжения Крайнего Севера тарифы на электроэнергию достигают 22–237 р./кВт·ч, а это до 55 раз выше средних по России» [28]. А для ряда территорий «тариф на электроэнергию достигает катастрофически высоких показателей – 600–2000 р./кВт·ч» [28], что обусловлено особенностями логистики «северного завоза» ГСМ. Следующая характерная особенность анализируемой группы РОЭТК – стохастический характер суточного графика потребления электрической энергии, с флуктуациями, достигающими 70–90 % от суточного максимума электропотребления [33, 34], со значительными градиентами изменения потребляемой энергии, вызванными наличием мощной полупроводниковой техники [35, 36] (рис. 1). Ранее исследовано потребление электрической энергии в РОЭТК, расположенном на территории ХМАО-Югра и содержащем 21 малое северное поселение [34]. Оценка электропотребления проведена через интегральные коэффициенты потребления электрической энергии:

K_m – коэффициент максимума, устанавливает связь между средней и максимальной нагрузкой; $K_{з.г.}$ – коэффициент заполнения графика, коэффициент обратный коэффициенту максимума; $K_{ф.г.}$ – коэффициент формы графика, характеризует степень неравномерности графика нагрузки; W , кВт*ч – суточная энергия, потребленная поселением; $P_{ср}$, кВт – средняя суточная мощность электростанции поселения; $P_{ср}$, кВт – среднеквадратичная мощность; P_m , кВт – максимальная мощность.

В результате отмечено [34]: все интегральные коэффициенты потребления электрической энергии для данной группы потребителей имеют значительные разбросы: K_m – от 1,02 до 1,54 – зимой и 1,03–1,53 летом; $K_{з.г.}$ – от 0,35 до 0,89 зимой и 0,36–0,81 летом; $K_{ф.г.}$ – от 1,13 до 2,86 – зимой, и 1,24–2,79 летом. Разброс значений зимнего коэффициента заполнения графика $K_{з.г.}$ достигает 254%! Следовательно, применять для прогнозирования потребления электрической энергии РОЭТК « типовые » графики суточной нагрузки в данном случае недопустимо, поскольку они не обеспечат минимально допустимую достоверность в 80%.

Выявленные отраслевые особенности рассматриваемого класса РОЭТК приводят к необходимости трактовать РОЭТК как сложную техническую систему,

оптимальное управление которой на протяжении жизненного цикла требует количественного прогноза потребления электрической энергии.

Следовательно, актуальна проблема надежного, качественного и эффективного электроснабжения удаленных малонаселенных поселений, отнесенных к районам Крайнего Севера и приравненным к ним территориям.

Построение алгоритма краткосрочного прогнозирования потребления электроэнергии автономными энергосистемами малых северных поселений

Решение отмеченной проблемы лежит в области прогнозирования электропотребления указанных выше объектов, с учетом их «северной» специфики, в том числе: сопоставимость мощностей потребителя и генерирующей части, взаимное влияние потребителя и генерирующей части, вероятностные характеристики поступления–потребления энергии, стохастическая фазная несимметрия. Это позволит минимизировать объемы ГСМ, поставляемых северным завозом, и оптимизировать структуру и состав генерирующего оборудования, выводя его в режимы оптимальной эксплуатации [37–40].

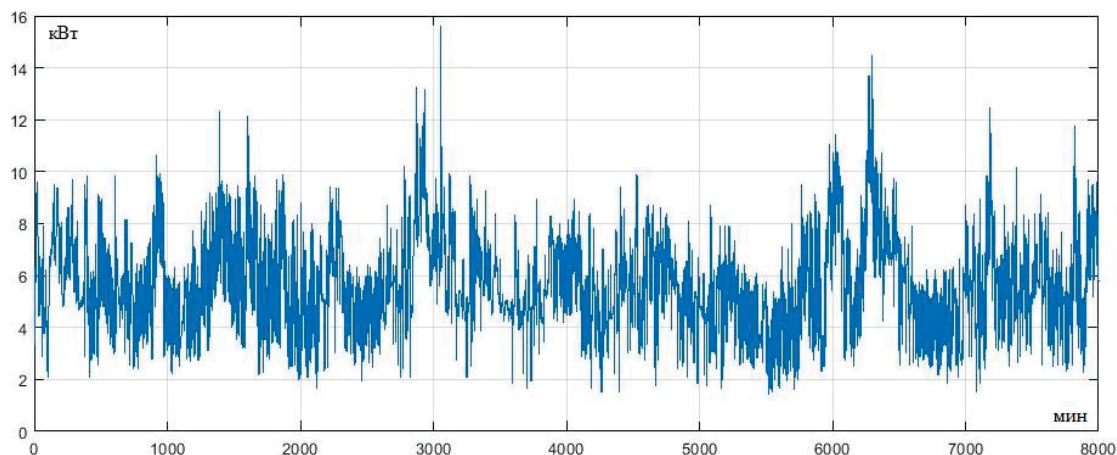


Рис. 1. График потребления электрической энергии с периодом дискретизации $\Delta t=1$ мин.

Fig. 1. Plot of electrical energy consumption with sampling period $\Delta t = 1$ min

Дальнейшее исследование проводится на основании экспериментальных данных, полученных в период 2018–2022 гг. при эксплуатации гибридной электростанции тестового северного малого поселения.

Состав используемого оборудования гибридной электростанции: дизельная электростанция (ДЭС) Cummins 2012 г. выпуска мощностью 26,4 кВт, солнечная электростанция (СЭС) мощностью 15 кВт, накопительные элементы (НЭ), инверторная система, построенная на гибридных трехфазных солнечных инверторах SILA PRO 10000МН и SILA PRO 5000МН, дистанционная система управления и система удаленного мониторинга через модуль SNMP SILA, круглосуточное электроснабжение, загрузка ДЭС – 68% на периоде работы. Как правило, ДЭС в составе гибридной электростанции работает 4–15 часов при принятом алгоритме управления. ДЭС также исполь-

зуется в качестве аварийного источника или в составе гибридной электростанции для подзарядки накопительных элементов при недостаточном поступлении энергии от солнечной электростанции.

Работа с рассматриваемым рядом потребления электрической энергии (рис. 1) показала, что для достижения требуемой точности прогноза достаточно информации, содержащейся на интервале не более 8000 минут, при использовании предложенного в настоящей работе алгоритма. В примере, рассмотренном в данной статье, используется фрагмент потребления активной мощности тестового малого поселения, представленного в виде стохастического временного ряда z_t , $t=1..N$, $N=8 \cdot 10^3$. Длительность исходного ряда составляет 8000 минут. Интервал измерения – 1 минута, в соответствии с рекомендациями работы [41]. Исходя из принятой стратегии управления,

определяем требуемый горизонт прогноза электропотребления в интервале до 4 часов (рассмотрение собственно стратегии управления не является целью данной статьи).

В связи с требованиями управления технологического процесса РОЭТК преобразуем исходный ряд

таким образом, что интервал в 20 минут заменяется на одну точку, значение преобразованного ряда в которой равняется среднему значению исходного ряда на этом интервале. Получим 400 точек вместо исходного ряда. По абсциссе отложены минуты, а по ординате – единицы мощности, киловатты (рис. 2).

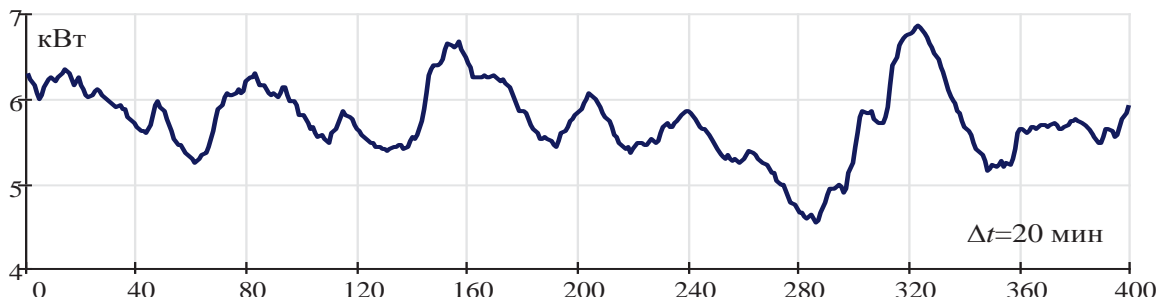


Рис. 2. График потребления электрической энергии с интервалом усреднения в $\Delta t=20$ мин.

Fig. 2. Plot of electrical energy consumption with an averaging interval in $\Delta t=20$ min

Цель работы состоит в конструировании и апробации адаптивного алгоритма идентификации дискретных стохастических прогнозирующих моделей на основе методов корреляционного анализа.

Сконструируем разностную модель стохастического временного ряда для прогнозирования с упреждением до 4 часов. Для этого будем использовать эконометрический алгоритм адаптивного прогнозирования Бокса и Дженкинса – ARIMA [42, 43]. Авторы аббревиатуры подразумевали, что первая часть слова – AR (Auto Regression) – означает авторегрессия, средняя часть I (Integration) – интегрирование, а последняя часть слова MA (Moving Average) – скользящее среднее. Для использования алгоритма ARIMA следует составить разностное уравнение для стохастического процесса. Временной ряд включает в себя как случайные, так и детерминированные составляющие, поэтому ряд можно представить в виде

$$\begin{array}{ccc}
 AR & & MA \\
 \downarrow & & \downarrow \\
 z_t = \varphi_1 z_{t-1} + \varphi_2 z_{t-2} + \dots + \varphi_p z_{t-p} + \varepsilon_t - \theta_1 \varepsilon_{t-1} - & & \\
 -\theta_2 \varepsilon_{t-2} - \dots - \theta_q \varepsilon_{t-q}, \quad t = 0, 1, 2, \dots, N. & & (1)
 \end{array}$$

В уравнении значение переменной Z зависит от её же значений в предыдущие моменты времени, от её значений с лагом – сдвигом по времени на один шаг назад. Здесь z_t – детерминированная компонента; ε_t – случайная компонента ряда. Количество коэффициентов φ_p и θ_q и их величины в разностном уравнении определяются относительным вкладом детерминированной и случайной составляющих во временной ряд. Очевидно, что в качестве индикатора поведения ряда используются корреляционные функции – автокорреляционная функция ρ_r (АКФ) и частная автокорреляционная функция ϕ_n (ЧАКФ). АКФ и ЧАКФ несут в себе информацию о количестве коэффициентов в разложении (1). Причем АКФ несет информацию о коэффициентах разложения скользящего среднего (Moving Average – MA), а ЧАКФ несет информацию о

коэффициентах разложения авторегрессионной части (Auto Regression – AR). Корреляционные функции являются памятью процесса. Если память долгая, процесс инерционный с преобладание детерминированной составляющей, если память короткая, в ряде преобладает случайная составляющая. Основная идея метода ARIMA заключается в том, чтобы процесс свести к Марковскому процессу первого или второго порядка, к процессу с короткой памятью. То есть чтобы корреляции были только между ближайшими уровнями процесса.

Алгоритм ARIMA включает в себя три этапа [42, 43]:

1. Подготовительный. На этом этапе производится сглаживание данных и центрирование случайной величины.
2. Производится идентификация параметров разностного уравнения модели на основе анализа АКФ и ЧАКФ.
3. Производится оценка и подгонка параметров модели и прогноз.

Подготовительный этап. Освободимся от высокочастотной шумовой составляющей. Для этого будем использовать экспоненциальный фильтр скользящего среднего, учитывающий высокий вклад текущего уровня ряда и уменьшающего по экспоненциальному закону предшествующие – прошлые уровни ряда (рис. 3). Рекомендуемое значения коэффициент $\alpha=0,1$ [44]

$$S_k = \sum_{j=0}^N \alpha(1-\alpha)^{s-j} z_{k-j} + (1-\alpha)S_0,$$

$$i = 1..N, \quad N = 4,464 \cdot 10^4.$$

Шаг второй шаг подготовительного этапа: Осуществим вычитание средней составляющей, используя формулу (2).

$$z_k = z_k - \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N z_k. \quad (2)$$

Результат центрирования приведен на рис. 4.

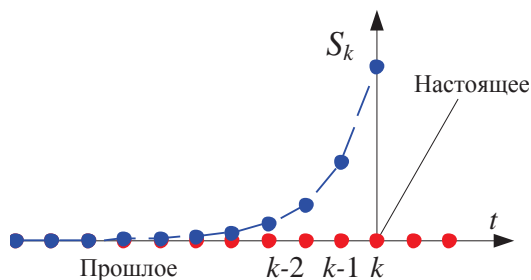


Рис. 3. Действие экспоненциального фильтра. Удельный вес сигнала в настоящий момент времени больше удельного веса всех прошлых значений ряда

Fig. 3. Action of the exponential filter. The specific weight of the signal at the present moment of time is greater than the specific weight of all past values of the series

Второй этап – идентификация процесса. На этом этапе необходимо определить, является ли процесс Марковским, стационарным. Если процесс нестационарен, его необходимо преобразовать, то есть уменьшить его инерционность, снизить относительный вклад детерминированной аддитивной компоненты.

Для определения коэффициентов разложения ряда (1) найдем АКФ и ЧАКФ процесса, предполагая, что случайные компоненты распределены по нормальному закону и имеют нулевое математическое ожидание, и дисперсию σ_ε , $N(0, \sigma_\varepsilon)$, то есть будем считать, что случайная компонента дельта коррелирована. Поскольку мы имеем дискретный набор выборок, будем использовать выборочные АКФ и ЧАКФ. Для этого введем среднее статистическое

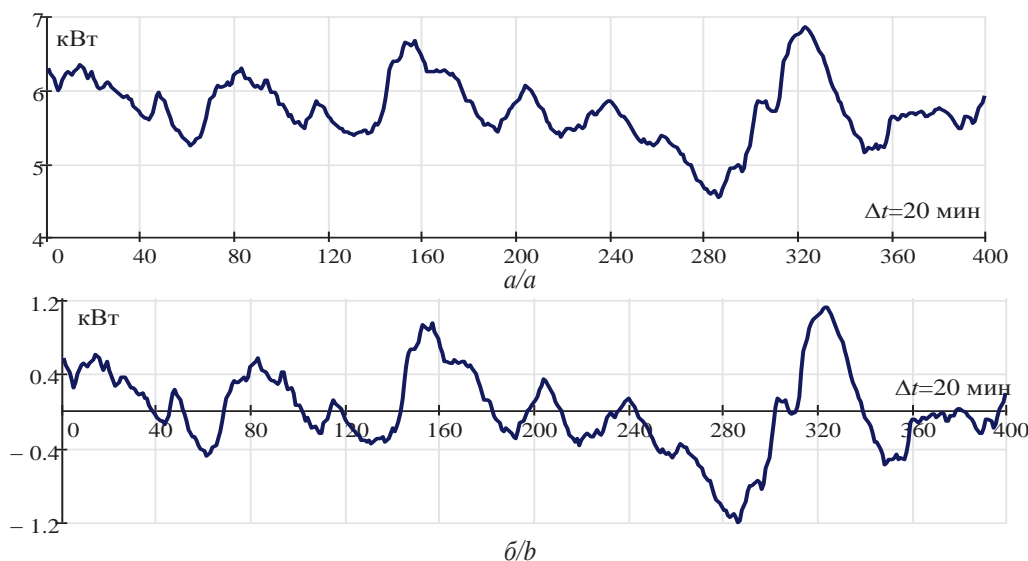


Рис. 4. Ряд после сглаживания (а) и вычитания средней составляющей (б)

Fig. 4. Series after smoothing (a) and subtracting the average component (b)

$$E\langle z \rangle = Z = \frac{1}{N} \sum_{k=0}^N z_k, \text{ или просто } \langle z \rangle,$$

выборочную ковариацию

$$\gamma(\tau) = \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-\tau-1} (z_k - Z)(z_{k+\tau} - Z) = E\langle z_t - Z, z_{t+k} - Z \rangle.$$

Учитывая, что $D = \gamma(0)$ – это дисперсия

$$D = \gamma(0) = \frac{1}{N} \sum_{k=0}^N (z_k - X)^2,$$

получим выражения для выборочной автокорреляционной функции (3)

$$\rho_\tau = \frac{\gamma(\tau)}{\gamma(0)} = \frac{\sum_{k=0}^{N-\tau-1} (z_k - Z)(z_{k+\tau} - Z)}{\sum_{k=0}^N (z_k - Z)^2}. \quad (3)$$

Для определения выборочной ЧАКФ будем использовать систему уравнений Юла–Уокера, связывающую АКФ и ЧАКФ [42–45]. Принимая во внимание, что корреляционная функция четная и в нуле равняется единице [20–25], можно записать в виде (4):

$$\begin{pmatrix} 1 & \rho_1 & \rho_2 & \dots & \rho_k \\ \rho_1 & 1 & \rho_1 & \dots & \rho_{k-1} \\ \rho_2 & \rho_1 & 1 & \dots & \rho \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \rho_k & \rho_1 & \rho_1 & \dots & 1 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \varphi_{k,1} \\ \varphi_{k,2} \\ \varphi_{k,3} \\ \dots \\ \varphi_{k,k} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \rho_1 \\ \rho_2 \\ \rho_3 \\ \dots \\ \rho_k \end{pmatrix}. \quad (4)$$

В частности для первых трех ЧАКФ будем иметь: $\varphi_{1,1} = \rho_1$, далее, используя правило Крамера, получим:

$$\begin{pmatrix} 1 & \rho_1 \\ \rho_1 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \varphi_{2,1} \\ \varphi_{2,2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \rho_1 \\ \rho_2 \end{pmatrix} \rightarrow \rightarrow \varphi_{2,2} = \frac{\Delta_2}{\Delta} = \frac{\begin{vmatrix} 1 & \rho_1 \\ \rho_1 & \rho_2 \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} 1 & \rho_1 \\ \rho_1 & 1 \end{vmatrix}} = \frac{\rho_2 - \rho_1^2}{1 - \rho_1^2},$$

$$\begin{pmatrix} 1 & \rho_1 & \rho_2 \\ \rho_1 & 1 & \rho_1 \\ \rho_2 & \rho_1 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \varphi_{3,1} \\ \varphi_{3,2} \\ \varphi_{3,3} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \rho_1 \\ \rho_2 \\ \rho_3 \end{pmatrix} \rightarrow$$

$$\begin{aligned} \rightarrow \varphi_{3,3} &= \frac{\Delta_3}{\Delta} = \frac{\begin{vmatrix} 1 & \rho_1 & \rho_1 \\ \rho_1 & 1 & \rho_2 \\ \rho_2 & \rho_1 & \rho_3 \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} 1 & \rho_1 & \rho_2 \\ \rho_1 & 1 & \rho_1 \\ \rho_2 & \rho_1 & 1 \end{vmatrix}} = \\ &= \frac{\rho_3(\rho_1^2 - 1) - \rho_1(2\rho_2 - \rho_2^2 - \rho_1^2)}{(1 - \rho_2)(\rho_2 + (1 - 2\rho_1^2))}. \end{aligned}$$

Поступая аналогично, получаем необходимое количество ЧАФК. Приведем коррелограммы для исследуемого ряда (рис. 5) и проанализируем его свойства.

Представленные на рис. 5 коррелограммы показывают, что процесс нестационарный, так как АКФ и ЧАКФ затухают слабо. Это говорит о том, что существенно превалирует детерминированная составляющая. Для того чтобы получить стационарный процесс, возьмем первую прямую разность – дискретную производную. Очевидно, что при этом относительный вклад детерминированной компоненты уменьшится, а случайной увеличится. В результате получим ряд и его АКФ и ЧАКФ.

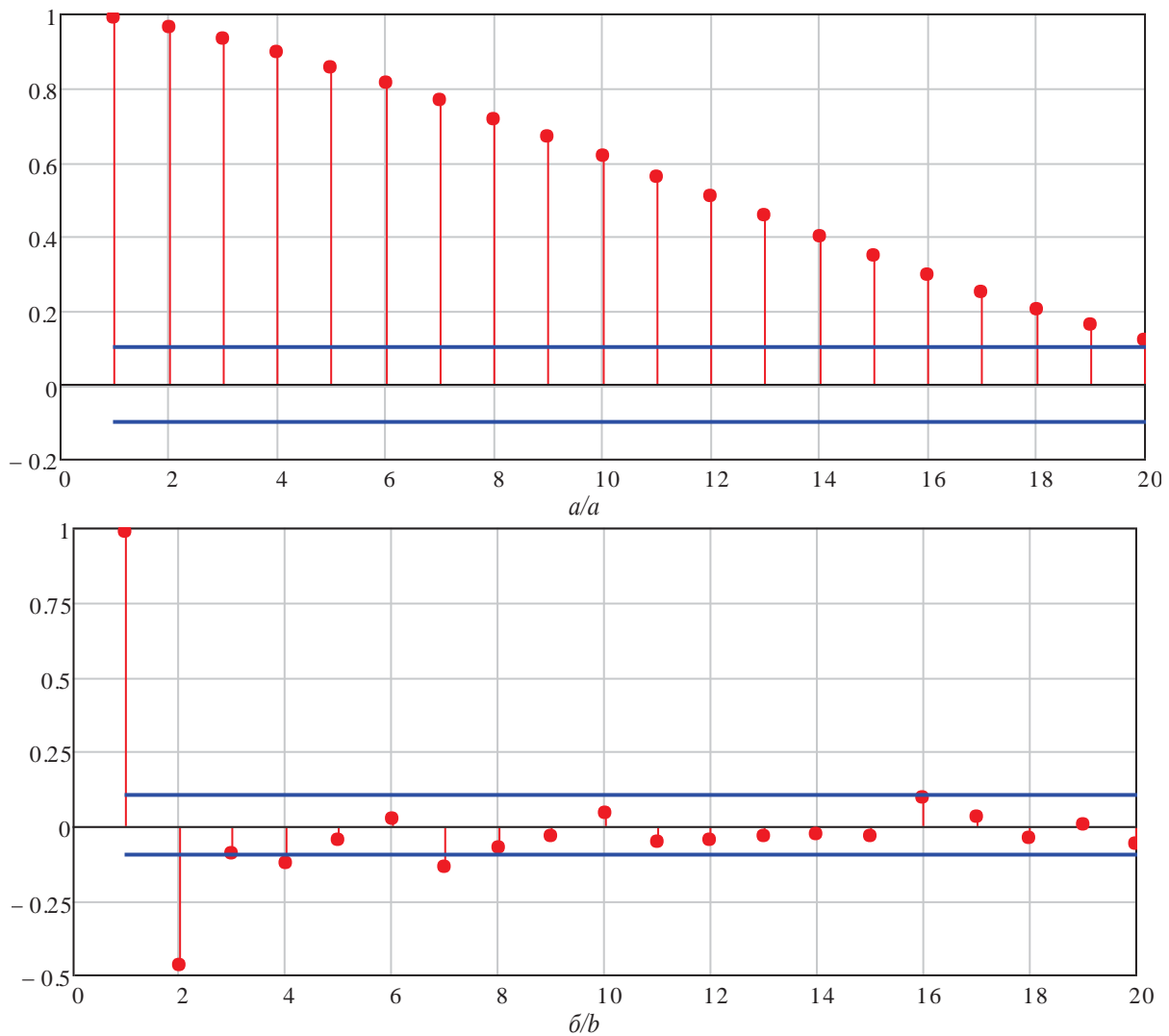


Рис. 5. Коррелограммы для временного ряда (2): а) АКФ, б) ЧАКФ

Fig. 5. Correlograms for the time series (2): a) ACF – Autocorrelation Function, b) PACF – Private Autocorrelation Function

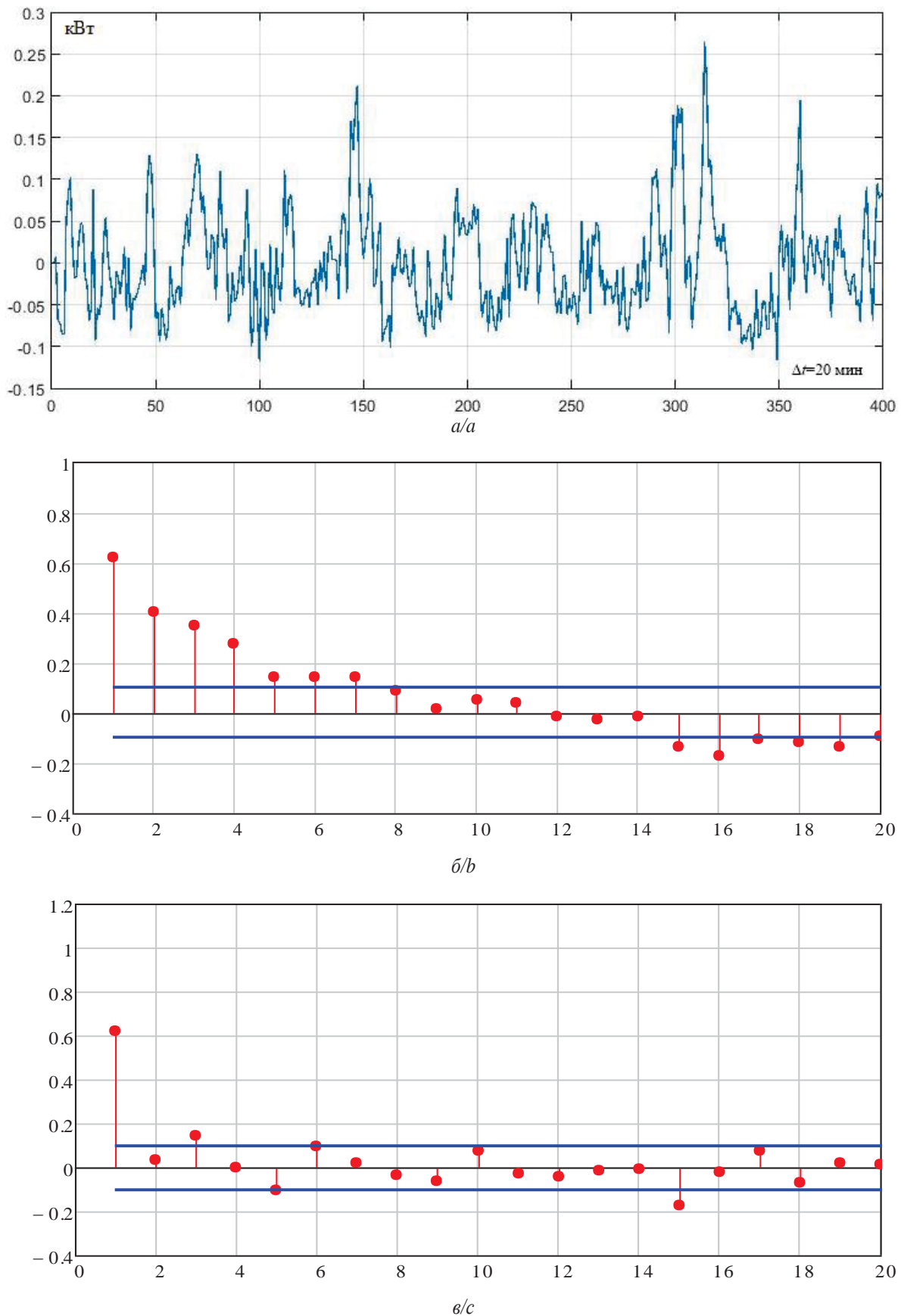


Рис. 6. Коррелограммы для первой разности временного ряда: а) первая разность ряда (2); б) АКФ первой разности; в) ЧАКФ первой разности

Fig. 6. Correlograms for the first difference of the time series: a) first difference of the series (2); b) ACF of the first difference; c) PACF of the first difference

На рис. 6 видно, что АКФ и ЧАКФ спадают заметно быстрее, что позволяет считать процесс стационарным в широком смысле.

Приступим к оценке коэффициентов разложения разностного уравнения (1). Из рис. 6 видно, что ЧАКФ имеет значения, отличные от условного нуля (обозначенного синей линией) только на двух первых лагах. Это дает нам основание считать, что в разностном уравнении в ее регрессионной части будет участвовать только два коэффициента φ , с учетом первой разности и стационарности процесса разностное уравнение можно записать в операторном виде:

$$\begin{array}{ccc} AR(1) & I(1) & MA(1) \\ \downarrow & \downarrow & \downarrow \\ (1-\varphi B)(1-B)z_t = \varepsilon_t - \theta\varepsilon_{t-1} \rightarrow \varphi(B)z_t = \theta(B)\varepsilon_t, \\ \varphi(B) = (1-\varphi B)(1-B), \theta(B) = (1-\theta B), \\ (1-(1+\varphi)B + \varphi B^2)z_t = \varepsilon_t - \theta\varepsilon_{t-1}. \end{array} \quad (5)$$

Здесь B – оператор запаздывания на один лаг. В развернутом виде последнее уравнение будет выглядеть так:

$$z_t = (1+\varphi)z_{t-1} - \varphi z_{t-2} + \varepsilon_t - \theta\varepsilon_{t-1},$$

или, если выделить разностную часть выражения $dz_t = w_t$, получим:

$$\begin{aligned} z_t &= (1+\varphi)z_{t-1} - \varphi z_{t-2} + \varepsilon_t - \theta\varepsilon_{t-1}, \rightarrow \\ \rightarrow w_t &= z_t - z_{t-1} \rightarrow w_t = \varphi w_{t-1} + \varepsilon_t - \theta\varepsilon_{t-1}. \end{aligned} \quad (6)$$

Последнее выражение w в формуле (6) есть первая разность. Найти коэффициент пропорциональности φ перед первым лагом можно через АКФ. Умножим уравнение первой разности w само на себя, сдвинутое на один лаг. Произведем операцию усреднения E , затем сделаем то же, но со вторым лагом. Учитывая, что случайная величина дельта коррелирована, получим систему уравнений:

$$\rho_1 = \frac{(\varphi-\theta)(1-\varphi\theta)}{1+\theta^2-2\theta\varphi}, \quad \rho_2 = \frac{(\varphi-\theta)(1-\varphi\theta)}{1+\theta^2-2\theta\varphi} \varphi. \quad (7)$$

Значения АКФ для первой разности представлены на рис. 6, и ее значения для первых лагов равны $\rho_1=0,66$, $\rho_2=0,42$. Решение нелинейной системы (7) представлено на рис. 7. Пересечение изолиний поверхностей уравнения (7) $\rho_1(\theta, \varphi)=0,66$ и $\rho_2(\theta, \varphi)=0,42$ дает нам решение $\varphi=0,64$, $\theta=0,052$ – точка на пересечении выделенных прямых.

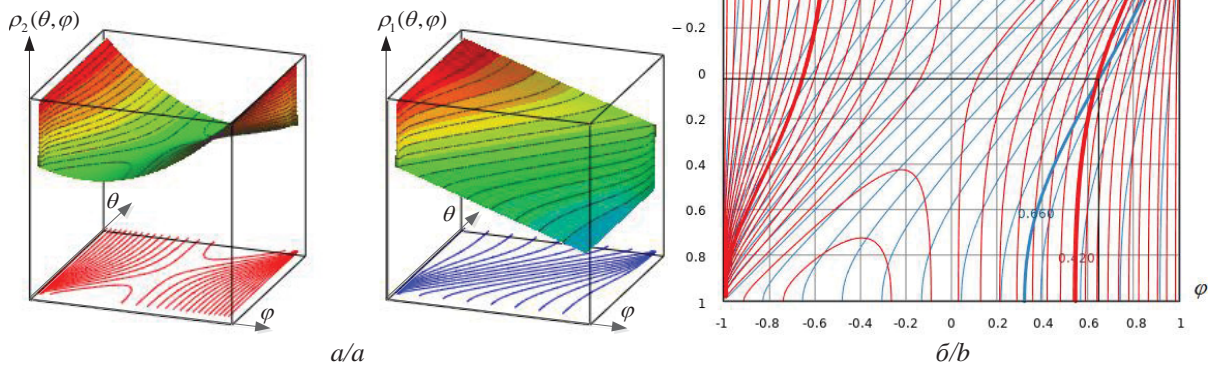


Рис. 7. Решение нелинейного уравнения (7): а) поверхности $\rho_1(\theta, \varphi)$ и $\rho_2(\theta, \varphi)$, и их проекции на горизонтальную плоскость (θ, φ) ; б) синие линии – зависимость $\rho_1(\theta, \varphi)$, красные линии – $\rho_2(\theta, \varphi)$. Пересечение изолиний $\rho_1(\theta, \varphi)=0,66$, $\rho_2(\theta, \varphi)=0,42$ дают значения величин $\varphi=0,64$, $\theta=0,052$

Fig. 7. Solution of the nonlinear equation (7): a) surfaces and their projections on a horizontal plane; b) blue lines dependence of $\rho_1(\theta, \varphi)$, red lines – $\rho_2(\theta, \varphi)$. The intersection of the isolines gives the values of the quantities $\varphi=0,64$, $\theta=0,052$

Поскольку автокорреляционная функция является выборочной, проведем идентификацию параметров φ и θ , используя функцию правдоподобия, которая записывается в виде [42–45–49]:

$$f(\varepsilon_1, \varepsilon_2, \dots, \varepsilon_n) = \frac{1}{\sigma_\varepsilon^n} \exp \left(-\frac{\sum_{k=1}^n \varepsilon_k^2}{2\sigma_\varepsilon^2} \right). \quad (8)$$

После логарифмирования получим

$$\begin{aligned} L(\varepsilon_1, \varepsilon_2, \dots, \varepsilon_n) &= -n \ln(\sigma_\varepsilon) - \frac{\sum_{k=1}^n \varepsilon_k^2}{2\sigma_\varepsilon^2} = \\ &= -n \ln(\sigma_\varepsilon) + \frac{S(\varphi, \theta)}{2\sigma_\varepsilon^2}. \end{aligned} \quad (9)$$

Изолинии логарифмической функции правдоподобия и сумма квадратов $S(\varphi, \theta)$ совпадают. Значит, минимизируя функцию квадратов, можно найти оценки

максимального правдоподобия φ и θ . Последовательно изменяя значения φ и θ в интервале от -1 до 1 , строим функцию суммы квадратов $S(\varphi, \theta)$ и находим

минимум этой функции. На рис. 8, б представлены значения коэффициентов $\varphi=0,647$, $\theta=0,052$, что совпадает с предыдущей оценкой.

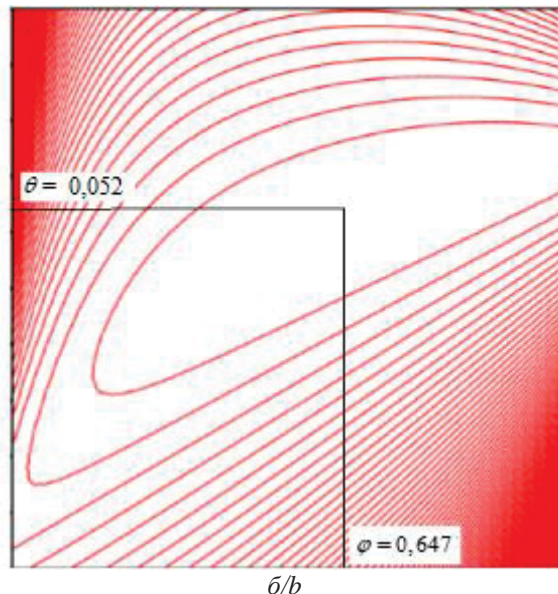
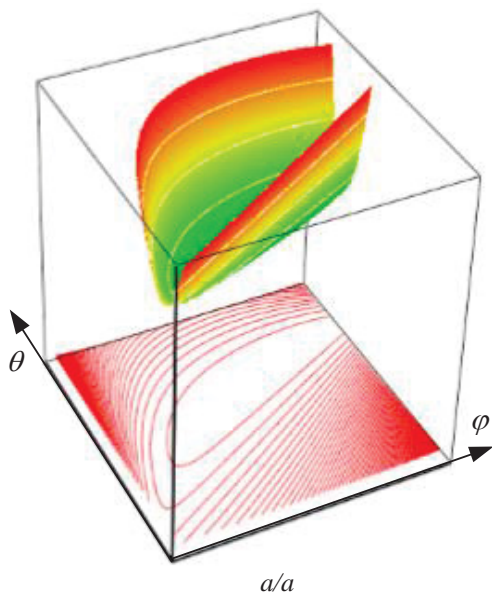


Рис. 8. а) функция $S(\varphi, \theta)$; б) минимальное значение $S(\varphi, \theta)$
 Fig. 8. a) function $S(\varphi, \theta)$; b) minimum value $S(\varphi, \theta)$

Таким образом, оценки коэффициентов в регрессионной части и в части скользящего среднего уравнения (5) определены.

Подставив выражение (10) в (11), получим соотношение между коэффициентами π_t и ψ_t в виде (12)

Будем искать решения разностного уравнения (5). Искать решения разностных уравнений (5), (6) удобно в двух видах: в виде фильтра (рис. 9) с коэффициентами ψ_t , на вход которого подаются импульсы случайной компоненты ε_k . Такое разложение принято называть декомпозицией Вольда [42–45]

$$\left(1 + \sum_{k=1}^{\infty} \psi_k B^k\right) \left(1 - \sum_{k=1}^{\infty} \pi_k B^k\right) = 1. \quad (12)$$

Раскрывая скобки и приравнявая коэффициенты при одинаковых степенях B , получим связь между коэффициентами [50, 51]

$$z_t = \left(1 + \sum_{k=1}^{\infty} \psi_k B^k\right) \varepsilon_t = \varepsilon_t + \psi_1 \varepsilon_{t-1} + \psi_2 \varepsilon_{t-2} + \psi_3 \varepsilon_{t-3} \dots \quad (10)$$

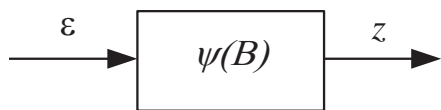


Рис. 9. Фильтр решения (10)
 Fig. 9. Filter for (10) solution

$$\begin{matrix} B & \psi_1 = \pi_1 & & \\ B^2 & \psi_2 = \pi_2 + \pi_1 \psi_1 & \pi_2 = \psi_2 - \pi_1 \psi_1 & \\ B^3 & \psi_3 = \pi_3 + \pi_2 \psi_1 + \pi_1 \psi_2 & \pi_3 = \psi_3 - \pi_2 \psi_1 - \pi_1 \psi_2 & \\ & \dots & \dots & \\ & \dots & \dots & \\ B^k & \psi_k = \pi_k + \pi_1 \psi_{k-1} + \dots + \pi_{k-1} \psi_1 & \pi_k = \psi_k - \pi_{k-1} \psi_1 - \dots - \pi_1 \psi_{k-1} & \end{matrix} \quad (13)$$

Заметим, что, подставляя решение (10) в (5)

$$\begin{aligned} (1 - \varphi B)(1 - B) z_t &= \varepsilon_t - \theta \varepsilon_{t-1} \rightarrow \\ \rightarrow (1 - \varphi B)(1 - B) &= \left(1 - \sum_{k=1}^{\infty} \pi_k B^k\right) \end{aligned}$$

Или в виде представления случайной компоненты ε через сумму значений предыдущих уровней ряда z (рис. 10)

и подставляя вместо B единицу, получим, что сумма коэффициентов π_t равняется единице:

$$\varepsilon_t = \left(1 - \sum_{k=1}^{\infty} \pi_k B^k\right) z_t = z_t - \pi_1 z_{t-1} - \pi_2 z_{t-2} - \pi_3 z_{t-3} \dots \quad (11)$$

$$1 = \sum_{k=1}^{\infty} \pi_k. \quad (14)$$

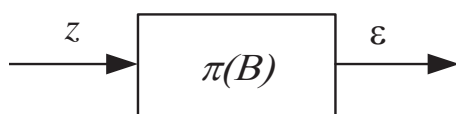


Рис. 10. Фильтр решения (11)
 Fig. 10. Filter for solution (11)

Подставим ряд (11) в (5) и найдем коэффициенты разложения ряда (11)

$$(1 - (1 + \varphi)B + \varphi B^2) \left(1 + \sum_{k=1}^{\infty} \psi_k B^k\right) = 1.$$

Раскрывая скобки, получим:

$$\begin{aligned} & (1 - (1 + \varphi)B + \varphi B^2) \left(1 + \sum_{k=1}^{\infty} \psi_k B^k \right) = \\ & = 1 + (\psi_1 - (1 + \varphi))B + (\psi_2 + (\varphi - (1 + \varphi)\psi_1)B^2 + \\ & \quad + (\psi_3 + (\varphi\psi_1 - (1 + \varphi)\psi_2)B^3 + \dots \end{aligned}$$

Приравнявая коэффициенты при одинаковых степенях B , получим

$$\begin{cases} B & \psi_1 = \varphi + 1 - \theta, \\ B^2 & \psi_2 = (\varphi + 1)\psi_1 - \varphi. \end{cases} \quad (15)$$

Для всех коэффициентов с индексом больше 2 выполняется соотношение

$$B^k \mid k \geq 3, (1 - (1 + \varphi)B + \varphi B^2) \psi_k = 0.$$

Подставляем значения $\varphi=0,64$, $\theta=0,052$ в (15) и получаем коэффициенты ψ_k . Приведем в табл. 1 первые десять коэффициентов декомпозиции Вольда.

Таблица 1. Коэффициенты декомпозиции Вольда

Table 1. Wold decomposition coefficients

k	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ψ_k	1,674	2,112	2,397	2,582	2,702	2,78	2,831	2,864	2,886	2,9

Используя связь коэффициентов ψ_k и π_k по формулам (11), находим коэффициенты π_k . Их всего три:

$$\begin{aligned} \pi_1 &= \psi_1 = 1,674, & \pi_2 &= \psi_2 - \psi_1 \pi_1 = -0,69; \\ \pi_3 &= \psi_3 - \psi_2 \pi_1 - \psi_1 \pi_2 = -0,017. \end{aligned}$$

Очевидно, что проверка (12) выполняется, так сумма коэффициентов π_k равняется единице. Также выполняется соотношение (10), если подставить вместо B любую величину меньше единицы.

Теперь можно записать формулу прогноза на интервал упреждения l , используя представления z через прошлые его значения, используя формулу (9)

$$\begin{aligned} z_t &= \pi_1 z_{t-1} + \pi_2 z_{t-2} + \pi_3 z_{t-3} + \varepsilon_t; \\ z_t &= 1,674 z_{t-1} - 0,69 z_{t-2} - 0,017 z_{t-3} + \varepsilon_t. \end{aligned} \quad (16)$$

Приведем действие полученного решения (16) на исследуемом ряде (рис. 11). Выберем в качестве конечных точек процесса лаги с номером $k=123$, $k=165$, $k=183$. В прогнозе на интервале упреждения l будут участвовать три уровня. Результат расчетов с упреждениями, равными $l=12$ точкам, что соответствует 4 часам, приведен на рис. 12.

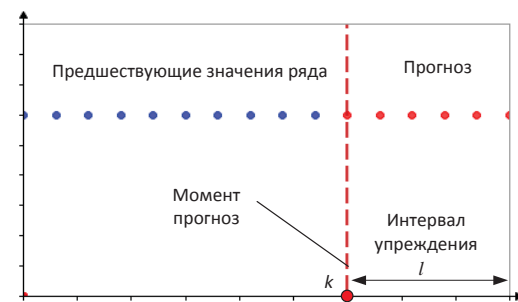


Рис. 11. Пояснения в тексте

Fig. 11. Explanations in the text

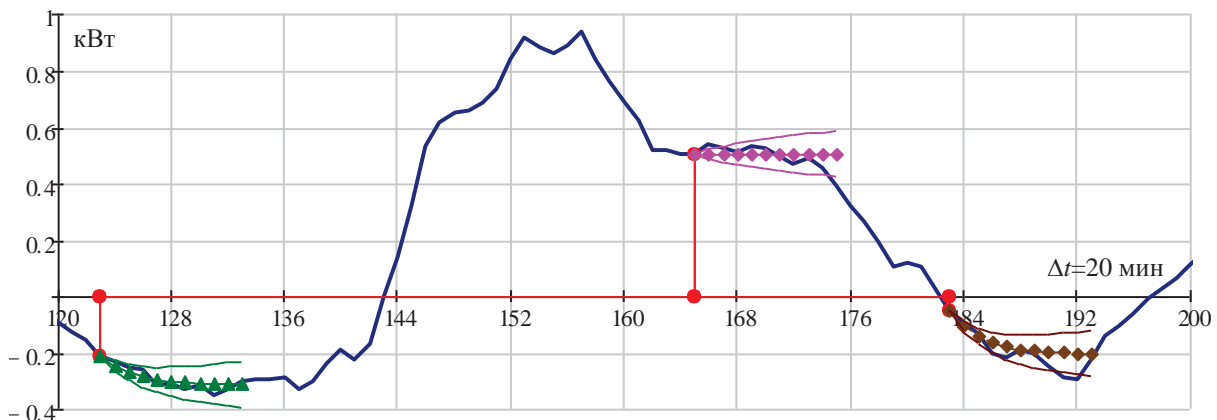


Рис. 12. Маркерами обозначены прогнозы ряда для точек $k=123$ (зеленый), $k=165$ (сиреневый), $k=183$ (коричневый) с упреждением $l=15$ минут, с 90 % вероятностной границей. Сплошными тонкими линиями показаны 90 % пределы нормального распределения

Fig. 12. Markers indicate the forecasts of the studied series for the points $k=123$ (green), $k=165$ (purple), $k=183$ (brown), with a lead of $l=15$ minutes, with a 50 % probability limit. Solid thin lines show 90 % normal distribution limits

Приведем расчет доверительных интервалов для каждого прогноза. Можно показать, что дисперсия ошибки прогноза определяется выражением (17) [42]

$$V(l) = \left(1 + \sum_{k=1}^{l-1} \psi_k^2 \right) \sigma_\varepsilon^2. \quad (17)$$

В частности, для исследуемого ряда получаем значения, первые десять из которых приведены в табл. 2.

Таблица 2. Относительная дисперсия ошибки прогноза

Table 2. Relative variance of forecast error

l	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\frac{V(l)}{\sigma_\varepsilon^2}$	1	3,8	8,26	14,0	20,67	28	35,7	43,7	60,25	68,7

Используя предположение, что ε_k подчиняется нормальному закону, и считая, что прогноз – это

среднее значение со стандартным отклонением (13), приведем условные распределения вероятностей будущих значений (рис. 13):

$$z_{k+l} = z_k(l) \pm u_{\varepsilon/2} \sqrt{\left(1 + \sum_{k=1}^{l-1} \psi_k^2\right) \sigma_\varepsilon}$$

Здесь $u_{\varepsilon/2}$ – квантиль уровня $1-\varepsilon/2$ стандартного нормального распределения (рис 13). Ниже приведены значения для

$$z_{k+l} = z_k(l) \pm 1.96 \sqrt{\left(1 + \sum_{k=1}^{l-1} \psi_k^2\right) \sigma_\varepsilon};$$

$$z_{k+l} = z_k(l) \pm 0.674 \sqrt{\left(1 + \sum_{k=1}^{l-1} \psi_k^2\right) \sigma_\varepsilon}. \quad (14)$$

Здесь σ_ε – выборочное стандартное отклонение белого шума; вычисляется дисперсия белого шума с помощью формулы (8) – декомпозиция Вольда. Если декомпозицию (8) умножить на себя справа, а с левой стороны взять операцию усреднения, считая, что шум дельта коррелирован, то в результате получим:

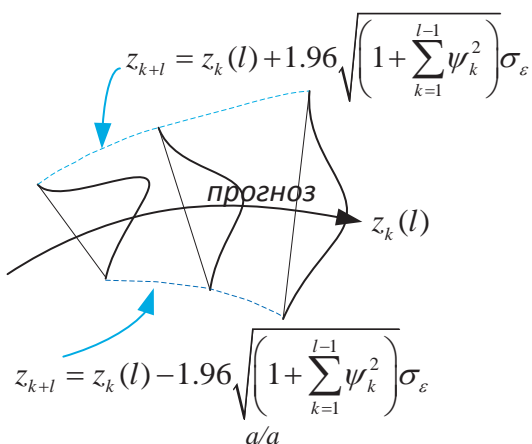


Рис. 13. Для нормального распределения выделены области доверительных интервалов от $-1,96$ до $1,96$, 95 % площади под кривой (голубой цвет) (а), и от $-0,674$ до $0,674$, 50 % площади под кривой (оранжевый) (б)

Fig. 13. For normal distribution, areas of confidence intervals from $-1,96$ to $1,96$, 95 % of area under the curve (blue) (a), and from $-0,674$ to $0,674$, 50 % of area under the curve (orange) are highlighted (b)

$$\gamma(0) = \sigma_z^2 = \left(1 + \psi_1^2 + \psi_2^2 + \psi_3^2 + \dots\right) \sigma_\varepsilon^2 = \left(1 + \sum_{k=1}^N \psi_k^2\right) \sigma_\varepsilon^2.$$

В соответствии с выборочной ковариацией (2) и коэффициентами разложения Вольда, получаем дисперсию процесса и дисперсию шума.

$$\gamma(0) = \sigma_z^2 = 0,076, \quad \left(1 + \sum_{k=1}^N \psi_k^2\right) = 3,407 \cdot 10^3,$$

$$\sigma_\varepsilon^2 = \frac{\sigma_z^2}{\left(1 + \sum_{k=1}^N \psi_k^2\right)} = 0,047, \quad \sigma_\varepsilon = 1,38 \cdot 10^{-5}.$$

Подставляя полученные значения σ_ε в формулу (14), строим вероятностные пределы. Графические результаты 95 % вероятностных границ для прогнозов исследуемого ряда приведены на рис. 6.

После всех обратных преобразований получаем исходный временной ряд с прогнозами, представленным на рис. 14.

Normal distribution
 Нормальное распределение

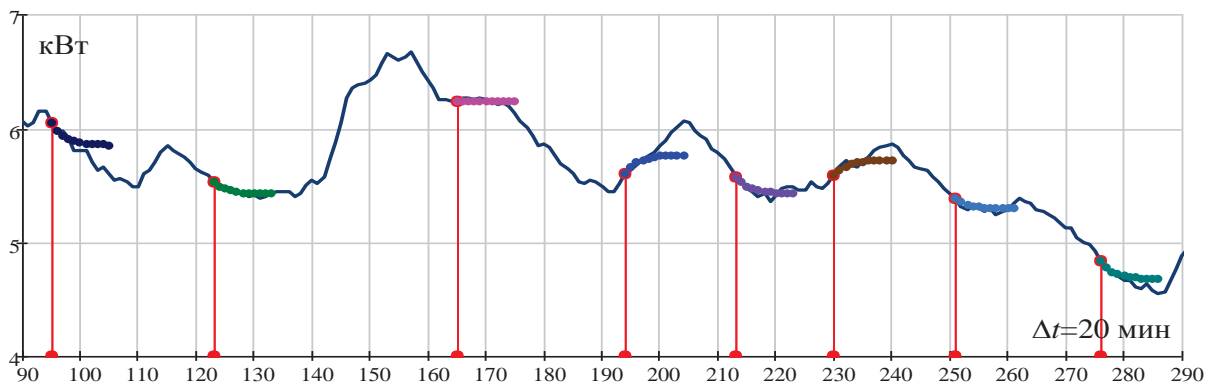
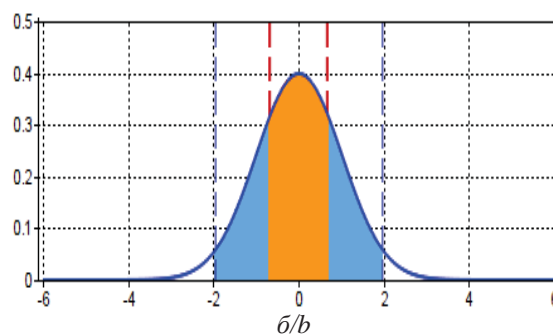


Рис. 14. Прогноз временного ряда с усреднением в 20 мин с упреждением до 4 часов. Ряд демонстрирует удовлетворительную работу алгоритма. В качестве примера цветными маркерами приведены прогнозы в точках от 95 до 280 минут

Fig. 14. Forecast of a time series with an average of 20 minutes with a lead up to 4 hours. The series demonstrates the satisfactory performance of the algorithm. As an example, colored markers show forecasts at points from 95 to 280 minutes

Заключение

В представленном материале статьи изложен оригинальный подход по разработке дискретных стохастических прогнозирующих моделей и алгоритмов их адаптивной идентификации методами корреляционного анализа. Предложенный подход позволяет решать задачу краткосрочного прогнозирования энергопотребления изолированных поселений с учетом специфики энергосистемы.

На основе декомпозиции Вольда и корреляционных функций стохастического процесса авторам работы удалось получить адаптивную модель разностного уравнения, описывающего детерминированную и случайную компоненты стохастического ряда, позволяющую прогнозировать процесс энергопотребления автономных систем малого поселения с интервалом упреждения до 4 часов. Стационарность случайного процесса производилась с помощью введения разностного оператора первого порядка, позволяющего уменьшить относительный вклад детерминиро-

ванной составляющей и тем самым свести процесс к стационарному Марковскому процессу с короткой памятью. Весовые коэффициенты разложения разностного уравнения оценивались с помощью корреляционных функций и верифицировались с помощью решения нелинейного уравнения, заключающегося в поиске глобального максимума функции наибольшего правдоподобия. Поскольку полученные решения являются результатом случайного процесса, рассчитывалось отклонение случайной величины от его математического ожидания – дисперсия случайной величины, и строились доверительные интервалы. Построенные 50 и 90 % вероятностные границы позволяют говорить об удовлетворительной подстройке адаптивных параметров разностного уравнения для прогнозирования системы. Результат моделирования прогноза с упреждением до 4 часов показывает удовлетворительное согласие с данными стохастического ряда, усредненными во временном интервале в 20 минут.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года // Министерство энергетики РФ. URL: <http://minenergo.gov.ru/> (дата обращения: 11.07.2022).
2. Siamanta Z.C. Conceptualizing alternatives to contemporary renewable energy development: Community Renewable Energy Ecologies (CREE) // *Journal of Political Ecology*. – 2021. – V. 28. – № 1. – P. 47–69. DOI: 10.2458/jpe.2297.
3. Wang J., Zhang S., Zhang Q. The relationship of renewable energy consumption to financial development and economic growth in China // *Renewable Energy*. – 2021. – V. 170. – P. 897–904. DOI: 10.1016/j.renene.2021.02.038.
4. Ansari M.A., Haider S., Masood T. Do renewable energy and globalization enhance ecological footprint: an analysis of top renewable energy countries? // *Environmental Science and Pollution Research*. – 2021. – V. 28. – № 6. – P. 6719–6732. DOI: 10.1007/s11356-020-10786-0.
5. Multifactorial components analysis of the renewable energy sector in the oecd countries and managerial implications / A.M. Androniceanu, I. Georgescu, C. Dobrin, I.V. Dragulanesu // *Polish Journal of Management Studies*. – 2020. – V. 22. – № 2. – P. 36–49. DOI: 10.17512/pjms.2020.22.2.03.
6. Ali A., Audi M., Roussel Y. Natural resources depletion, renewable energy consumption and environmental degradation: a comparative analysis of developed and developing world // *International Journal of Energy Economics and Policy*. – 2021. – V. 11. – № 3. – P. 251–260. DOI: 10.32479/ijeep.11008.
7. Alola A.A., Alola U.V., Akadiri S.S. Renewable energy consumption in Coastline Mediterranean Countries: impact of environmental degradation and housing policy // *Environmental Science and Pollution Research*. – 2019. – V. 26. – № 25. – P. 25789–25801. DOI: 10.1007/s11356-019-05502-6.
8. Oanh T.T.K., Quoc N.T., Dieu P.T.N. Renewable energy, foreign direct investment, economic growth, and environmental degradation in Asian countries // *International Journal of Energy, Environment and Economics*. – 2021. – V. 28. – № 2. – P. 87–102.
9. Design and optimal energy management of community microgrids with flexible renewable energy sources / N. Tomlin, V. Shakirov, A. Kozlov, D. Sidorov, V. Kurbatsky, C. Rehtanz, E.E.S. Lora // *Renewable Energy*. – 2022. – V. 183. – P. 903–921. DOI: 10.1016/j.renene.2021.11.024.
10. Economy-environment-energy performance evaluation of CCHP microgrid system: a hybrid multi-criteria decision-making method / H. Zhao, B. Li, X. Wang, H. Li, S. Guo, W. Xue, H. Lu, Y. Wang // *Energy*. – 2022. – V. 240. – P. 122830. DOI: 10.1016/j.energy.2021.122830.
11. Assessment of microgrid potential in Southeast Asia based on the application of geospatial and microgrid simulation and planning tools / P. Bertheau, M.M. Hoffmann, A. Eras-Almeida, P. Blechinger // *Green Energy and Technology*. – 2020. – P. 149–178. DOI: 10.1007/978-3-030-41952-3_7.
12. Microgrid systems: towards a technical performance assessment frame / S. Marchand, J. Ungerland, C. Monsalve, S. Ruhe, T. Reimann, W. Heckmann, H. Lauer, C. Krauß // *Energies*. – 2021. – V. 14. – № 8. – P. 2161. DOI: 10.3390/en14082161.
13. Multi-energy microgrid optimal operation with integrated power to gas technology considering uncertainties / A. Mobasseri, A.A. Ghadimi, M. Tostado-Véliz, F. Jurado, M. Reza Miveh // *Journal of Cleaner Production*. – 2022. – V. 333. – P. 130174. DOI: 10.1016/j.jclepro.2021.130174.
14. Hemmati R., Mehrjerdi H., Nosratabadi S.M. Resilience-oriented adaptable microgrid formation in integrated electricity-gas system with deployment of multiple energy hubs // *Sustainable Cities and Society*. – 2021. – V. 71. – P. 102946. DOI: 10.1016/j.scs.2021.102946.
15. Hierarchical energy optimization management of active distribution network with multi-microgrid system / S. Wenzhi, H. Zhang, L. Xinyang, M.-L. Tseng, Z. Weipeng // *Journal of Industrial and Production Engineering*. – 2021. DOI: 10.1080/21681015.2021.1972478.
16. Multi-microgrid energy management systems: architecture, communication, and scheduling strategies / B. Zhou, J. Zou, D. Xu, C.Y. Chung, H. Wang, N. Liu, N. Voropai // *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*. – 2021. – V. 9. – № 3. – P. 463–476. DOI: 10.35833/MPCE.2019.000237.
17. An economical energy management strategy for viable microgrid modes / S. Abid, N. Javaid, T.A. Alghamdi, A. Haseeb, Z. Wadud, A. Ahmed // *Electronics (Switzerland)*. – 2019. – V. 8. – № 12. – P. 1442. DOI: 10.3390/electronics8121442.
18. An expected-cost realization-probability optimization approach for the dynamic energy management of microgrid / J. Zhu, Y. Zhuo, J. Chen, Y. Guo, X. Mo, M. Liu // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. – 2022. – V. 136. – P. 107620. DOI: 10.1016/j.ijepes.2021.107620.
19. Постановление Правительства РФ от 16.11.2021 N 1946 «Об утверждении перечня районов Крайнего Севера и местностей, приравненных к районам Крайнего Севера». URL: <http://www.consultant.ru/law/hotdocs/71874.html?ysclid=la4ww4m4i0735472096> (дата обращения: 11.06.2022).
20. Арктическая зона Российской Федерации (АЗРФ) – Техническая Библиотека. URL: <http://Neftegaz.RU> (дата обращения: 11.06.2022).
21. Экономические и социальные показатели районов Крайнего Севера и приравненных к ним местностей в 2000–2021 годах. URL: <https://rosstat.gov.ru/compendium/document/13279> (дата обращения: 13.02.2023).

22. Стратегия пространственного развития Российской Федерации на период до 2025 года (с изменениями на 16 декабря 2021 года). URL: <https://docs.cntd.ru/document/552378463?marker=656010> (дата обращения: 11.06.2022).
23. Федеральный закон «О государственной поддержке предпринимательской деятельности в Арктической зоне Российской Федерации» от 13.07.2020 N 193-ФЗ. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_357078/ (дата обращения: 11.06.2022).
24. Распоряжение Правительства РФ от 1 августа 2022 г. N 2115-р Об утверждении плана развития Северного морского пути на период до 2035 г. URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/405010751/?ysclid=le33j7vgk194804839> (дата обращения: 13.02.2023).
25. Архипова О.В. Принципы и средства исследования регионально обособленного электротехнического комплекса с позиций системного анализа // Омский научный вестник. – 2020. – № 3 (171). – С. 42–46. DOI: 10.25206/1813-8225-2020-171-42-46. – EDN IAPUWW.
26. Стратегия развития Арктической зоны России и обеспечения национальной безопасности до 2035 года. URL: <https://www.arctic2035.ru/> (дата обращения: 11.06.2022.)
27. Моргунова М.О., Соловьев Д.А. Энергоснабжение Российской Арктики: углеводороды или ВИЭ? // Энергетическая политика. – 2016. – № 5. – С. 44–51.
28. Киушкина В.Р. Оптимизация локальной энергетики децентрализованных территорий северных регионов через укрепление позиций энергетической безопасности (на примере Республики Саха (Якутия)) // Интернет-журнал Науковедение. – 2017. – Т. 9. – № 6. – С. 101.
29. О государственной программе Республики Саха (Якутия) «Обеспечение безопасности жизнедеятельности населения Республики Саха (Якутия) на 2020–2024 годы» от 06 ноября 2019. URL: <http://docs.cntd.ru> (дата обращения: 09.02.2023).
30. Проект Федерального закона «О северном завозе» (подготовлен Минвостокразвития России 21.08.2022). URL: <https://garant.ru> (дата обращения: 09.02.2023).
31. Рывкина М.В. Социально-экономический прогноз районов Крайнего Севера и приравненных к ним местностей // Международный научно-исследовательский журнал. – 2022. – № 7-3 (121). – С. 194–197. DOI: 10.23670/IRJ.2022.121.7.115.
32. Соколов Ю.И. Риски северного завоза // Проблемы анализа риска. – 2019. – Т. 16. – № 4. – С. 32–47. URL: <https://doi.org/10.32686/1812-5220-2019-16-4-32-47> (дата обращения: 09.02.2023).
33. Анализ графиков нагрузки потребителей децентрализованных зон электроснабжения предприятия / О.В. Архипова, Е.А. Дюба, Ю.Д. Евстегнеева, В.З. Ковалев, А.О. Парамзин, О.А. Петухова // Инженерный вестник Дона. – 2019. – № 8 (59). – С. 23–27.
34. Модель регионально обособленного электротехнического комплекса с учетом графиков электрической нагрузки потребителей / Р.Н. Хамитов, В.З. Ковалев, О.В. Архипова, С.С. Есин // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2018. – № 12-2. – С. 200–204.
35. Rani M.D., Rao M.V.G., Prakash P.S. Power quality assessment in grid connected mode hybrid microgrid with various loads // Journal of Theoretical and Applied Information Technology. – 2021. – V. 99. – № 18. – P. 4241–4252.
36. Review of model predictive control for power system with large-scale wind power grid-connected / L. Ye, P. Lu, Y. Zhao, B. Dai, Y. Tang // Zhongguo Dianji Gongcheng Xuebao. – 2021. – V. 41. – № 18. – P. 6189–6197. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.202599.
37. Elkholy A. Harmonics assessment and mathematical modeling of power quality parameters for low voltage grid connected photovoltaic systems // Solar Energy. – 2019. – V. 183. – P. 315–326. DOI: 10.1016/j.solener.2019.03.009.
38. A novel unbalanced power flow analysis in active AC-DC distribution networks considering PWM converters and distributed generations / S. Mousavizadeh, M.-R. Haghifam, T. Ghanizadeh Bolandi, A. Dadashzade, A. Alahyari // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2022. – V. 138. – P. 107938. DOI: 10.1016/j.ijepes.2021.107938.
39. Optimal configuration of wind-solar-hydrogen multi-energy complementary microgrid with demand side / W. Chen, W. Fu, Y. Han, Q. Li, L. Huang, C. Xu // Xinan Jiaotong Daxue Xuebao. – 2021. – V. 56. – № 3. – P. 640–649. DOI: 10.3969/j.issn.0258-2724.20200163.
40. Voltage stability enhancement in grid-connected microgrid using enhanced dynamic voltage restorer (EDVR) / A. Iqbal, A. Waqar, S. Haider, A. Ayoub, A. Ul-Haq, M. Zahid // AIMS Energy. – 2021. – V. 9. – № 1. – P. 150–177. DOI: 10.3934/ENERGY.2021009.
41. Влияние длительности интервала измерений потребления электроэнергии на точность определения максимальной нагрузки по нагреву / И.И. Надтока, И.А. Звозникова, С.Ю. Туруткин, И.И. Обьденко // Промышленная энергетика. – 2022. – № 12. – С. 21–25. – DOI: 10.34831/EP.2022.36.20.003.
42. Time series analysis. Forecast and control / G.E.P. Box, G.M. Jenkins, G.C. Reinsel, G.M. Ljung. – New York: John Wiley & Sons Limited, 2016. – 669 p.
43. Кантарович Г.Г. Лекционные и методические материалы. Анализ временных рядов // Экономический журнал ВШЭ. – 2002. – № 1. – С. 85–116.
44. Лукашин Ю.П. Адаптивные методы краткосрочного прогнозирования. – М.: Финансы и Статистика, 2003. – 416 с.
45. Hamelton J.D. Time Series Analysis. – Princeton, New Jersey: Princeton university press, 1994. – 799 p.
46. Wold H.A. Study in the analysis of stationary time series. – Stockholm: Almqvist and Wiksel, 1938. – 214 p.
47. Cryer J.D., Kung-Sik Chan. Time series analysis. – Iowa City: R. Springer Science +Business Midea, LLC, 2008. – 491p.
48. Orfanidis S.J. Optimal signal processing. – New York: McGraw-Hill Publishing Company, 2007. – 377p.
49. Anderson T.W. The statistical analysis of time series. – New York, London, Sydney, Toronto: John Wiley&sons Inc., 1971. – 757 p.
50. Исаев Ю.Н., Кабалин Д.А. Голоморфное погружение как аналитический метод расчета электрических сетей нефтяных и газовых месторождений // Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 4. – С. 115–125.
51. Исаев Ю.Н., Кабалин Д.А., Филипас А.А. Голоморфное погружение как метод расчета установившихся режимов электрических сетей нефтяных и газовых месторождений и оценки их устойчивости // Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 2. – С. 214–228.

Поступила: 13.02.2023 г.

Прошла рецензирование: 20.02.2023 г.

Информация об авторах

Исаев Ю.Н., доктор физико-математических наук, профессор отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Архипова О.В., старший преподаватель Политехнической школы Югорского государственного университета.

Ковалев В.З., доктор технических наук, профессор Политехнической школы Югорского государственного университета; профессор отделения автоматизации и робототехники Инженерной школы информационных технологий и робототехники Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Хамитов Р.Н., доктор технических наук, профессор кафедры электроэнергетики Института промышленных технологий и инжиниринга, Тюменский индустриальный университет; профессор кафедры электрической техники Энергетического института, Омский государственный технический университет.

UDC 621.316.1.05

ADAPTIVE SHORT-TERM FORECASTING OF ELECTRICITY CONSUMPTION BY AUTONOMOUS POWER SYSTEMS OF SMALL NORTHERN SETTLEMENTS BASED ON CORRELATION ANALYSIS METHODS

Yusup N. Isaev¹,
isaev_yusup@mail.ru

Olga V. Arkhipova²,
arkh82@mail.ru

Vladimir Z. Kovalev^{2,1},
vz_kovalev@mail.ru

Rustam N. Khamitov^{3,4},
apple_27@mail.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

² Yugra State University,
16, Chekhov street, Khanty-Mansiysk, 628012, Russia.

³ Tyumen Industrial University,
38, Volodarsky street, Tyumen, 625000, Russia.

⁴ Omsk State Technical University,
11, Mira avenue, Omsk, 644050, Russia.

One of the main problems in building energy-efficient and non-resource-intensive decentralized power supply systems in the Arctic zone and regions of the Far North is forecasting the consumption of electrical energy by small northern settlements. Among the existing methods that give an acceptable result in terms of accuracy, one can single out approaches based on the ARIMA econometric method. A method based on the Wold decomposition and correlation functions of the stochastic process is considered, an adaptive model of the difference equation is constructed, which makes it possible to predict energy consumption of the active power of autonomous systems of a small settlement in the interval of 0–4 hours, by reducing the stochastic process to a stationary Markov process with short memory.

The purpose of the work is to build a methodology for short-term forecasting of electric energy consumption by autonomous energy systems of small northern settlements, taking into account the specifics of energy consumption in the conditions of the Arctic zone and the Far North, based on a stochastic series of data on electric energy consumed by the settlement over the previous period.

Methods: approach to obtaining a short-term forecast of electricity consumption by autonomous energy systems of small northern settlements based on the ARIMA econometric method. In this case, a difference equation is constructed for the deterministic and random components of the available stochastic series of energy consumption; Wold decomposition and correlation functions of the energy consumption are used. To adapt the model, the studied stochastic process is reduced to a Markov process with a short memory. To do this, it is necessary to use a difference operator, which reduces the relative contribution of consumption deterministic component.

Results. Based on Wold decomposition and correlation functions, it was possible to obtain a model that gives a short-term forecast of active power consumption for a lead time of 4 hours.

Conclusions. Based on the Wold decomposition and the correlation functions of the stochastic process, the authors of the work managed to obtain an adaptive model of the difference equation, which makes it possible to predict active power consumption of autonomous systems of a small settlement with a lead time of 4 hours. The stationarity of the random process was carried out by introducing a difference operator of the first order, which makes it possible to reduce the relative contribution of the deterministic component of the stochastic series. The authors managed to reduce the process to a stationary Markov process with a short memory. The expansion coefficients of the difference equation were estimated by solving a nonlinear equation, which consists in finding the global maximum of the likelihood function. The constructed 90 % probabilistic boundaries allow us to talk about a satisfactory adjustment of the adaptive parameters of the difference equation for predicting the system. The result of forecast modeling with four-hour lead time shows good agreement with experiment.

Key words:

stochastic series, Wold decomposition, autocorrelation function, partial correlation function, autoregression, moving average, maximum likelihood function.

REFERENCES

1. *Energeticheskaya strategiya Rossiyskoy Federatsii na period do 2035 goda* [Energy strategy of the Russian Federation for the period up to 2035]. Available at: <http://minenergo.gov.ru> (accessed 11 July 2022).
2. Siamanta Z.C. Conceptualizing alternatives to contemporary renewable energy development: Community Renewable Energy Ecologies (CREE). *Journal of Political Ecology*, 2021, vol. 28, no. 1, pp. 47–69. DOI: 10.2458/jpe.2297.
3. Wang J., Zhang S., Zhang Q. The relationship of renewable energy consumption to financial development and economic growth in China. *Renewable Energy*, 2021, vol. 170, pp. 897–904. DOI: 10.1016/j.renene.2021.02.038.
4. Ansari M.A., Haider S., Masood T. Do renewable energy and globalization enhance ecological footprint: an analysis of top renewable energy countries? *Environmental Science and Pollution*

- Research, 2021, vol. 28, no. 6, pp. 6719–6732. DOI: 10.1007/s11356-020-10786-0.
5. Androniceanu A.M., Georgescu I., Dobrin C., Dragulescu I.V. Multifactorial components analysis of the renewable energy sector in the oecd countries and managerial implications. *Polish Journal of Management Studies*, 2020, vol. 22, no. 2, pp. 36–49. DOI: 10.17512/pjms.2020.22.2.03.
 6. Ali A., Audi M., Roussel Y. Natural resources depletion, renewable energy consumption and environmental degradation: a comparative analysis of developed and developing world. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 2021, vol. 11, no. 3, pp. 251–260. DOI: 10.32479/ijeeep.11008.
 7. Alola A.A., Alola U.V., Akadiri S.S. Renewable energy consumption in Coastline Mediterranean Countries: impact of environmental degradation and housing policy. *Environmental Science and Pollution Research*, 2019, vol. 26, no. 25, pp. 25789–25801. DOI: 10.1007/s11356-019-05502-6.
 8. Oanh T.T.K., Quoc N.T., Dieu P.T.N. Renewable energy, foreign direct investment, economic growth, and environmental degradation in Asian countries. *International Journal of Energy, Environment and Economics*, 2021, vol. 28, no. 2, pp. 87–102.
 9. Tomin N., Shakirov V., Kozlov A., Sidorov D., Kurbatsky V., Rehtanz C., Lora E.E.S. Design and optimal energy management of community microgrids with flexible renewable energy sources. *Renewable Energy*, 2022, vol. 183, pp. 903–921. DOI: 10.1016/j.renene.2021.11.024.
 10. Zhao H., Li B., Wang X., Li H., Guo S., Xue W., Lu H., Wang Y. Economy-environment-energy performance evaluation of CCHP microgrid system: a hybrid multi-criteria decision-making method. *Energy*, 2022, vol. 240, pp. 122830. DOI: 10.1016/j.energy.2021.122830.
 11. Bertheau P., Hoffmann M.M., Eras-Almeida A., Blechinger P. Assessment of microgrid potential in Southeast Asia based on the application of geospatial and microgrid simulation and planning tools. *Green Energy and Technology*, 2020, pp. 149–178. DOI: 10.1007/978-3-030-41952-3_7.
 12. Marchand S., Ungerland J., Monsalve C., Ruhe S., Reimann T., Heckmann W., Lauer H., Krauß C. Microgrid systems: Towards a technical performance assessment frame. *Energies*, 2021, vol. 14, no. 8, 2161. DOI: 10.3390/en14082161.
 13. Mobasser A., Ghadimi A.A., Tostado-Véliz M., Jurado F., Reza Miveh M. Multi-energy microgrid optimal operation with integrated power to gas technology considering uncertainties. *Journal of Cleaner Production*, 2022, vol. 333, pp. 130174. DOI: 10.1016/j.jclepro.2021.130174.
 14. Hemmati R., Mehrjerdi H., Nosratabadi S.M. Resilience-oriented adaptable microgrid formation in integrated electricity-gas system with deployment of multiple energy hubs. *Sustainable Cities and Society*, 2021, vol. 71, pp. 102946. DOI: 10.1016/j.scs.2021.102946.
 15. Wenzhi S., Zhang H., Xinyang L., Tseng M.-L., Weipeng Z. Hierarchical energy optimization management of active distribution network with multi-microgrid system. *Journal of Industrial and Production Engineering*, 2021. DOI: 10.1080/21681015.2021.1972478.
 16. Zhou B., Zou J., Xu D., Chung C.Y., Wang H., Liu N., Voropai N. Multi-microgrid Energy Management Systems: Architecture, Communication, and Scheduling Strategies. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2021, vol. 9, no. 3, pp. 463–476. DOI: 10.35833/MPCE.2019.000237.
 17. Abid S., Javaid N., Alghamdi T.A., Haseeb A., Wadud Z., Ahmed A. An economical energy management strategy for viable microgrid modes. *Electronics (Switzerland)*, 2019, vol. 8, no. 12, pp. 1442. DOI: 10.3390/electronics8121442.
 18. Zhu J., Zhuo Y., Chen J., Guo Y., Mo X., Liu M. An expected-cost realization-probability optimization approach for the dynamic energy management of microgrid. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2022, vol. 136, pp. 107620. DOI: 10.1016/j.ijepes.2021.107620.
 19. *Postanovleniye Pravitelstva RF ot 16.11.2021 № 1946 «Ob utverzhdenii perechnya rayonov Kraynego Severa i mestnostey, priravnennykh k rayonam Kraynego Severa»* [Decree of the Government of the Russian Federation of November 16, 2021 no. «On approval of the list of regions of the Far North and areas equated to regions of the Far North»]. Available at: <http://www.consultant.ru/law/hotdocs/71874.html?ysclid=la4ww4m410735472096> (accessed 11 June 2022).
 20. *Arkticheskaya zona Rossiyskoy Federatsii (AZRF)* [Arctic zone of the Russian Federation (AZRF)]. Available at: <http://Neftegaz.RU> (accessed 11 June 2022).
 21. *Ekonomicheskie i sotsialnye pokazateli rayonov Kraynego Severa i priravnennykh k nim mestnostey v 2000–2021 godakh* [Economic and social indicators of the regions of the Far North and equivalent areas in 2000–2021]. Available at: <https://rosstat.gov.ru/compendium/document/13279> (accessed 13 February 2023).
 22. *Strategiya prostranstvennogo razvitiya Rossiyskoy Federatsii na period do 2025 goda (s izmeneniyami na 16 dekabrya 2021 goda)* [Spatial development strategy of the Russian Federation for the period up to 2025 (as amended as of December 16, 2021)]. Available at: <https://docs.cntd.ru/document/552378463?marker=6560IO> (accessed 11 June 2022).
 23. *Federalny zakon «O gosudarstvennoy podderzhke predprinimatel'skoy deyatel'nosti v Arkticheskoy zone Rossiyskoy Federatsii» ot 13.07.2020 № 193-FZ* [Federal Law «On State Support of Entrepreneurship in the Arctic Zone of the Russian Federation» № 193 of 13 July 2020]. Available at: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_357078/ (accessed 11 July 2022).
 24. *Rasporyazheniye Pravitelstva RF ot 1 avgusta 2022 g. № 2115-r Ob utverzhdenii plana razvitiya Severnogo morskogo puti na period do 2035 goda (s izmeneniyami na 16 dekabrya 2021 goda)* [Decree of the Government of the Russian Federation of August 1, 2022 no. 2115 «On approval of the plan for the development of the Northern Sea Route for the period up to 2035»]. Available at: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/405010751/?ysclid=le33j7vqk194804839> (accessed 13 February 2023).
 25. Arkhipova O.V. Principles and tools of research of regionally isolated electrotechnical complex from the standpoint of system analysis. *Omsk Scientific Bulletin*, 2020, no. 3 (171), pp. 42–46. In Rus.
 26. *Strategiya razvitiya Arkticheskoy zony Rossii i obespecheniya natsionalnoy bezopasnosti do 2035 goda* [Strategy for the development of the Arctic zone of Russia and ensuring national security up to 2035]. Available at: <https://www.arctic2035.ru> (accessed 11 June 2022).
 27. Morgunova M.O., Solovyov. D.A. Energy supply in Russian arctic: hydrocarbons or renewables? *Energy policy*, 2016, no. 5, pp. 44–51. In Rus.
 28. Kiushkina V. R. Optimization of local energy in the decentralized territories of the northern regions through strengthening the positions of energy security (on the example of the Republic of Sakha (Yakutia)). *Internet journal «Naukovedenie»*, 2017, vol. 9, no. 6, pp. 101. In Rus.
 29. *gosudarstvennoy programme Respubliki Sakha (Yakutiya) «Obespechenie bezopasnosti zhiznedejatel'nosti naseleniya Respubliki Sakha (Yakutiya) na 2020–2024 gody»* [About the state program of the Republic of Sakha (Yakutia) «Ensuring the safety of life of the population of the Republic of Sakha (Yakutia) for 2020–2024», November 6 2019]. Available at: <http://docs.cntd.ru> (accessed 09 February 2023).
 30. *Proekt Federal'nogo zakona «O severnom zavoze» (podgotovlen Minvostokrazvitiya Rossii 21.08.2022)* [Draft Federal Law «On Northern Delivery» (prepared by the Ministry for the Development of the Russian Far East on August 21, 2022)]. Available at: <https://garant.ru> (accessed 09 February 2023).
 31. Ryvkina M.V. Socio-economic prognosis of the Far North regions and equivalent localities. *International research journal*, 2022, no. 7-3 (121), pp 194–197. In Rus.
 32. Sokolov Yu.I. Risks of northern delivery. *Issues of Risk Analysis*, 2019, no. 16 (4), pp. 32–47. In Rus.
 33. Arkhipova O.V., Dyuba E.A., Evstegneeva Y.D., Kovalev V.Z., Paramzin A.O., Petuhova O.A. Analysis of the load curve in the isolated areas of power supply abstract. *Engineering Journal of Don*, 2019, no. 8 (59), pp. 23–27.
 34. Khamitov R.N., Kovalev V.Z., Arkhipova O.V., Esin S.S. Model of a regionally isolated electrical complex taking into account consumer electrical load schedules. *International Journal of Applied and Fundamental Research*, 2018, no. 12-2, pp. 200–204. In Rus.
 35. Rani M.D., Rao M.V.G., Prakash P.S. Power quality assessment in grid connected mode hybrid microgrid with various loads. *Journal of Theoretical and Applied Information Technology*, 2021, vol. 99, no. 18, pp. 4241–4252.

36. Ye L., Lu P., Zhao Y., Dai B., Tang Y. Review of model predictive control for power system with large-scale wind power grid-connected. *Zhongguo Dianji Gongcheng Xuebao*, 2021, vol. 41, no. 18, pp. 6189–6197. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.202599.
37. Elkholy A. Harmonics assessment and mathematical modeling of power quality parameters for low voltage grid connected photovoltaic systems. *Solar Energy*, 2019, vol. 183, pp. 315–326. DOI: 10.1016/j.solener.2019.03.009.
38. Mousavizadeh S., Haghifam M.-R., Ghanizadeh Bolandi T., Dardashzade A., Alahyari A. A novel unbalanced power flow analysis in active AC-DC distribution networks considering PWM converters and distributed generations. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2022, vol. 138, pp. 107938. DOI: 10.1016/j.ijepes.2021.107938.
39. Chen W., Fu W., Han Y., Li Q., Huang L., Xu C. Optimal configuration of wind-solar-hydrogen multi-energy complementary microgrid with demand side. *Xinan Jiaotong Daxue Xuebao*, 2021, vol. 56, no. 3, pp. 640–649. DOI: 10.3969/j.issn.0258-2724.20200163.
40. Iqbal A., Waqar A., Haider S., Ayoub A., Ul-Haq A., Zahid M. Voltage stability enhancement in grid-connected microgrid using enhanced dynamic voltage restorer (EDVR). *AIMS Energy*, 2021, vol. 9, no. 1, pp. 150–177. DOI: 10.3934/ENERGY.2021009.
41. Nadtoka I.I., Zvoznikova I.A., Turutkin S. Yu., Obydenko I.I. Effect of the duration of the electricity consumption measurement interval on the accuracy of determining the maximum design load. *Industrial Energy*, 2022, no. 12, pp. 21–25. In Rus.
42. Box G.E.P., Jenkins G.M., Reinsel G.C., Ljung G.M. *Time series analysis. Forecast and control*. New York, John Wiley & Sons Limited, 2016. 669 p.
43. Kantarovich G.G. *Lektsionnye i metodicheskie materialy. Analiz vremennykh ryadov* [Lectures and methodic materials. Time series analysis]. *Ekonomicheskii zhurnal VSHE*, 2002, no. 1, pp. 85–116.
44. Lukashin Yu.P. *Adaptivnye metody kratkosrochnogo prognozirovaniya* [Adaptive methods of short-term predicting]. Moscow, Finansy i Statistika Publ., 2003. 416 p.
45. Hamelton J.D. *Time series analysis*. Princeton, New Jersey, Princeton university press, 1994. 799 p.
46. Wold H.A. *Study in the analysis of stationary time series*. Stockholm, Almqvist and Wiksel, 1938. 214 p.
47. Cryer J.D., Kung-Sik Chan. *Time series analysis*. Iowa City, Springer Science +Business Midea, LLC, 2008. 491 p.
48. Orfanidis S.J. *Optimal signal processing*. New York, McGraw-Hill Publishing Company, 2007. 377 p.
49. Anderson T.W. *The statistical analysis of time series*. New York, London, Sydney, Toronto, John Wiley&sons Inc., 1971. 757 p.
50. Isaev Yu.N., Kabalin D.A. Holomorphic immersion as an analytical method for calculating the electrical networks of oil and gas fields. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 4, pp. 115–125. In Rus.
51. Isaev Yu.N., Kabalin D.A., Filipas A.A. Holomorphic immersion as a method for calculating steady modes of electric networks of oil and gas fields and evaluating their stability. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 2, pp. 214–228. In Rus.

Received: 13 February 2023.

Reviewed: 20 February 2023.

Information about the authors

Yusup N. Isaev, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Olga V. Arkhipova, senior lecturer, Yugra State University.

Vladimir Z. Kovalev, Dr. Sc., professor, Yugra State University; professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Rustam N. Khamitov, Dr. Sc., professor, Tyumen Industrial University; professor, Omsk State Technical University.

Компьютерная верстка *О.Ю. Аршинова*
Корректура и перевод на английский язык *С.В. Жаркова*
Дизайн обложки *Т.В. Буланова*

Фотографии на обложке взяты из личного архива
Валерия Касаткина

Руководство для авторов и образец оформления статьи: izvestiya.tpu.ru

Подписано к печати 26.02.2023. Дата выхода журнала: 28.02.2023.
Формат 60x84/8. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. 27,92. Уч.-изд. л. 25,25.
Заказ 54-23. Тираж 500 экз. Цена свободная.



Издательство

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Адрес учредителя, редакции, издателя, типографии:
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, каб. 139.