



**ИЗВЕСТИЯ
ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА
ИНЖИНИРИНГ ГЕОРСУРСОВ**

Том 336, № 3, 2025

Издается с 1903 г.

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

Volume 336, № 3, 2025

Published since 1903



**ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ**

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

**ИЗВЕСТИЯ
ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА
ИНЖИНИРИНГ ГЕОРЕСУРСОВ**

Том 336, № 3, 2025

Издательство
Томского политехнического университета
2025

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Семилетов И.П., гл. редактор, д-р геогр. наук (Россия)
Остwald P.B., канд. хим. наук (Россия)
Савичев О.Г., д-р геогр. наук (Россия)
Покровский О.С., канд. геол.-минерал. наук (Франция)
Старostenko B.I., 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)
Уленеков 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)
Алексеенко С.В., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Воропай Н.И., д-р техн. наук (Россия)
Кочегуров 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)
Зюзев 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)
Кирьянова Л.Г., канд. филос. наук (Россия)
Строкова Л.А., д-р геол.-минерал. наук (Россия)
Мазуров А.К., д-р геол.-минерал. наук (Россия)
Мостовщиков А.В., д-р техн. наук (Россия)
Хакимьянов М.И., д-р техн. наук (Россия)
Боярко Г.Ю., д-р экон. наук, канд. геол.-минерал. наук (Россия)
Стрижак П.А., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Мин Р.С., д-р хим. 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, 2025

УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

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

Учредителем является Томский политехнический университет.

Журнал зарегистрирован Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор) – 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 геоактивов.

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.

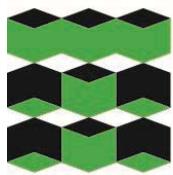
Автор статьи имеет право предложить двух рецензентов по научному направлению своего исследования.

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 336, № 3, 2025

Tomsk Polytechnic University Publishing House
2025

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)
Belozerov 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)
Alekseenko 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)
Arbusov 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)
Mostovshchikov A.V., Dr. Sc. (Russia)
Khakimyanov M.I., Dr. Sc. (Russia)
Boyarko G.Yu., Dr. Sc., Cand. Sc. (Russia)
Strizhak P.A., Dr. Sc. (Russia)
Min R.S., 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 Federal Service for Supervision of Communications, Information Technology and Mass Media (Roskomnadzor)).

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 Geoeology 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.

The journal is on open access on
www.elibrary.ru, scholar.google.com.

СОДЕРЖАНИЕ

CONTENTS

Оценка потенциального геоэкологического риска загрязнения почвенного покрова при освоении коренных месторождений алмазов (на примере Далдыно-Алакитского горнопромышленного района) Гололобова А.Г.	7	Assessment of the potential geoecological risk of soil pollution during the development of primary diamond deposits (a case study in the Daldyn-Alakitsky mining and industrial region) Gololobova A.G.
Применение карбамида для повышения эффективности соляно-кислотных обработок карбонатных коллекторов Ваганов Р.А., Жигарев В.А., Косицына С.С., Черных Д.Д.	18	Urea application to improve the efficiency of hydrochloric acid treatments of carbonate reservoirs Vaganov R.A., Zhigarev V.A., Kositsyna S.S., Chernykh D.D.
Обобщенное уравнение Роулинса-Шеллхардта и его применение для оптимизации режимов эксплуатации скважин Толпаев В.А., Ахмедов К.С.	26	Generalized Rowlins-Shellhardt equation and its application for optimization of well operation modes Tolpaev V.A., Akhmedov K.S.
Эффективность комбинирования геотехнологий при добыче золота Голик В.И.	38	Effectiveness of combining geotechnologies when mining gold Golik V.I.
Исследование влияния поверхностной пластической деформации материала бурильных труб на их технологические свойства Буглов Н.А., Пушмин П.С.	44	Effect of surface plastic deformation of drill pipes material on their technological properties Buglov N.A., Pushmin P.S.
Оценка эффективности применения метода CO ₂ -EOR для увеличения нефтеотдачи на месторождении шельфа о. Сахалин Зайнулин С.М., Сторожева А.Е.	51	Evaluation of the effectiveness of the CO ₂ -EOR method for enhanced oil recovery in the offshore Sakhalin Island field Zainulin S.M., Storozheva A.E.
Малотоннажная установка производства метанола с получением синтез-газа парциальным окислением природного газа кислородом с коррекцией состава для оптимального синтеза метанола Загашвили Ю.В., Кузьмин А.М., Ефремов В.Н.	63	Low-tonnage methanol production plant with obtaining syngas by partial oxidation of natural gas with oxygen when correcting gas composition for optimal methanol synthesis Zagashvili Yu.V., Kuzmin A.M., Efremov V.N.
Золото-кварцевое месторождение Аяхта (Енисейский кряж): условия формирования и источник флюидов Петрова М.А., Гибшер Н.А., Шапаренко Е.О., Томиленко А.А., Бульбак Т.А., Сазонов А.М., Хоменко М.О., Сильянов С.А.	74	Ayakhta gold-quartz deposit (Yenisei Ridge): formation conditions and source of fluids Petrova M.A., Gibsher N.A., Shaparenko E.O., Tomilenko A.A., Bulbak T.A., Sazonov A.M., Khomenko M.O., Silyanov S.A.
Анализ условий забуривания нового направления скважины в твердых горных породах съемным отклоняющим комплексом Нескоромных В.В., Комаровский И.А., Лысаков Д.В., Головченко А.Е., Попова М.С., Баочанг Л.	89	Analysis of conditions for drilling a new direction of a well in solid rocks with a removable deflecting complex Neskoromnykh V.V., Komarovsky I.A., Lysakov D.V., Golovchenko A.E., Popova M.S., Baochang L.
Разработка и расчет схемы комбинированной газопаровой установки с глубокой утилизацией теплоты и влаги Галашов Н.Н., Болдушевский Е.С.	100	Development and calculation of a scheme for a combined gas-steam plant with deep utilization of heat and moisture Galashov N.N., Boldushevsky E.S.
Vegetation coverage variation in relation to urbanization process in Vietnam Yen H.Ph.H., An D.T.	112	Изменения растительного покрытия в связи с процессом урбанизации во Вьетнаме Йен Х.Ф.Х., Ан Д.Ч.
Современное состояние необустроенного приповерхностного захоронения особых радиоактивных отходов на эпицентре мирного подземного ядерного взрыва «Кристалл» (Якутия): по результатам электротомографических зондирований, наземной магнитной съемки и изучения водных стоков Артамонова С.Ю., Шеин А.Н.	119	Modern state of the undeveloped near-surface disposal of special radioactive wastes at the epicenter of the peaceful underground nuclear explosion «Crystal» (Yakutia): evidence from electrical resistivity tomography, land geomagnetic survey and water runoff study Artamonova S.Yu., Shein A.N.
Численное моделирование напряженно-деформированного состояния трубопровода на болотах, балластированного утяжелителями Зарипов Р.М., Масалимов Р.Б.	141	Numerical simulation of the stress-strain state of pipelines ballasted with weighting materials in a swamp Zaripov R.M., Masalimov R.B.

Комплексная морфометрическая оценка рельефа Еврейской автономной области средствами геоинформационных систем Горюхин М.В.	155 Complex morphometric evaluation of a Jewish Autonomous Region relief by means of geographic information systems Goryukhin M.V.
Исследование демпфирующих свойств алюминиевого сплава Д16 для снижения вибративности электромеханического устройства системы жизнеобеспечения нефтегазовых станций Гаврилин А.Н., Дмитриев В.С., Ермаков Д.В., Дерусова Д.А., Беликов Р.К.	163 Damping properties of aluminum alloy D16 to reduce the vibration activity of the electromechanical device of an oil and gas station life support system Gavrilin A.N., Dmitriev V.S., Ermakov D.V., Derusova D.A., Belikov R.K.
Особенности осадконакопления терригенных отложений в позднем апте – раннем альбе на севере Ямала Недоливко Н.М., Перевертайло Т.Г.	170 Sedimentary features of terrigenous deposits (Late Aptian – Early Albian) in the northern Yamal Nedolivko N.M., Perevertaylo T.G.
Прогнозирование работы промышленной установки гидроочистки вакуумного дистиллята с применением математической модели Аркенова С.Б., Ивашкина Е.Н., Гриценко Е.Ф.	183 Forecasting the operation of an industrial vacuum distillate hydrotreating unit using a mathematical model Arkenova S.B., Ivashkina E.N., Gritsenko E.F.
Динамика пылевой нагрузки и химического состава снегового покрова в районе расположения предприятий теплоэнергетики и коксохимии (на примере г. Кемерово) Новикова В.Д., Таловская А.В., Язиков Е.Г.	193 Dynamics of particulate load and chemical composition of snow cover in the area of thermal power and coke chemistry enterprises (case for the city of Kemerovo) Novikova V.D., Talovskaya A.V., Yazikov E.G.
The decomposition possibility of vietnamese monazite concentrate by the pressure alkali method Le H.S., Luu X.D., Nguyen D.V., Trinh C.T., Karelina V.A., Smorokov A.A.	208 Возможность разложения вьетнамского монацитового концентраты щелочным методом под давлением Ле Х.Ш., Лю С.Д., Нгуен Д.В., Буй К.Ч., Кarelina В.А., Смороков А.А.
Исследования горения композитного топлива из угля и опилок Сечин А.И., Патраков Ю.Ф., Мезенцева И.Л., Сечин А.А.	222 Combustion of composite fuel from coal and sawdust Sechin A.I., Patrakov Yu.F., Mezentseva I.L., Sechin A.A.

УДК 631.4:504.5
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4785
Шифр специальности ВАК: 1.6.21

Оценка потенциального геоэкологического риска загрязнения почвенного покрова при освоении коренных месторождений алмазов (на примере Далдыно-Алакитского горнопромышленного района)

А.Г. Гололобова[✉]

Институт геологии алмаза и благородных металлов СО РАН, Россия, г. Якутск

[✉]nutu0687@mail.ru

Аннотация. Актуальность. В промышленных регионах потенциально токсичные элементы служат важнейшими индикаторами загрязнения окружающей среды, создавая потенциальный риск для экологии и здоровья экосистемы, а также человека. Почва является главным геохимическим поглотителем различных загрязняющих веществ и представляет собой среду для переноса многих загрязняющих веществ в атмосферу, гидросферу и биомассу. Поэтому необходимо провести комплексное исследование геоэкологических рисков от потенциально токсичных элементов в почвах. **Цель.** Оценка потенциального геоэкологического риска загрязнения почвенного покрова на территории промышленной площадки Удачнинского горно-обогатительного комбината с использованием различных индексов оценки загрязнения. **Объекты.** Доминирующие типы почв северо-таежных ландшафтов Далдынского кимберлитового поля. **Методы.** Атомно-абсорбционный, статистические методы. **Результаты и выводы.** Проведена оценка потенциальных источников загрязнения почв и геоэкологических рисков с использованием таких показателей загрязнения, как индекс геоаккумуляции, индекс Немерова, индекс загрязнения, индекс нагрузки загрязнения, потенциальный экологический риск. Результаты анализа данных индексов и рисков показали, что почвы территории исследования преимущественно загрязнены Ni, Co, Cr и Mn. Высокий потенциальный экологический риск имели 19,51 % объектов в зоне исследования по Mn и Ni, а низкий потенциальный экологический риск – всего 4,87 %. Анализ пространственного распределения различных индексов загрязнения показал схожие картинки, где выявлены локальные точки с высокими значениями индексов загрязнения. Горячие точки отмечены на участках воздействия отвала трубы «Удачный» и «Зарница» хвостохранилища № 2.

Ключевые слова: потенциально токсичные элементы, загрязнение, почва, кимберлитовое поле, Якутия

Благодарности: Статья подготовлена в рамках выполнения проекта по Гранту РНФ № 24-27-20128 «Исследование, идентификация и оценка потенциального геоэкологического риска загрязнения природной среды при поисках и освоении месторождений полезных ископаемых в резко континентальных биоклиматических условиях».

Для цитирования: Гололобова А.Г. Оценка потенциального геоэкологического риска загрязнения почвенного покрова при освоении коренных месторождений алмазов (на примере Далдыно-Алакитского горнопромышленного района) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 3. – С. 7–17. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4785

UDC 631.4:504.5
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4785

Assessment of the potential geoecological risk of soil pollution during the development of primary diamond deposits (a case study in the Daldyn-Alakitsky mining and industrial region)

A.G. Gololobova[✉]

Diamond and Precious Metal Geology Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Yakutsk, Russian Federation

[✉]nutu0687@mail.ru

Abstract. Relevance. Potentially toxic elements serve as the most important indicators of environmental pollution, creating a potential risk for the ecology and health of the ecosystem, as well as humans in industrial regions. Soil is the main geochemical sink for various pollutants and provides a medium for the transport of many pollutants to the atmosphere, the hydropheric and biomass. Therefore, it is necessary to conduct a comprehensive study to assess geoecological risks from potentially toxic elements in soils. **Aim.** Assessment of the potential geoecological risk of soil contamination on the territory of the industrial site of the Udachny Mining and Processing Division using various pollution assessment indices. **Objects.** Dominant soil types in the northern taiga landscapes of the Daldyn kimberlite field. **Methods.** Atomic absorption, statistical methods. **Results and conclusions.** The author has carried out the assessment of potential sources of soil pollution and geoecological risks using such pollution indicators as the geoaccumulation index, Improved Nemerov index, pollution index, pollution load index, potential ecological risk. The soils of the study area are predominantly contaminated with Ni, Co, Cr and Mn. 19.51% of objects in the study area had a high potential environmental risk for Mn and Ni, and only 4.87% had a low potential environmental risk. Analysis of the spatial distribution of various pollution indices showed similar pictures. Local points with high values of pollution indices were identified. Hot spots were noted in the areas affected by the Udachny and Zarnitsa pipes dumps and tailings dump no. 2.

Keywords: potentially toxic elements, pollution, soil, kimberlite field, Yakutia

Acknowledgements: The article was carried out within the framework of the project under the Russian Science Foundation Grant no. 24-27-20128 "Research, identification and assessment of the potential geoecological risk of environmental pollution during the search and development of mineral deposits in sharply continental bioclimatic conditions".

For citation: Assessment of the potential geoecological risk of soil pollution during the development of primary diamond deposits (a case study in the Daldyn-Alakitsky mining and industrial region). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 3, pp. 7-17. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4785

Введение

В течение последних десятилетий быстрая индустриализация оказала существенное влияние на экологическое состояние окружающей природной среды и привела к аккумуляции загрязняющих веществ, постоянно увеличивая уровень потенциально токсичных элементов (ПТЭ), циркулирующих в окружающей среде [1, 2]. Согласно исследованиям, под потенциально токсичными элементами понимают микроэлементы, токсичные в определенных концентрациях для наземных и водных организмов, а также для человека.

Основным источником поступления ПТЭ в окружающую среду являются выбросы, имеющие литогенное происхождение, связанные с геологическими процессами, а также антропогенные выбросы [3]. В горнодобывающих районах компоненты среды обогащены ПТЭ, поэтому отрасли, связанные с добычей и обогащением полезных ископаемых, вносят значительный вклад в их поступление в наземные и водные экосистемы [4, 5]. Самое большое влияние на окружающую природную среду оказывают открытые горные работы, например разработка коренных месторождений алмазов, при которых выполнение технологических операций сопровождается прямыми геомеханическими нарушениями: созданием выемок и карьеров, образованием отвалов – аэродинамическими, изменением режима водных объектов, созданием хвостохранилищ и шламонакопителей – гидрогеологическими нарушениями [6, 7]. Вследствие чего наибольшему негативному воздействию подвергается литосфера с нарушением рельефа местности и фор-

мированием нового техногенного ландшафтного облика. Опосредованное воздействие сопровождается образованием техногенных геохимических аномалий в компонентах ландшафта, где почва является главным геохимическим поглотителем различных загрязняющих веществ и представляет собой среду для переноса многих загрязняющих веществ в атмосферу, гидросферу и биомассу [8–10].

В настоящее время достаточно мало исследований содержания ПТЭ в почве в алмазодобывающих районах. Основной целью настоящих исследований является выявление геоэкологических рисков и возможных источников концентрации ПТЭ в почвенном покрове промышленной площадки алмазодобывающего комбината с использованием многомерных статистических методов и индексов оценки риска для здоровья на примере одного из наиболее крупных предприятий алмазодобычи в России. Исследование загрязнения почвы ПТЭ, предоставляющее научное руководство для раннего предупреждения неблагоприятных последствий, а также снижения георисков, является важным результатом геоэкологического состояния почв.

Объекты и методы исследования

Район исследования расположен в центральной части Далдыно-Алакитского горнорудного района Северо-Западной Якутии (северо-восток России), на территории Далдынского кимберлитового поля ($N 66^{\circ}25'47''$, $E 112^{\circ}24'07''$), в пределах промышленной площадки Удачинского горно-обогатительного комбината (рис. 1).

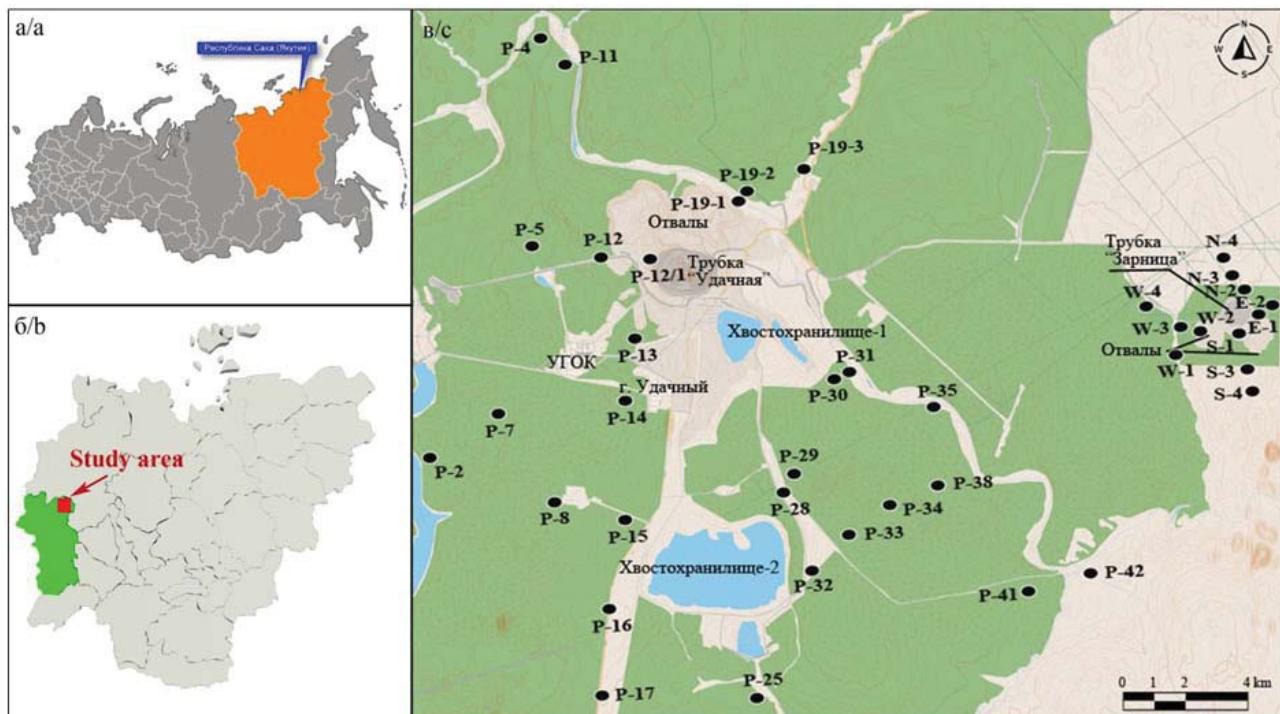


Рис. 1. Карта месторасположения района исследования с нанесением точек опробования почв на территории Удачнинского горно-обогатительного комбината

Fig. 1. Map of the location of the study area with plotting soil sampling points on the territory of the Udachny Mining and Processing Division (MPD)

Территория Далдыно-Алакитского горнопромышленного района находится в зоне сплошного распространения и близкого залегания многолетнемерзлых пород. Климат резко-континентальный, со среднегодовой температурой 12,7 °С, амплитуда максимума и минимума средних данных по месяцам составляет от -41,6 до 14,8 °С. Перепад средних температур между холодным и теплым временами года очень велик и составляет от 34 до -64 °С. Среднегодовые суммы осадков равны 200–250 мм, и 75–80 % их выпадает в теплое время года (с апреля по октябрь). Снежный покров сохраняется в течение 220–250 дней в году, высота его невелика [11]. Рельеф территории исследований холмисто-пологовувалистый с абс. отм. 400–500 м и относительными превышениями над ближайшими водотоками 100–250 м [12].

Территория Далдынского кимберлитового поля приурочена к области сопряжения юго-западного склона Анабаро-Оленекской антеклизы и северо-восточного борта Тунгусской синеклизы [13]. В его строении участвуют кристаллические породы архея, карбонатные и терригенно-карбонатные отложения венда, кембрия, ордовика и силура, терригенные образования карбона. Глубина залегания кристаллического фундамента составляет 2,4–2,5 км. Осадочный чехол интрудирован пласто-

выми телами и дайками долеритов, трубками взрыва, дайками и жилами кимберлитов. Четвертичные отложения представлены различного генезиса песками, галечниками, пылеватыми супесями, часто со значительными включениями крупнообломочного материала [14].

Основным зональным типом почв являются *Cryosols*, интразональным – *Fluvisols*, *Rendzic Leptosols* и *Umbritic Gleysols* занимают подчиненное положение [15]. Растительный покров территории исследования находится в подзоне редкостойных северотаежных лиственничных лесов. Доминируют лиственничные леса, занимающие 80 % площади территории, представленные такими типами, как *Larix gmelinii*.

Отбор проб и химический анализ. За центр площади исследований был принят карьер трубы Удачная; были отобраны образцы почвы в промышленной зоне и ее окрестностях – вблизи карьера кимберлитовых трубок, отвалов, хвостохранилищ, обогатительной фабрики и других объектов инфраструктуры. Опробование почв проводилось из поверхностного слоя почв на глубину 0–20 см, где происходят основные изменения физико-химических свойств, связанные с антропогенной нагрузкой.

Все точки наблюдения были зафиксированы с помощью системы глобального позиционирования (Global Positioning System – GPS). Классификация типов почв проводилась на ключевых площадках с погоризонтным опробованием полного почвенного профиля на всю глубину сезонно-талого слоя на основе Всемирной справочной базы [16].

Отобранные почвы были высушены до воздушно-сухого состояния. Затем почву измельчали в фарфоровой ступке и просеивали через сито диаметром 1 мм, очищая от корней растений, камней и других веществ. Почвы проанализированы на содержание подвижных форм Pb, Ni, Mn, Cd, Co, Cr, Zn и As методом атомно-абсорбционной спектрометрии на МГА-915 ГК Люмэкс в экстрагенте 1 Н HNO₃. Химический анализ каждого образца проводили в двух повторах относительно контроля аналитической точности.

Обработка данных. Полученный набор данных подвергался тестированию на нормальность распределений микроэлементов с использованием методов Колмогорова–Смирнова ($p<0,2$) и Шапиро–Уилка ($p<0,05$); если значение распределения не было нормальным, данные преобразовывали в соответствии с принципами композиционного анализа данных (CoDa) с использованием преобразования центрированного логарифмического отношения (clr) [17–20]. Для построения модели использовались только данные концентрации элементов, преобразованные методом clr, которая выполняется путем нормализации (центрирования) логарифмически преобразованных частей для каждого образца по его среднему геометрическому. Логарифмическая трансформация преобразует данные о составе (относительные значения с постоянной суммой) в многомерное реальное пространство [21], тогда как нормализация к среднему геометрическому гарантирует, что элементы с более высокой концентрацией не будут переоценены в дальнейшем статистическом анализе. Для перевода исходных данных в данные clr-преобразования использовалось программное обеспечение CoDaPack (версия 2.03.01, Университет Жироны, Испания).

Статистический анализ проводился с использованием статистического программного обеспечения SPSS 16.0 и OriginPro 2023. Кроме того, элементы контурной карты были построены методом интерполяции кригинга с помощью Surfer 25.

Индексы оценки загрязнения. Для оценки уровня загрязнения отдельных ПТЭ в почвах применяли индекс геоаккумуляции (I_{geo}) [22, 23] (1):

$$I_{geo} = \log_2 \left(\frac{C_n}{1,5 \times B_n} \right), \quad (1)$$

где C_n – измеренная концентрация микроэлементов в почве (мг/кг); B_n – геохимическое фоновое значение соответствующего микроэлемента (мг/кг) или

его эталонное значение n [24]. Коэффициент 1,5 используется для устранения возможных вариаций фоновых значений для данного микроэлемента в окружающей среде, а также небольших антропогенных воздействий [25]. Геохимический фон определяется как фактическое отсутствие элемента или компонента в почве, но это не обязательно означает низкую концентрацию этого элемента или компонента. Естественный фон представляет собой естественную концентрацию элемента на территории с низким или минимальным антропогенным воздействием и связан с почвообразующим материалом [26].

I_{geo} делится на следующие категории: незагрязненный ($I_{geo} \leq 0$); от незагрязненного до умеренно загрязненного ($0 < I_{geo} \leq 1$); умеренно загрязненный ($1 < I_{geo} \leq 2$); от умеренного до сильно загрязненного ($2 < I_{geo} \leq 3$); сильно загрязненный ($3 < I_{geo} \leq 4$); от сильно до чрезвычайно загрязненного ($4 < I_{geo} \leq 5$) и чрезвычайно загрязненный ($I_{geo} > 5$) [27].

Для оценки общих экологических рисков всех рассматриваемых ПТЭ был разработан «улучшенный» индекс Немерова (Improved Nemerow Index – INI) [28]. Традиционный метод комплексного индекса загрязнения Немерова может преувеличивать или ослаблять воздействие некоторых загрязняющих веществ, что приводит к отклонению оценки качества окружающей среды [29]. INI , основанный на индексе геоаккумуляции, более подробно определяет общее загрязнение, производимое всеми элементами. INI рассчитывается по формуле (2):

$$INI = \sqrt{\frac{I_{geo}^{max} + I_{geo}^{avg}}{2}}, \quad (2)$$

где I_{geo}^{max} и I_{geo}^{avg} – максимальное и среднее значения I_{geo} для ПТЭ в точке мониторинга соответственно.

INI делится на следующие категории: незагрязненный ($INI < 0,5$); от незагрязненного до умеренно загрязненного ($0,5 \leq INI < 1$); умеренно загрязненный ($1 \leq INI < 2$); загрязнение от умеренного до сильного ($2 \leq INI < 3$); сильно загрязненный ($3 \leq INI < 4$); загрязнение от сильного до крайне загрязненного ($4 \leq INI < 5$); крайне загрязненный ($INI \geq 5$) [30].

Общая оценка степени загрязнения почвы проведена с использованием индекса нагрузки загрязнения (Pollution Load Index – PLI), который позволяет легко доказать ухудшение состояния почвы в результате накопления ПТЭ [31, 32]. PLI рассчитывается по формулам (3), (4):

$$PLI = (PI_1 \times PI_2 \times PI_3 \times \dots \times PI_n)^{1/n}, \quad (3)$$

$$PI = \frac{C_n}{B_n}, \quad (4)$$

где PI (индекс загрязнения) представляет собой коэффициент загрязнения ПТЭ i ; C_n – измеренное

значение ПТЭ в почве; B_n – геохимическое фоновое значение ПТЭ в местной почве; n – количество ПТЭ.

PLI классифицировался как незагрязненный ($PLI \leq 1$), от незагрязненного до умеренно загрязненного ($1 < PLI \leq 2$), умеренно загрязненный ($2 < PLI \leq 3$), от умеренного до сильно загрязненного ($3 < PLI \leq 4$), сильно загрязненный ($< PLI \leq 5$) и очень сильно загрязненный ($PLI > 5$) [33].

Для оценки токсикологического воздействия ПТЭ на экосистему применяли индекс потенциального экологического риска (Potential Ecological Risk – RI) [34]. Этот метод может напрямую отражать опасность одного или нескольких элементов. Подобный подход широко применяется в мире для изучения загрязнения окружающей почвы ПТЭ в различных районах добычи полезных ископаемых и для иллюстрации потенциальных экологических рисков, связанных с общим загрязнением [35]. Уравнения для этого метода следующие (5), (6):

$$E_r^i = T_r^i P_i, \quad (5)$$

$$RI = \sum_{i=1}^n E_r^i = \sum_{i=1}^n T_r^i P_i = \sum_{i=1}^n T_r^i \frac{C_n}{B_n}, \quad (6)$$

где E_r^i – потенциальный экологический фактор риска ПТЭ i ; P_i – измеренное содержание элемента i (мг/кг); T_r^i – коэффициент реакции на токсичность ПТЭ i . Значения T_r^i для Pb, Ni, Mn, Cd, Co, Cr, Zn и As были установлены равными 5, 5, 1, 30, 5, 2, 1 и 10 соответственно [34–37].

RI имеет четыре категории экологического риска: низкий экологический риск ($RI < 150$), умеренный экологический риск ($150 \leq RI < 300$), значительный экологический риск ($300 \leq RI < 600$) и очень высокий экологический риск ($RI > 600$) [38].

Результаты и их обсуждение

Результаты расчетов I_{geo} (рис. 2, а) показали, что значения I_{geo} варьировались от -3,03 до 1,29 для Pb, от -2,23 до 5,13 для Ni, от -3,03 до 2,71 для Mn, от -2,67 до 2,76 для Cd, от -2,90 до 3,13 для Co, от -3,66 до 3,94 для Cr, от -8,15 до 1,36 для Zn, от -2,96 до 2,11 для As. По порядку средних значений I_{geo} для восьми элементов в почвах уменьшались в следующем ряду: Ni > Mn > Cr > Co > Pb > Zn > Cd > As. Соотношения уровней загрязнения почв исследуемой территории по индексу геоаккумуляции представлены в таблице.

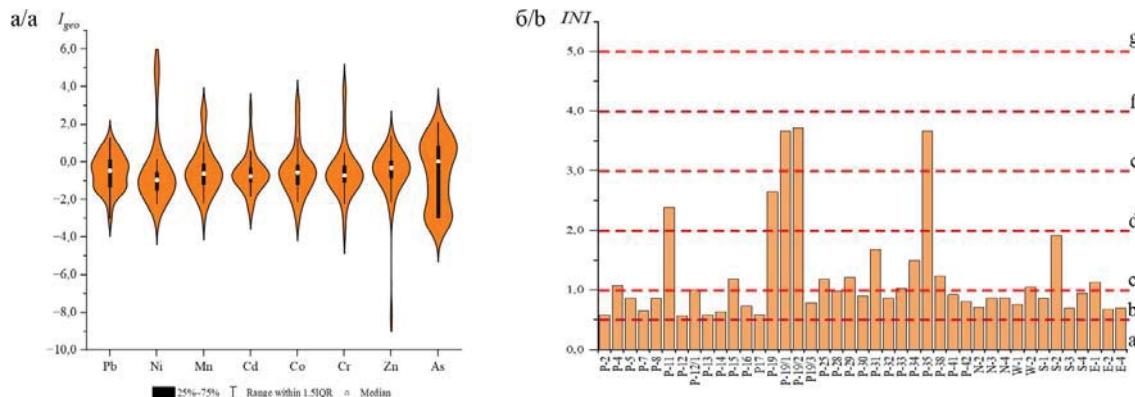


Рис. 2. Бокс-диаграмма I_{geo} (а) и «Улучшенный» INI (б) для ПТЭ в почвах: а) незагрязненный; б) от незагрязненного до умеренно загрязненного; в) умеренно загрязненный; г) сильно загрязненный; д) от умеренного до сильно загрязненного; е) сильно загрязненный; ф) от сильно до крайне загрязненного; г) крайне загрязненный

Fig. 2. а) box-plots diagram of geo-accumulation index (I_{geo}); б) improved INI for potentially toxic elements (PTE) in the soils: а) uncontaminated; б) uncontaminated to moderately contaminated; в) moderately contaminated; г) moderately to heavily contaminated; е) heavily contaminated; ф) heavily to extremely contaminated; г) extremely contaminated

Таблица. Распределение категорий загрязнения ПТЭ по индексу I_{geo}

Table. Distribution of pollution categories of PTE by index I_{geo}

Категории загрязнения/Pollution categories (%)	Pb	Ni	Mn	Cd	Co	Cr	Zn	As
незагрязненный/uncontaminated	70,8	58,5	75,6	82,9	82,9	78,0	73,2	48,8
от незагрязненного до умеренно загрязненного uncontaminated to moderately contaminated	26,8	26,8	14,6	9,80	4,88	12,2	24,4	31,7
умеренно загрязненный/moderately contaminated	2,44	4,88	2,44	4,88	4,88	2,44	2,44	17,1
от умеренного до сильно загрязненного moderately to heavily contaminated	0,00	0,00	7,33	2,44	4,88	2,44	0,00	2,44
сильно загрязненный/heavily contaminated	0,00	2,44	0,00	0,00	2,44	4,88	0,00	0,00
от сильного до крайне загрязненного heavily to extremely contaminated	0,00	2,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
сильно загрязненный/extremely contaminated	0,00	4,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

В исследуемых почвах преобладающая доля Pb, Ni, Mn, Cd, Co, Cr, Zn и As относится к незагрязненной категории и составляет 70,8; 58,5; 75,6; 82,9; 78,0; 73,2 и 48,8 %, соответственно. При этом в пробах почв имеются значения, относящиеся к загрязненной категории. Доля с умеренной категорией загрязнения составляет 2,4 и 2,44 % для Pb и Zn, соответственно; от умеренно до сильно загрязненной – 7,33; 2,44 и 2,44 % для Mn, Cd и As, соответственно; с сильным загрязнением – 2,44 и 4,88 % для Co и Cr, соответственно. Ni относится почти ко всем категориям загрязнения и достигает экстремального уровня загрязнения с долей 4,90 %. Таким образом, основными факторами риска для почв исследуемой территории являются Ni, Co, Cr и Mn.

INI по содержанию ПТЭ в почвах исследуемой территории находится в пределах 0,57–3,71 при среднем значении 1,21, что соответствует умеренному уровню загрязнения (рис. 2, б). Все образцы почвы имеют экологический риск загрязнения потенциально токсичными элементами ($INI < 0,5$). Доля от незагрязненного до умеренно загрязненного, умеренно загрязненного, от умеренного до сильно загрязненного и сильно загрязненного составляет 58,5; 29,3; 4,88 и 7,32 % соответственно, что указывает на то, что все образцы на исследуемой территории были загрязнены в разной степени. Наибольшие значения INI были зафиксированы в точках P-19-2, P-19-1 и P-35, которые расположены около отвала пустых пород трубы «Удачная» и зоны выхода высокоминерализованных вод.

Диапазон значений индекса PI почв для Pb составляет 0,18–3,69, Ni – 0,32–52,5, Mn – 0,18–9,82, Cd – 0,24–10,18, Co – 0,20–13,13, Cr – 0,12–23,06, Zn – 0,01–3,85, As – 0,19–6,46. Средние значения PI этих ПТЭ располагались в следующем порядке: Ni>Cr>Co>As>Mn>Cd>Zn>Pb. Средние значения этих элементов выше единицы, что указывает на

загрязнение почвы этими элементами (рис. 3, а). PI Pb, Mn, Cd, Co, Zn и As свидетельствовали о легком загрязнении, Cr – об умеренном загрязнении, Ni – о высоком загрязнении. Значения PLI для почв в этом исследовании варьировались от 0,85 до 1,40 со средним значением 1,02 (рис. 3, б), что соответствует уровню от незагрязненного до умеренно загрязненного. 56,10 % проб характеризуются незагрязненным уровнем, остальные 43,9 % относятся к категории от незагрязненного до умеренно загрязненного. Наибольшее значение PLI (1,40) было обнаружено в точке P-19-2, за ним следует P-19-1. Эти точки расположены около отвалов пустых пород трубы «Удачная». Коэффициенты загрязнения Ni, Cr, Co, Mn и As были выше, что привело к более высокому значению PLI в районе исследования. В точках, более удаленных от объектов воздействия промышленной площадки Удачнинского ГОК, PLI были низкими ($PLI \leq 1$).

Значения E_r каждого элемента варьировались от 1,65 до 33,0 для Pb, от 5,0 до 819,0 для Ni, от 34,8 до 1856,0 для Mn, от 0,78 до 33,6 для Cd, от 2,7 до 173,3 для Co, от 0,22 до 42,9 для Cr, от 0,05 до 36,5 для Zn, от 0,25 до 8,4 для As (рис. 4, а). Порядок средних значений E_r для исследуемых элементов составляет Mn>Ni>Co>Zn>Pb>Cd>Cr>As. Результаты комплексной оценки RI элементов колеблются от 92,0 до 2840,9 при среднем значении 485,8. К высокому экологическому риску относились 19,51 %, а доли значительного, умеренного и низкого экологического риска составили 21,95; 53,66 и 4,88 %, соответственно. Это указывает на то, что большая часть территории исследования находилась на уровне умеренного экологического риска или выше, при этом Mn и Ni являются основными факторами риска. Наибольшее значение RI было обнаружено на участке отвала пустых пород трубы «Удачная» (точка P-19-2) и около отвала трубы «Зарница» (точка S-2) (рис. 4, б).

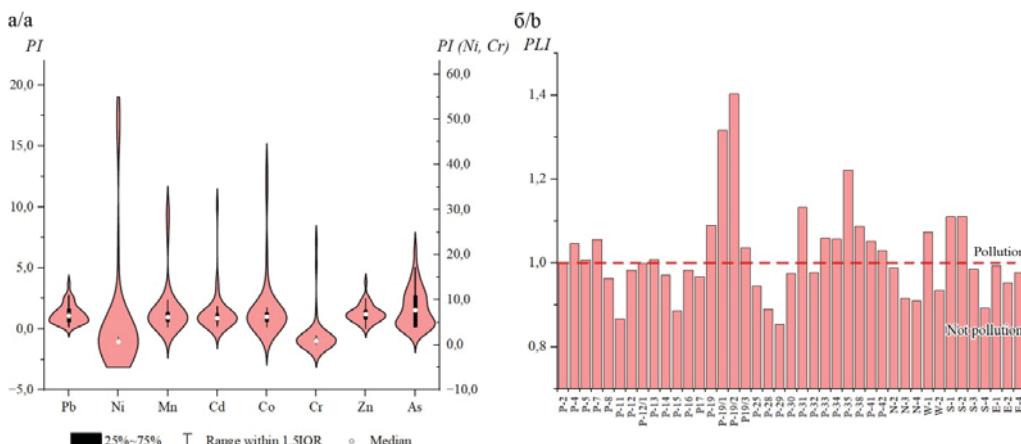


Рис. 3. а) бокс-диаграмма индекса PI ; б) PLI исследуемых точек на исследуемой территории
 Fig. 3 a) box-plots of PI , b) PLI of the researched points in the study area

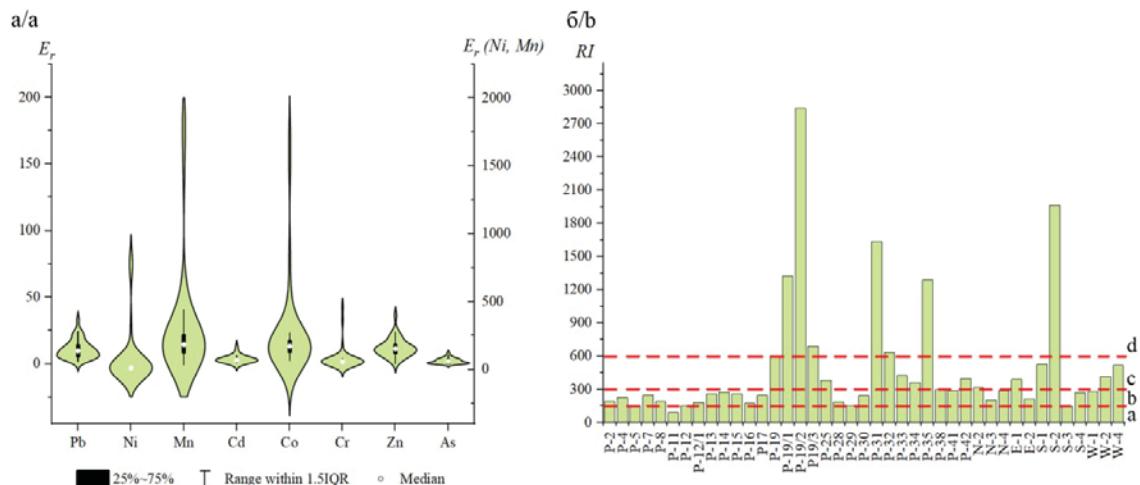


Рис. 4. а) бокс-диаграмма потенциального фактора экологического риска (E_r); б) RI: а) низкий; б) умеренный; в) значительный; г) очень высокий

Fig. 4. а) box-plots of potential ecological risk factor (E_r); b) RI: a) low; b) moderate; c) considerable; d) very high

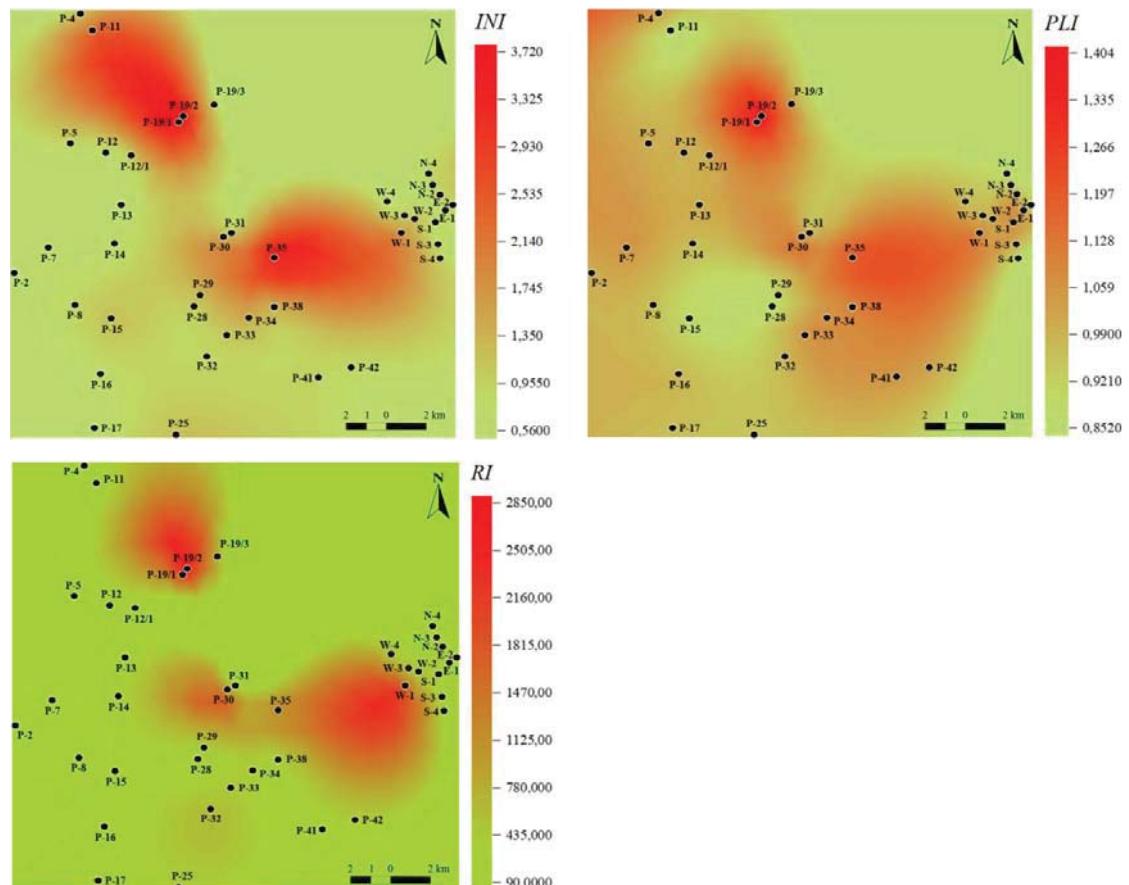


Рис. 5. Оценка загрязнения почвы ПТЭ с применением: а) INI; б) PLI; в) RI

Fig. 5. Assessment of soil contamination with PTE with the help of: a) INI; b) PLI; c) RI

В результате анализа индексов I_{geo} , PLI и RI наблюдаются схожие картинки при оценке пространственного распределения (рис. 5), примерно в одних и тех же участках фиксируются точки с высокими значениями.

Следует отметить, что существуют небольшие различия в результатах оценки применяемых индексов, главным образом из-за разных акцентов в различных методах оценки. Метод «улучшенного» INI более строгий, чем метод PLI , при оценке степени

загрязнения в некоторых точках отбора проб, поскольку этот метод отражает роль крупнейших загрязняющих элементов на экологическое состояние почвы, что приводит к более точным результатам оценки. Метод *RI* заключается, прежде всего, в том, что учитывает токсическую реакцию тяжелых металлов и объединяет экологические, токсические и экологические эффекты этих металлов для формирования индекса оценки [35, 39, 40]. Тем не менее в процессе проведения данного исследования пришли к выводу, что эти методы дополняют друг друга и имеют высокую степень эффективности.

В целом во всех трех методах выявлены элементы, которые несут наибольший вклад в загрязнении почв, – это Co, Cr, Ni, Mn – показатели ультраосновного магматизма, элементы типоморфные кимберлитам, которые отражают геохимическую специфику почв Далдынского кимберлитового поля. Накопление данных элементов показывает, что происходит вторичное загрязнение. «Горячие» точки отмечены на участках воздействия отвалов трубы «Удачная» и «Зарница», на бортах хвостохранилища № 2 и зоны выхода высокоминерализованных вод.

Таким образом, вторичное поступление взвеси мелкой пыли при ветровой эрозии пород отвалов и хвостохранилищ, воздействие транспорта и т. д. являются причинами самого высокого экологического риска, связанного с загрязнением ПТЭ.

Заключение

Результаты *INI* показали, что все пробы на исследуемой территории имели разную степень загрязнения. Среднее значение *INI* составило 1,21, что соответствует умеренному уровню загрязнения. 7,32 % образцов относились к категории сильно загрязненный. Основной вклад внесли элементы Ni, Co, Cr и Mn. Результаты расчета *PLI* выявили уровень загрязнения от незагрязненного до умеренно загрязненного. 43,9 % объектов относятся к категории от незагрязненного до умеренно загрязненного. Наибольший вклад внесли элементы Ni и Cr. Результаты оценки *RI* показали, что его среднее значение на исследуемой территории составило 485,8, что относится к значительному экологическому риску. 19,51 % объектов имели высокий экологический риск, а основными факторами риска были Mn и Ni. В результате анализа методами *INI*, *PLI* и *RI* наблюдаются схожие картины при оценке пространственного распределения, примерно в одних и тех же участках фиксируются точки с высокими значениями данных индексов. При анализе всех трех индексов выявлены элементы, которые несут наибольший вклад в загрязнении почв, – это Co, Cr, Ni, Mn. Горячие точки отмечены на участках воздействия отвала трубы «Удачная» и «Зарница», хвостохранилища № 2 и зоны выхода высокоминерализованных вод.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Health risk assessment associated to heavy metal pollution levels in Mediterranean environment soils: a case study in the watershed of Sebkhet Ariana, Tunisia / A. Ghouma, A. Aydi, J.A.R. Martin, M. Gasmi // Arabian Journal of Geosciences. – 2022. – Vol. 15. – P. 716. DOI: 10.1007/s12517-022-09877-8.
2. Urban soil and human health: review / G. Li, G.X. Sun, Y. Ren, X.S. Luo, Y.G. Zhu // European Journal of Soil Science. – 2018. – Vol. 69. – P. 196–215. DOI: 10.1111/ejss.12518.
3. The spatial distribution of potentially toxic elements in the mountain forest topsoils (the Silesian Beskids, southern Poland) / O. Rahmonov, M. Sobala, D. Środek, D. Karkosz, S. Pytel., M. Rahmonov // Scientific Reports. – 2024. – Vol. 14. – P. 338. DOI: 10.1038/s41598-023-50817-7.
4. Varela J.P., Valente A.J.M., Duraes L.J. Assessment of heavy metal pollution from anthropogenic activities and remediation strategies: a review // Journal of Environmental Management. – 2019. – Vol. 246. – P. 101–118. DOI: 10.1016/j.jenvman.2019.05.126.
5. Heavy metals in soil and plants after long-term sewage irrigation at Tianjin China: a case study assessments / W. Meng, Z. Wang, B. Hu, Z. Wang, H. Li, R.C. Goodman // Agricultural Water Management. – 2016. – Vol. 171. – P. 153–161. DOI: 10.1016/j.agwat.2016.03.013
6. Бугаева Г.Г., Когут А.В. Факторы экологического риска в зоне действия открытых горных работ // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2007. – ОВ 15. – С. 292–296.
7. Кальбеков Т. Системный анализ геоэкологического риска технологических процессов открытых горных работ // Горный журнал Казахстана. – 2013. – № 7. – С. 41–43.
8. Kabata-Pendias A. Trace elements in soils and plants. 4th ed. – Boca Raton: CRS Press, 2010. – 548 p.
9. Identifying the origins and spatial distributions of heavy metals in soils of Ju country (Eastern China) using multivariate and geostatistical approach / J. Lv, Y. Liu, Z. Zhang, J. Dai, B. Dai, Y. Zhu // Journal of Soils and Sediments. – 2015. – Vol. 15. – P. 163–178. DOI: 10.1007/s11368-014-0937-x.
10. Худякова Л.И., Войлошников О.В. Геологические риски при разработке месторождений с магнийсиликатными породами и пути их снижения // Горный информационно-аналитический вестник. – 2018. – № 2. – С. 111–117. DOI: 10.25018/0236-1493-2018-2-0-111-117.
11. Миронова С.И. Растительные сукцессии на природно-техногенных ландшафтах Западной Якутии и их оптимизация. – М.: ИД «Академия Естествознания», 2016. – 140 с.
12. Геоэкологическая ситуация в районе Айхальского ГОКа / Я. Легостаева, И. Козлова, В. Попов, Д. Ноев // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Северо-Востока России. – Якутск, 8 апреля 2020. – Якутск: СВФУ, 2020. – С. 485.
13. Мерзлотно-гидрологические условия Восточной Сибири / В.В. Шепелев, О.Н. Толстыхин, В.М. Пигузова, Н.М. Никитина, Н.С. Ломовцева, Л.Д. Иванова, И.А. Некрасов. – Новосибирск: Наука, 1984. – 191 с.

14. Легостаева Я.Б., Гололобова А.Г. Особенности распределения микроэлементов в почвах фоновых и импактных зон на участках алмазодобычи на северо-западе сибирской платформы // Известия Томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 9. – С. 142–153. DOI: 10.18799/24131830/2021/9/3364
15. Gololobova A., Legostaeva Y. An assessment of the impact of the mining industry on soil and plant contamination by potentially toxic elements in boreal forests // Forests. – 2023. – Vol. 14. – P. 1641. DOI: 10.3390/f14081641.
16. IUSS Working Group WRB, 2022. 4th ed. World Reference Base for Soil Resources. International soil classification system for naming soils and creating legends for soil maps. – Vienna, Austria: International Union of Soil Sciences, 2022. – 236 p.
17. Aitchison J. The statistical analysis of compositional data. – London, U.K.: Chapman and Hall, 1986. – 416 p.
18. Aitchison J. The statistical analysis of compositional data. – Caldwell, NJ, USA: Blackburn Press, 2003. – 460 p.
19. Pawlowsky-Glahn V., Buccianti, A. Compositional data analysis: theory and applications. – Wiley: Chichester, UK: West Sussex, UK, 2011. – 819 p.
20. The concept of compositional data analysis in practice – total major element concentrations in agricultural and grazing land soils of Europe / C. Reimann, P. Filzmoser, K. Fabian, K. Hron, M. Birke, A. Demetriadis, E. Dinelli, A. Ladenberger // Science of The Total Environment. – 2012. – Vol. 426. – P. 196–210. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2012.02.032.
21. Lawley C. Compositional symmetry between Earth's crustal building blocks // Geochemical Perspectives Letters. – 2016. – Vol. 2 (2). – P. 117–126. DOI: 10.7185/geochemlet.1612.
22. Müller G. Index of geoaccumulation in sediments of the Rhine River // Geojournal. – 1969. – Vol. 2. – P. 108–118.
23. Contamination and health risk assessment of heavy metals in China's lead–zinc mine tailings: a meta-analysis / X.Q. Kan, Y.Q. Dong, L. Feng, M. Zhou, H.B. Hou // Chemosphere. – 2021. – Vol. 267. – P. 128909. DOI: 10.1016/j.chemosphere.2020.128909.
24. Loska K., Wiechula D., Korus I. Metal contamination of farming soils affected by industry // Environment International. – 2004. – Vol. 30. – P. 159–165. DOI: 10.1016/S0160-4120(03)00157-0.
25. Evaluation of the potential risks of heavy metal contamination in rice paddy soils around an abandoned Hg mine area in Southwest China / B. Adlane, Z. Xu, X. Xu, L. Lian, J. Han, G. Qiu // Acta Geochimica. – 2020. – Vol. 39. – P. 85–95. DOI: 10.1007/s11631-019-00364-8.
26. Ambient trace element background concentrations in soils and their use in risk assessment / M.M. Díez, F. Simón, C. Martín, I. Dorronsoro, C. García, G. Van // Science of the Total Environment. – 2009. – Vol. 407. – P. 4622–4632. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2009.05.012.
27. Spatial distribution and source identification of heavy metals in surface soils in a typical coal mine city, Lianyuan, China / J. Liang, C.T. Feng, G.M. Zeng, X. Gao, M.Z. Zhong, X.D. Li, X. Li, X.Y. He, Y.L. Fang // Environmental Pollution. – 2017. – Vol. 225. – P. 681–690. DOI: 10.1016/j.envpol.2017.03.057.
28. Heavy metal(loid)s in the topsoil of urban parks in Beijing, China: concentrations, potential sources, and risk assessment / L. Liu, Q. Liu, J. Ma, H. Wu, Y. Qu, Y. Gong, S. Yang, Y. An, Y. Zhou // Environmental Pollution. – 2020. – Vol. 260. – P. 114083. DOI: 10.1016/j.envpol.2020.114083.
29. Ajani G.E., Popoola S.O., Oyatola O.O. Evaluation of the pollution status of lagos coastal waters and sediments, using physicochemical characteristics, contamination factor, Nemerow pollution index, ecological risk and potential ecological risk index // International Journal of Environment and Climate Change. – 2021. – Vol. 11. – P. 1–16. DOI: 10.9734/IJECC/2020/XXXXX.
30. Health risk assessment of heavy metal(loid)s in park soils of the largest megacity in China by using Monte Carlo simulation coupled with positive matrix factorization model / J. Huang, Y. Wu, J. Sun, X. Li, X. Geng, M. Zhao, T. Sun, Z. Fan // Journal of Hazardous Materials. – 2021. – Vol. 415. – P. 125629. DOI: 10.1016/j.jhazmat.2021.125629.
31. Problems in the assessment of heavy-metal levels in estuaries and the formation of a pollution index / D.L. Tomlinson, J.G. Wilson, C.R. Harris, D.W. Jeffrey // Helgolander Meeresun. – 1980. – Vol. 33. – P. 566–575. DOI: 10.1007/BF02414780.
32. Varol M. Assessment of heavy metal contamination in sediments of the Tigris River (Turkey) using pollution indices and multivariate statistical techniques // Journal of Hazardous Materials. – 2011. – Vol. 195. – P. 355–364. DOI: 10.1016/j.jhazmat.2011.08.051.
33. Abiliz A., Shi Q., Abulizi A. Contamination status and health risk assessment of soil heavy metals in the Northern slope of Eastern Tianshan Mountains industrial belt in Xinjiang, Northwest China // Forests. – 2022. – Vol. 13. – P. 1914. DOI: 10.3390/f13111914.
34. Hakanson L. An ecological risk index for aquatic pollution control-a sedimentological approach // Water Research. – 1980. – Vol. 14. – P. 975–1001. DOI: 10.1016/0043-1354(80)90143-8.
35. Characteristics and potential ecological risks of heavy metal content in the soil of a Plateau Alpine mining area in the Qilian Mountains / F. Zhang, G. Cao, S. Cao, Z. Zhang, H. Li, G. Jiang // Land. – 2023. – Vol. 12. – P. 1727. DOI: 10.3390/land12091727.
36. Ruey-An D., Yu-Tin L. Characterization and distribution of polycyclic aromatic hydrocarbon contaminations in surface sediment and water from Gao-ping River Taiwan // Water Research. – 2004. – Vol. 38 (7). – P. 1733–1744. DOI: 10.1016/j.watres.2003.12.042.
37. A new ecological risk assessment index for metal elements in sediments based on receptor model, speciation, and toxicity coefficient by taking the Nansihu Lake as an example / W. Zhuang, Q. Wang, L. Tang, J. Liu, W. Yue, Y. Liu, L. Yongxia, Z. Fengxia, C. Qing, W. Mantang // Ecological Indicators – 2018. – Vol. 89. – P. 725–737. DOI: 10.1016/j.ecolind.2018.02.033.
38. Assessment of heavy metal pollution in soil and associated risks in the environs adjacent to a heavy mineral sand mine on the South Coast of Kenya / P.K. Kilavi, M.I. Kaniu, J.P. Patel, I.T. Usman // Water, Air and Soil Pollution. – 2023. – Vol. 234. – P. 748. DOI: 10.1007/s11270-023-06751-5.
39. Distribution characteristics and potential ecological risk assessment of heavy metals in soils around Shannan landfill site, Tibet / W. Zhou, Z. Dan, D. Meng, P. Zhou, K. Chang, Q. Zhuoma, J. Wang, F. Xu, G. Chen // Environmental Geochemistry and Health. – 2023. – Vol. 45. – P. 393–407. DOI: 10.1007/s10653-022-01349-y.

40. Pollution level, ecological risk assessment and vertical distribution pattern analysis of heavy metals in the tailings dam of an abandon lead-zinc mine / Q. Wang, J. Cai, F. Gao, Z. Li, M. Zhang // *Sustainability*. – 2023. – Vol. 15. – P. 11987. DOI: 10.3390/su151511987.

Информация об авторе

Анна Григорьевна Гололобова, кандидат биологических наук, старший научный сотрудник, Институт геологии алмаза и благородных металлов СО РАН, Россия, 677980, г. Якутск, пр. Ленина, 39. nuta0687@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0003-0813-5404>

Поступила в редакцию: 24.07.2024

Поступила после рецензирования: 29.09.2024

Принята к публикации: 28.11.2024

REFERENCES

1. Ghouma A., Aydi A., Martin J.A.R., Gasmi M. Health risk assessment associated to heavy metal pollution levels in Mediterranean environment soils: a case study in the watershed of Sebkhet Ariana, Tunisia. *Arabian Journal of Geosciences*, 2022, vol. 15, pp. 716. DOI: 10.1007/s12517-022-09877-8.
2. Li G., Sun G.X., Ren Y., Luo X.S., Zhu Y.G. Urban soil and human health: Review. *European Journal of Soil Science*, 2018, vol. 69, pp. 196–215. DOI: 10.1111/ejss.12518.
3. Rahmonov O., Sobala M., Środek D., Karkosz D., Pytel S., Rahmonov M. The spatial distribution of potentially toxic elements in the mountain forest topsoils (the Silesian Beskids, southern Poland). *Scientific Reports*, 2024, vol. 14, pp. 338 DOI: 10.1038/s41598-023-50817-7
4. Vareda J.P., Valente A.J.M., Duraes L.J. Assessment of heavy metal pollution from anthropogenic activities and remediation strategies: a review. *Journal of Environmental Management*, 2019, vol. 246, pp. 101–118. DOI: 10.1016/j.jenvman.2019.05.126.
5. Meng W., Wang Z., Hu B., Wang Z., Li H., Goodman R.C. Heavy metals in soil and plants after long-term sewage irrigation at Tianjin China: a case study assessments. *Agricultural Water Management*, 2016, vol. 171, pp. 153–161. DOI: 10.1016/j.agwat.2016.03.013
6. Bugaeva G.G., Kogut A.V. Environmental risk factors in the area of open-pit mining. *Mining information and analytical bulletin*, 2007, OV 15, pp. 292–296. (In Russ.)
7. Kalybekov T. System analysis of geo-ecological risk of technological processes in open-pit mining. *Mining Journal of Kazakhstan*, 2013, vol. 7, pp. 41–43. (In Russ.)
8. Kabata-Pendias A. *Trace elements in soils and plants*. 4th ed. Boca Raton, CRS Press, 2010. 548 p.
9. Lv J., Liu Y., Zhang Z., Dai J., Dai B., Zhu Y. Identifying the origins and spatial distributions of heavy metals in soils of Ju country (Eastern China) using multivariate and geostatistical approach. *Journal of Soils and Sediments*, 2015, vol. 15, pp. 163–178. DOI: 10.1007/s11368-014-0937-x.
10. Khudyakova L.I., Voiloshnikov O.V. Geocological risks in the development of deposits with magnesium silicate rocks and ways to reduce them. *Mining Information and Analytical Bulletin*, 2018, vol. 2, pp. 111–117. (In Russ.) DOI: 10.25018/0236-1493-2018-2-0-111-117.
11. Mironova S.I. *Plant succession on natural-technogenic landscapes of Western Yakutia and their optimization*. Moscow, Academy of Natural Sciences Publ. House, 2016. 140 p. (In Russ.)
12. Legostaeva Y., Kozlova I., Popov V., Noev D. Geoecological situation in the area of the Aikhal Mining and Processing Plant. *Geology and mineral resources of the North-East of Russia*. Yakutsk, April 8, 2020. Yakutsk, NEFU Publ., 2020. pp. 485. (In Russ.)
13. Shepelev V.V., Tolstikhin O.N., Piguzova V.M., Nikitina N.M., Lomovtseva N.S., Ivanova L.D., Nekrasov I.A. *Permafrost-hydrogeological conditions of Eastern Siberia*. Novosibirsk, Nauka Publ., 1984. 191 p. (In Russ.)
14. Legostaeva Ya.B., Gololobova A.G. Features of the distribution of microelements in soils of background and impact zones at diamond mining sites in the north-west of the Siberian platform. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 9, pp. 142–153. DOI: 10.18799/24131830/2021/9/3364
15. Gololobova A., Legostaeva Y. An assessment of the impact of the mining industry on soil and plant contamination by potentially toxic elements in boreal forests. *Forests*, 2023, vol. 14, pp. 1641. DOI: 10.3390/fl4081641.
16. IUSS Working Group WRB, 2022. 4th ed. *World Reference Base for Soil Resources. International soil classification system for naming soils and creating legends for soil maps*. Vienna, Austria, International Union of Soil Sciences (IUSS), 2022. 236 p.
17. Aitchison J. *The statistical analysis of compositional data*. London, U.K., Chapman and Hall, 1986. 416 p.
18. Aitchison J. *The statistical analysis of compositional data*. Caldwell, NJ, USA, Blackburn Press, 2003. 460 p.
19. Pawlowsky-Glahn V., Buccianti, A. *Compositional data analysis: theory and applications*. Chichester, UK, West Sussex, UK, Wiley, 2011. 819 p.
20. Reimann C., Filzmoser P., Fabian K., Hron K., Birke M., Demetriadis A., Dinelli E., Ladenberger A. The concept of compositional data analysis in practice – total major element concentrations in agricultural and grazing land soils of Europe. *Science of The Total Environment*, 2012, vol. 426, pp. 196–210.
21. Lawley C. Compositional symmetry between Earth's crustal building blocks. *Geochemical Perspectives Letters*, 2016, vol. 2 (2), pp. 117–126.
22. Müller G. Index of geoaccumulation in sediments of the Rhine River. *Geojournal*, 1969, vol. 2, pp. 108–118.
23. Kan X.Q., Dong Y.Q., Feng L., Zhou M., Hou H.B. Contamination and health risk assessment of heavy metals in China's lead-zinc mine tailings: a meta-analysis. *Chemosphere*, 2021, vol. 267, pp. 128909. DOI: 10.1016/j.chemosphere.2020.128909.

24. Loska K., Wiechula D., Korus I. Metal contamination of farming soils affected by industry. *Environment International*, 2004, vol. 30, pp. 159–165. DOI: 10.1016/S0160-4120(03)00157-0.
25. Adlane B., Xu Z., Xu X., Lian L., Han J., Qiu G. Evaluation of the potential risks of heavy metal contamination in rice paddy soils around an abandoned Hg mine area in Southwest China. *Acta Geochimica*, 2020, vol. 39, pp. 85–95. DOI: 10.1007/s11631-019-00364-8.
26. Díez M.M., Simón F., Martín C., Dorronsoro I., García C., Van G. Ambient trace element background concentrations in soils and their use in risk assessment. *Science of the Total Environment*, 2009, vol. 407, pp. 4622–4632. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2009.05.012.
27. Liang J., Feng C.T., Zeng G.M., Gao X., Zhong M.Z., Li X.D., Li X., He X.Y. Spatial distribution and source identification of heavy metals in surface soils in a typical coal mine city, Lianyuan, China. *Environmental Pollution*, 2017, vol. 225, pp. 681–690. DOI: 10.1016/j.envpol.2017.03.057.
28. Liu L., Liu Q., Ma J., Wu H., Qu Y., Gong Y., Yang S., An Y., Zhou Y. Heavy metal(lloid)s in the topsoil of urban parks in Beijing, China: concentrations, potential sources, and risk assessment. *Environmental Pollution*, 2020, vol. 260, pp. 114083. DOI: 10.1016/j.envpol.2020.114083.
29. Ajani G.E., Popoola S.O., Oyatola O.O. Evaluation of the pollution status of lagos coastal waters and sediments, using physicochemical characteristics, contamination factor, nemerow pollution index, ecological risk and potential ecological risk index. *International Journal of Environment and Climate Change*, 2021, vol. 11, pp. 1–16. DOI: 10.9734/IJECC/2020/XXXXX.
30. Huang J., Wu Y., Sun J., Li X., Geng X., Zhao M., Sun T., Fan Z. Health risk assessment of heavy metal(lloid)s in park soils of the largest megacity in China by using Monte Carlo simulation coupled with positive matrix factorization model. *Journal of Hazardous Materials*, 2021, vol. 415, pp. 125629. DOI: 10.1016/j.jhazmat.2021.125629.
31. Tomlinson D.L., Wilson J.G., Harris C.R., Jeffrey D.W. Problems in the assessment of heavy-metal levels in estuaries and the formation of a pollution index. *Helgolander Meeresun*, 1980, vol. 33, pp. 566–575. DOI: 10.1007/BF02414780.
32. Varol M. Assessment of heavy metal contamination in sediments of the Tigris River (Turkey) using pollution indices and multivariate statistical techniques. *Journal of Hazardous Materials*, 2011, vol. 195, pp. 355–364. DOI: 10.1016/j.jhazmat.2011.08.051.
33. Abiliz A., Shi Q., Abulizi A. Contamination status and health risk assessment of soil heavy metals in the Northern Slope of Eastern Tianshan mountains industrial Belt in Xinjiang, Northwest China. *Forests*, 2022, vol. 13, pp. 1914. DOI: 10.3390/f13111914.
34. Hakanson L. An ecological risk index for aquatic pollution control-a sedimentological approach. *Water Research*, 1980, vol. 14, pp. 975–1001. DOI: 10.1016/0043-1354(80)90143-8.
35. Zhang F., Cao G., Cao S., Zhang Z., Li H., Jiang G. Characteristics and potential ecological risks of heavy metal content in the soil of a Plateau Alpine Mining Area in the Qilian Mountains. *Land*, 2023, vol. 12, pp. 1727. DOI: 10.3390/land12091727.
36. Ruey-An D., Yu-Tin L. Characterization and distribution of polycyclic aromatic hydrocarbon contaminations in surface sediment and water from Gao-ping River Taiwan. *Water Research*, 2004, vol. 38 (7), pp. 1733–1744. DOI: 10.1016/j.watres.2003.12.042.
37. Zhuang W., Wang Q., Tang L., Liu J., Yue W., Liu Y., Yongxia L., Fengxia Z., Qing C., Mantang W. A new ecological risk assessment index for metal elements in sediments based on receptor model, speciation, and toxicity coefficient by taking the Nansihu Lake as an example. *Ecological Indicators*, 2018, vol. 89, pp. 725–737. DOI: 10.1016/j.ecolind.2018.02.033.
38. Kilavi P.K., Kaniu M.I., Patel J.P., Usman I.T. Assessment of heavy metal pollution in soil and associated risks in the environs adjacent to a heavy mineral sand mine on the South Coast of Kenya. *Water, Air and Soil Pollution*, 2023, vol. 234, pp. 748. DOI: 10.1007/s11270-023-06751-5.
39. Zhou W., Dan Z., Meng D., Zhou P., Chang K., Zhuoma Q., Wang J., Xu F., Chen G. Distribution characteristics and potential ecological risk assessment of heavy metals in soils around Shannan landfill site, Tibet. *Environmental Geochemistry and Health*, 2023, vol. 45, pp. 393–407. DOI: 10.1007/s10653-022-01349-y.
40. Wang Q., Cai J., Gao F., Li Z., Zhang M. Pollution level, ecological risk assessment and vertical distribution pattern analysis of heavy metals in the tailings dam of an abandon lead-zinc mine. *Sustainability*, 2023, vol. 15, pp. 11987. DOI: 10.3390/su151511987.

Information about the author

Anna G. Gololobova, Cand. Sc., Senior Researcher, Diamond and Precious Metal Geology Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 39, Lenin avenue, Yakutsk, 677980, Russian Federation. nuta0687@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0003-0813-5404>

Received: 24.07.2024

Revised: 29.09.2024

Accepted: 28.11.2024

УДК 622.276.63
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4679
Шифр специальности ВАК: 2.8.4

Применение карбамида для повышения эффективности соляно-кислотных обработок карбонатных коллекторов

Р.А. Ваганов, В.А. Жигарев[✉], С.С. Косицына, Д.Д. Черных

Сибирский федеральный университет, Россия, г. Красноярск

[✉]VZhigarev@sfu-kras.ru

Аннотация. Актуальность. Определяется тенденцией ежегодного увеличения доли месторождений, вовлеченных в промышленную разработку и приуроченных к карбонатным коллекторам, предопределяет перспективы развития методов интенсификации притока. В статье рассматриваются вопросы, связанные с повышением эффективности соляно-кислотных обработок карбонатных коллекторов. **Цель.** Определение технологического решения, позволяющего повысить эффективность соляно-кислотных обработок на карбонатных коллекторах. **Методы.** Экспериментальные исследования, статистические методы. **Результаты и выводы.** Проведён анализ кислотных составов, применяемых для соляно-кислотных обработок. Приведены результаты лабораторных исследований соляно-кислотных составов на керне с месторождения Восточной Сибири. Определена совместимость пластовых флюидов и кислотных составов, а также скорость растворения керна для выбранных составов. Проведены эксперименты по определению фильтрационно-ёмкостных свойств образцов керна. Определены средние величины прироста пористости и проницаемости образцов керна после фильтрационных экспериментов при прокачивании через них исследуемых кислотных составов. Подтверждена в лабораторных условиях эффективность применения карбамида в качестве модификатора соляной кислоты для селективных соляно-кислотных обработок карбонатных коллекторов. Получена зависимость изменения скорости реакции соляной кислоты с доломитом от концентрации карбамида. Подтверждена возможность применения карбамида в качестве модификатора соляной кислоты для повышения её реакционной способности с карбонатной породой. Оценён ожидаемый эффект от применения карбамида при соляно-кислотных обработках карбонатных коллекторов, а также прогнозные значения прироста по добыче нефти после проведения селективных соляно-кислотных обработок механическим методом с карбамидом. Показано, что при использовании кислотного состава с карбамидом потенциал эффекта по приросту добычи нефти на 26 % повышает эффективность по сравнению с использованием базового раствора 24 % HCl при соляно-кислотных обработках. Также проведён анализ конкурентных преимуществ карбамида по отношению к аналогам на Российском рынке. Показано, что данный реагент широкодоступен на российском рынке и стоимость его ниже, чем у реагентов, представленных при тестировании кислотных составов.

Ключевые слова: соляная кислота, карбамид, модификатор, карбонатный коллектор, реакционная способность, керн

Благодарности: Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования РФ (FSRZ-2020-0012).

Для цитирования: Применение карбамида для повышения эффективности соляно-кислотных обработок карбонатных коллекторов / Р.А. Ваганов, В.А. Жигарев, С.С. Косицына, Д.Д. Черных // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 3. – С. 18–25. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4679

UDC 622.276.63
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4679

Urea application to improve the efficiency of hydrochloric acid treatments of carbonate reservoirs

R.A. Vaganov, V.A. Zhigarev[✉], S.S. Kositsyna, D.D. Chernykh

Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russian Federation

[✉]VZhigarev@sfu-kras.ru

Abstract. Relevance. The trend of an annual increase in the share of fields introduced into industrial development and confined to carbonate reservoirs. Predetermines the prospects for the development of inflow stimulation methods. The article deals with issues related to increasing the efficiency of hydrochloric acid treatments of carbonate reservoirs. **Aim.** Determination of technological solutions to increase the efficiency of hydrochloric acid treatments on carbonate reservoirs.

Methods. Experimental research, statistical methods. **Results and conclusions.** The paper introduces the analysis of acid compositions used for hydrochloric acid treatments and the results of laboratory studies of hydrochloric acid compositions on core samples in the Eastern Siberia. The authors have determined the compatibility of formation fluids and acid compositions as well as the rate of core dissolution for selected compositions. The authors carried out the experiments on measuring the filtration-capacitive properties of core samples. The effectiveness of using urea as a hydrochloric acid modifier for selective hydrochloric acid treatments of carbonate reservoirs was confirmed in laboratory conditions. The authors obtained the changes in the rate of hydrochloric acid with dolomite from urea residues. They assessed the expected effect from urea use in hydrochloric acid treatments of carbonate reservoirs and the predicted values of the increase in oil production after hydrochloric acid treatments with urea. It was shown that using an acid composition with urea increases the efficiency of oil production by 26% compared to the application of a base solution of 24% HCl during hydrochloric acid treatments. The paper introduces the analysis of the competitive advantages of urea in comparison with analogues on the Russian market. This showed that this reagent is widely available on the Russian market and its cost is lower than that of the reagents presented when testing acid compositions.

Keywords: hydrochloric acid, urea, modifier, carbonate reservoir, reactivity, core

Acknowledgements: The work was carried out within the framework of the state assignment of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (FSRZ-2020-0012).

For citation: Vaganov R.A., Zhigarev V.A., Kositsyna S.S., Chernykh D.D. Urea application to improve the efficiency of hydrochloric acid treatments of carbonate reservoirs. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 3, pp. 18–25. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4679

Введение

Тенденция ежегодного увеличения доли месторождений, вовлеченных в промышленную разработку и приуроченных к карбонатным коллекторам, предопределяет перспективы развития методов интенсификации притока. Зачастую карбонатные коллекторы характеризуются сложным геологическим строением и обладают трудноизвлекаемыми запасами нефти. В условиях ухудшения ресурсной базы нефтегазодобывающей отрасли продолжают оставаться нерешенными вопросы, связанные с кольматацией призабойной зоны пласта при бурении и в процессе эксплуатации скважин, что осложнено низкой реакционной способностью соляной кислоты с доломитом и поглощениями кислотных составов при соляно-кислотных обработках (далее – СКО). Одним из ключевых подходов по направлению повышения эффективности СКО продолжает оставать-

ся модификация кислотных составов (далее – КС(АС)) на базе соляной кислоты.

Цель научно-исследовательской работы заключалась в определении технологического решения, позволяющего повысить эффективность СКО на карбонатных коллекторах.

Проведённый анализ публикаций по теме научного исследования [1–7] позволил определить основные тенденции в сфере улучшения КС на базе соляной кислоты. Установлено, что наиболее перспективными методами повышения эффективности КС является включение в состав соляной кислоты следующих добавок:

- замедлителей (слабые органические кислоты, нефtekислотные эмульсии, загущенные или вязкие кислоты, пенокислоты и т. д.);
- отклонителей (твёрдые частицы, полимерные гели, отклонители-пены, вязкоупругие поверхности).

но-активные вещества (далее – ПАВ), самоотклюняющиеся кислотные составы и т. д.) [8–14];

- веществ, влияющих на смачиваемость (анионные и катионные ПАВ, взаимные растворители, низкомолекулярные спирты и т. д.).

Значительный интерес представляет использование карбамида в качестве модификатора соляной кислоты. Данный метод повышения эффективности СКО на сегодняшний день является наименее изученным по сравнению с упомянутыми выше.

Карбамид (мочевина) – азотсодержащее соединение, удобрение, представляет собой кристаллическое вещество без запаха, хорошо растворяется в воде. Взрывопожаробезопасен, нетоксичен, коррозийно не активен.

В работе [15] описывается успешный опыт применения карбамида для комплексной обработки призабойной зоны (далее – ОПЗ) терригенных коллекторов на примере Ярегского нефтяного месторождения. При последовательной закачке в пласт карбамида, нитрита натрия и соляной кислоты образуется большое количество нетоксичных газов (углекислого и азота), которые интенсифицируют процесс нефтеизвлечения. Подтверждено, что комбинированное воздействие на пласт паром и продуктами разложения азотсодержащих соединений (карбамида и нитрита натрия) способствует увеличению темпов отбора нефти и повышению охвата залежи процессом теплового воздействия.

Известен патент [16], в котором предлагается к применению соляно-кислотный состав для обработки и разглинизации призабойной зоны пласта, содержащий соляную кислоту, ПАВ, добавки и воду, отличающийся тем, что в качестве добавки состав содержит нитрат карбамида, бисульфат натрия, комплексон.

В результате проведенного анализа применяемых технических решений для СКО установлено, что наиболее успешной технологией является селективная СКО механическим методом, а также выявлена возможность модернизации КС. На месторождениях восточной Сибири для СКО применяется 24 % раствор HCl без модификаторов.

Объекты и методика исследования

В качестве наиболее перспективных модификаторов HCl были выбраны следующие добавки:

- Катол-40 (ГК «Миррико»);
- комплексная добавка АО «Нефтетранссервис» (далее – НТС), состоящая из: диспергатора AS-DI – 0,1 мас. %, стабилизатора железа AS-IR – 1 мас. %, деэмульгатора AS-DA – 0,5 мас. %, ингибитора коррозии AS-CO – 0,1 мас. %;
- мочевина (карбамид).

Катол-40 и НТС активно применяются при СКО на месторождениях-аналогах и обладают подтверждённой на практике эффективностью.

Для проведения лабораторных исследований были приготовлены 6 КС:

- 24 % HCl;
- 24 % HCl + 6 % Катол-40;
- 24 % HCl + НТС;
- 24 % HCl + 4 % карбамида;
- 24 % HCl + 8 % карбамида;
- 24 % HCl + 12 % карбамида.

Комплекс лабораторных исследований состоит из пяти этапов:

- определение совместимости выбранных кислотных составов с пластовыми флюидами;
- определение скорости растворения керна;
- измерение пористости керна;
- определение коэффициента проницаемости по газу;
- фильтрационные эксперименты с кислотными составами на образцах керна.

Определение совместимости выбранных кислотных составов с пластовыми флюидами производили по методике, описанной в работе [17]. Раствор кислоты и тестируемые кислотные составы с добавкой 2000 и 5000 ppm Fe^{3+} смешивали с нефтью в соотношении 25/75 %, 50 /50 % и 75/25 % (об.), и в соотношении 5:95 % с попутно-добываемой водой, тщательно перемешивали в течение 30 сек. и выдерживали при температуре забоя скважины (30 °C) в режиме статического отстоя в термостате. По истечении 5, 10 и 30 мин фиксировали факт образования эмульсии, помутнения, изменения цвета и/или выпадения осадков, объем отделившейся воды. Через 30 минут выдерживания смеси фильтровали через сито 100 меш на предмет образования сгустков или осадков.

Скорость растворения керна определялась по методике, описанной в [17, 18]. В ёмкости помещали 30 г кислотного состава (из расчёта 1/10 к массе кубиков керна, масса которых в среднем составляла 3,0 г). В ёмкость помещали подготовленные кубики керна и выдерживали в течение 10, 30, 90 и 300 минут, помещая новый образец в тот же КС. По истечении времени пробы нейтрализовали 5 % раствором щелочи NaOH и промывали проточной водой. Рыхлую породу с поверхности кубика удаляли, кубики сушили в сушильном шкафу до постоянного веса при температуре 110 °C, охлаждали в эксикаторе до комнатной температуры и взвешивали с точностью до 0,0002 г.

Скорость растворения керна V_p , в $g/m^2\cdot\text{мин}$ рассчитывали по формуле:

$$V_p = \frac{m_1 - m_2}{S \cdot \Delta t},$$

где m_1 – масса пробы до начала анализа, г; m_2 – масса пробы после анализа, г; S – площадь поверхности пробы, m^2 ; Δt – время контакта породы с КС, мин.

Растворимость керна рассчитывали по формуле:

$$K = \frac{m_1 - m_2}{m_1} \cdot 100\%,$$

где m_1 – масса пробы до начала анализа, г; m_2 – масса пробы после анализа, г.

Измерение пористости образцов керна осуществлено методом жидкостенасыщения по пластовой воде с учетом внешних каверн и трещин, согласно [19].

Исследование проницаемости образцов керна проводилось с помощью пермеаметра PERG-200TM – это газовый пермеаметр с ручным управлением на базе цифровых технологий для точного определения проницаемости в ограниченном диапазоне образцов и проницаемости (измерительный диапазон от 0,1 до 1500 мД).

Фильтрационные эксперименты с кислотными составами на образцах керна проводились на установке пермеаметр PREL-200 CORE LABORATORIES INSTRUMENTS. Фильтрационные испытания проводятся при термобарических условиях пласта (30 °C, соответствующее давление обжима и противодавление). Используется коллекция экстрагированных образцов керна продуктивного пласта с известным значением коэффициента проницаемости по газу. Фильтрация пластовой воды проводится через водонасыщенный образец керна в количестве трех поровых объемов. Выполняется определение коэффициента проницаемости по воде. Далее проводится фильтрация изовискозной модели нефти через образец керна в количестве трех поровых объемов. Определяется коэффициент фазовой проницаемости по нефти. После этого выполняется фильтрация тестируемых кислотных составов через образец керна в количестве, требуемом для получения представительного результата. Осуществляется выдержка в термобарических условиях насыщенного кислотой образца до полной нейтрализации кислоты. Далее фильтруется изовискозная модель нефти через образец керна в количестве трех поровых объемов для определения коэффициент фазовой проницаемости по нефти после кислотной обработки.

Результаты исследования и их обсуждение

При несовместимости кислотного состава и пластовых флюидов происходит кольматация пустот коллектора высоковязкими эмульсиями и/или образующимися осадками [20–22]. Ввиду этого все исследуемые кислотные составы подвергаются анализу на совместимость с пластовыми флюидами (таблица).

Все исследуемые КС, за исключением состава 24 % HCl+6 % Катол-40, прошли тест на совместимость и могут быть использованы в качестве КС для СКО на месторождении Восточной Сибири. Ввиду получения неудовлетворительных результатов по тесту на совместимость 24 % HCl + 6 % Катол-40 с

пластовым флюидом данный КС не рекомендуется к применению. Однако из дальнейшей серии испытаний КС на основе Катол-40 не исключен.

Таблица. Результаты тестирования кислотных составов с пластовым флюидом на образование устойчивой эмульсии и осадка

Table. Results of testing acid compositions with formation fluid for the formation of a stable emulsion and sediment

КС/AC	Концентрация Fe Fe concentration	Результат				
		5 % пласт. воды Reservoir water+5% KC/AC	75 % нефти (oil)+25 % KC/AC	50 % нефти (oil)+50 % KC/AC	25 % нефти (oil)+75 % KC/AC	
24 % HCl	2000	+	+	+	+	Тест пройден Test passed
24 % HCl+6 % Катол-40 (Cathol-40)	2000	–	Пена/Foam			Тест не пройден, т. к. стойкая пена Test failed because of persistent foam
24 % HCl+HTC	2000	+	+	+	+	Тест пройден Test passed
24 % HCl+ 4 % CH ₄ N ₂ O	2000	+	+	+	+	
24 % HCl+ 8 % CH ₄ N ₂ O	2000	+	+	+	+	
24 % HCl+ 12 % CH ₄ N ₂ O	2000	+	+	+	+	

С целью определения влияния концентрации карбамида в КС на скорость растворения керна проведена серия экспериментов по растворению кубиков керна (рис. 1).

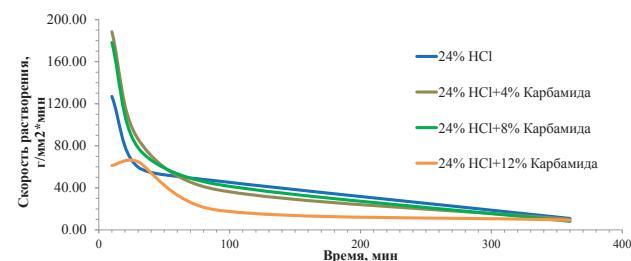


Рис. 1. Скорость растворения керна кислотными составами на основе карбамида

Fig. 1. Core dissolution rate with urea-based acid compositions

Повышение концентрации карбамида в КС на основе 24 % HCl с 4 до 8 % приводит к незначительному снижению начальной скорости растворения керна (время обработки 30 мин) и увеличению

скорости растворения при длительной обработке (время обработки до 300 мин). При этом увеличение концентрации карбамида до 12 % снижает скорость растворения ниже, чем в базовом растворе 24 % HCl. Таким образом, добавление к соляной кислоте карбамида в концентрации до 8 % повышает реакционную способность КС при обработке призабойной зоны. Оптимальная концентрация карбамида для 24 % HCl составляет 8 %.

Для КС на основе чистой соляной кислоты с добавкой Катол-40, НТС и 8 % карбамида были определены скорость растворения и растворимость керна. На рис. 2 представлены результаты сравнения максимальной скорости растворения керна.

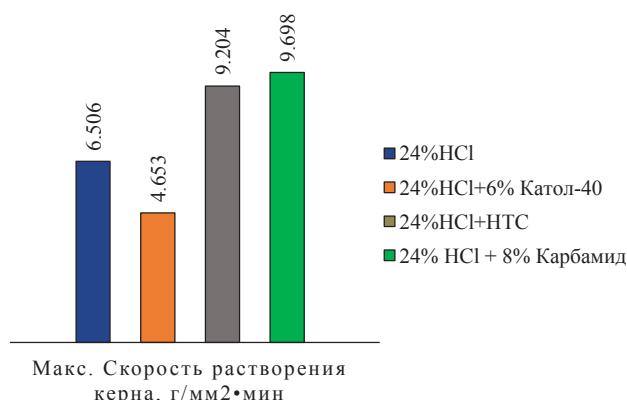


Рис. 2. Результаты определения скорости растворения керна
 Fig. 2. Results of core dissolution rate determination

Максимальная скорость растворения для составов Катол-40 и НТС в 1,4 и 2,5 раза меньше по сравнению с 24 % HCl без добавок соответственно. При этом максимальная скорость растворения КС с карбамидом в 1,4 раза выше базового КС. Полученные данные позволяют сделать вывод о механизме работы добавок – Катол-40 и НТС выступают в качестве замедлителей и позволяют обеспечить более глубокое проникновение КС в пласт при СКО, а добавка карбамида позволяет повысить реакционную способность КС при очистке призабойной зоны пласта.

Для оценки эффективности исследуемых КС проведены фильтрационные испытания на образцах керна, определены пористость и проницаемость образцов керна. На рис. 3 приведены средние значения прироста пористости и проницаемости образцов керна после СКО исследуемыми КС.

Опираясь на данные, приведённые на рис. 3, оптимальным КС является 24 % HCl + 8 % карбамида, для которого характерно максимальное увеличение проницаемости и конкурентное увеличение пористости по сравнению с аналогами.

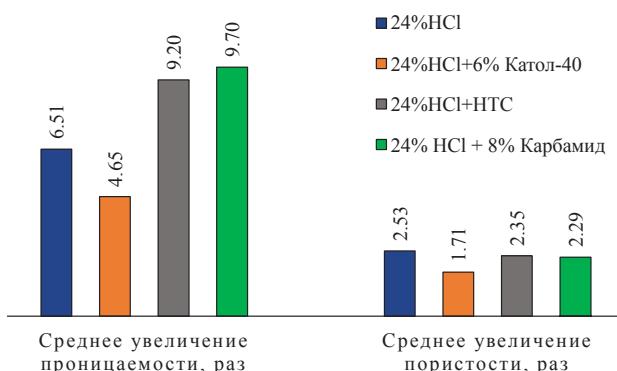


Рис. 3. Результаты фильтрационных исследований кислотных составов на образцах керна
 Fig. 3. Results of filtration studies of acid compositions on core samples

Результаты оценки эффекта по запускным дебитам и добыче нефти от применения карбамида в качестве модификатора соляной кислоты для селективных СКО механическим методом приведены на рис. 4.

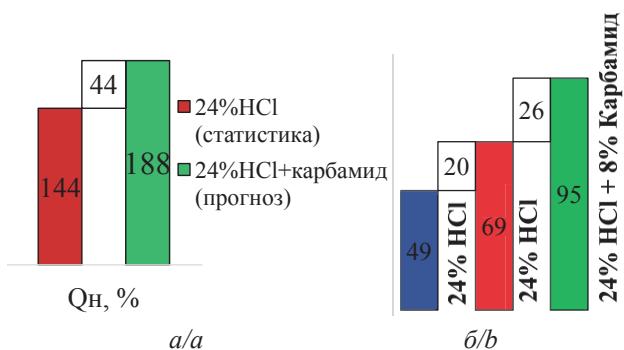


Рис. 4. Прогнозные значения изменения дебита и объемов добычи нефти после СКО: а) среднее увеличение запускных дебитов нефти, %; б) потенциал эффекта по приросту добычи нефти, %
 Fig. 4. Forecast values for changes in flow rate and oil production volumes after hydrochloric acid treatment: a) average increase in starting oil production rates, %; b) potential effect on the increase in oil production, %

На рис. 4, а на диаграмме среднего увеличения запускных дебитов нефти показано, что после СКО раствором 24 % HCl дебит возрастает на 144 % по сравнению с дебитом, который был на скважине перед проведением СКО. По прогнозам после обработки скважины раствором 24 % HCl + 8 % карбамида ожидается увеличение дебита на 44 % по сравнению с базовым раствором 24 % HCl, что составит 188 % от дебита скважин перед проведением СКО. На рис. 4, б показан эффект прироста добычи нефти от проведения СКО. Показано влияние обработки призабойной зоны кислотными составами: синий

столбец – данные, полученные при проникновении раствора 24 % HCl на расстояние, которое составляет 10 % от радиуса загрязнённого участка; красный столбец – при проникновении на расстояние 60 % от радиуса загрязнённого участка раствора 24 % HCl; зелёный столбец – при радиусе проникновения раствором 24 % HCl + 8 % карбамида, которое составляет 100 % от радиуса загрязнённого участка.

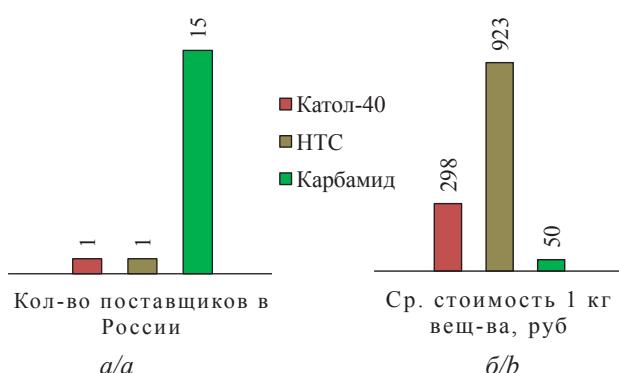


Рис. 5. Конкурентные преимущества карбамида на Российском рынке: а) диаграмма оценки количества поставщиков; б) средняя стоимость 1 кг реагентов

Fig. 5. Competitive advantages of urea on the Russian market: a) diagram for assessing the number of suppliers; b) average cost of 1 kg of reagents



Рис. 6. Карта поставщиков карбамида в России

Показано, что при использовании раствора 24 % HCl + 8 % карбамида и при радиусе проникновения 100 % от радиуса загрязнённого участка эффект прироста добычи составит 26 % по сравнению со

случаем, когда радиус проникновения раствором 24 % HCl составляет 60 % от радиуса загрязнённого участка.

Проведённый анализ рынка отобранных ранее модификаторов соляной кислоты подтверждает конкурентные преимущества карбамида по сравнению с аналогами (рис. 5). Насчитываются 15 официальных поставщиков карбамида в России (рис. 6).

Заключение

Проведён анализ кислотных составов, применяемых для СКО, по результатам которого были отобраны составы-претенденты.

Определена совместимость пластовых флюидов и кислотных составов, а также скорость растворения керна для выбранных составов. Подтверждена в лабораторных условиях эффективность применения карбамида в качестве модификатора соляной кислоты для селективных СКО карбонатных коллекторов. Получена зависимость изменения скорости реакции соляной кислоты с доломитом от концентрации карбамида. Повышение концентрации карбамида с 4 до 8 % в КС на основе 24 % HCl приводит к незначительному снижению начальной скорости растворения керна и увеличению скорости растворения при длительной обработке. При этом увеличение концентрации карбамида до 12 % снижает скорость растворения ниже, чем в базовом растворе 24 % HCl. Таким образом, добавление к соляной кислоте карбамида в концентрации до 8 % повышает реакционную способность КС при обработке призабойной зоны. Помимо этого, оценены прогнозные значения прироста по добыче нефти после проведения селективных СКО механическим методом с карбамидом. Показано, что при использовании кислотного состава с карбамидом повышается эффективность добычи нефти на 26 % по сравнению с использованием базового раствора 24 % HCl при СКО. Также проведён анализ конкурентных преимуществ карбамида по отношению к аналогам на Российском рынке. Показано, что данный реагент широкодоступен на российском рынке и стоимость его ниже, чем у реагентов, представленных при тестировании кислотных составов. Таким образом, в результате проведённого исследования можно рекомендовать применение добавки карбамида для увеличения эффективности СКО.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Daccord G., Toubouli E., Lenormand R. Carbonate acidizing: toward a quantitative model of the wormholing phenomenon // SPE production engineering. – 1989. – Vol. 4 (1). – P. 63–68. DOI: 10.2118/16887-PA.
2. Matrix acidizing in carbonate rocks and the impact on geomechanical properties: a review / U. Alameedy, A. Fatah, A.K. Abbas, A. Al-Yaseri // Fuel. – 2023. – Vol. 349. – P. 128586. DOI: 10.1016/j.fuel.2023.128586.
3. Al-Douri A.F., Sayed M.A., Nasr-El-Din H.A. A new organic acid to stimulate deep wells in carbonate reservoirs // SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. – The Woodlands, Texas, USA, April 2013. SPE 164110. DOI: 10.2118/164110-MS

4. Андреев К.В. Исследования повышения приемистости нагнетательных скважин самоотклоняющимися кислотными составами в слоисто-неоднородном карбонатном коллекторе // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 11. – С. 98–101. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-11-98-102
5. Джадарпур Х., Петраков Д.Г., Орлов М.С. Оптимизация кислотной обработки матрицы нефтенасыщенного карбонатного коллектора // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – 2017. – № 5. – С. 46–49.
6. Джадарпур Х., Петраков Д.Г. Исследование влияния добавления ПАВ в соляную кислоту на скорости реакции и растворения при обработке карбонатных коллекторов // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – 2018. – № 4. – С. 35–38.
7. Хакимов А.А., Саттаров Р.И., Качурин А.В. Повышение эффективности кислотных обработок скважин химическими методами // Нефтяное Хозяйство. – 2011. – № 11. – С. 106–107.
8. Acid placement: an effective VES system to stimulate high-temperature carbonate formations / A.M. Gomaa, J. Cutler, Q. Qu, E.C. Kay // SPE International Production and Operations Conference & Exhibition. – Doha, Qatar, May 2012. DOI: 10.2118/157316-MS
9. A novel diverting acid stimulation treatment technique for carbonate reservoirs in China / F. Zhou, Y. Liu, S. Zhang, X. Li, C. Xiong, X. Yang, X. Liu, Y. Shi, X. Li, F. Zhang, H. Shi, J. Shen, Y. Xuefang // Asia Pacific Oil and Gas Conference & Exhibition. – Jakarta, Indonesia, August 2009. DOI: 10.2118/123171-MS
10. Experimental study of the influence of the content of calcite and dolomite in the rock on the efficiency of acid treatment / D.A. Martyushev, S.K. Govindarajan, Y. Li, Y. Yang // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 208 E. – P. 109770. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109770
11. Alleman D., Qi Q., Keck R. The development and successful field use of viscoelastic surfactant-based diverting agents for acid stimulation // Paper presented at the International Symposium on Oilfield Chemistry. – Houston, Texas, February 2003. DOI: 10.2118/80222-MS
12. Quantitative analysis of reaction-rate retardation in surfactant-based acids / H.A. Nasr-El-Din, A.M. Al-Mohammad, A.D. Al-Aamri, M.A. Al-Fahad, F. F. Chang // SPE production engineering. – 2009. – Vol. 24. – P. 107–116. DOI: 10.2118/107451-PA
13. Якимова Т.С. Самоотклоняющиеся кислотные составы как метод интенсификации добычи нефти в карбонатных коллекторах // Недропользование. – 2021. – Т. 21. – № 4. – С. 171–175.
14. Иванова Е.М., Борхович С.Ю. Применение самоотклоняющихся кислотных составов для повышения эффективности кислотных обработок трещиновато-пористых карбонатных коллекторов // Управление техносферой. – 2022. – Т. 5. – Вып. 1. С. 243–261. DOI: 10.34828/UdSU.2022.58.64.010 URL: <https://technosphere-ing.ru> (дата обращения 15.04.2024).
15. Рузин Л.М., Морозюк О.А. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика). – Ухта: УГГУ, 2014 – 127 с.
16. Солянокислотный состав для обработки и разглинизации призабойной зоны пласта: пат. № 22389750, Российская Федерация, С1; заявл. 24.02.2009; опубл. 20.05.2010, Бюл. № 14. – 8 с.
17. Martyushev D.A., Vinogradov J. Development and application of a double action acidic emulsion for improved oil well performance: laboratory tests and field trials // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. – 2021. – Vol. 612. – P. 125998.
18. Новиков В.А. Обоснование технологических параметров проведения кислотных обработок в карбонатных коллекторах нефтяных месторождений Пермского края: дис. ... канд. техн. наук. – Пермь, 2023 – 163 с.
19. ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением. – Введ. с 01.07.86 по 01.07.91. – М.: Изд-во стандартов, 1986. – 8 с.
20. Давлетшина Л.Ф., Толстых Л.И., Михайлова П.С. О необходимости изучения особенностей поведения углеводородов для повышения эффективности кислотных обработок скважин // Территория Нефтегаз. – 2016. – № 16. – С. 90–96.
21. Сучков Б.М. Добыча нефти из карбонатных коллекторов. – М.; Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. – 688 с.
22. Shirazi M.M., Ayatollahi S., Ghotbi C. Damage evaluation of acid-oil emulsion and asphaltic sludge formation caused by acidizing of asphaltic oil reservoir // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 174. – P. 880–890.

Информация об авторе

Роман Александрович Ваганов, научный сотрудник, лаборатории биотопливных композиций, Сибирский федеральный университет, Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 82, стр. 6. RVaganov@sfu-kras.ru; <https://orcid.org/0000-0003-1408-3591>

Владимир Алексеевич Жигарев, старший преподаватель кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Института нефти и газа, Сибирский федеральный университет, Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 82, стр. 6. VZhigarev@sfu-kras.ru; <https://orcid.org/0000-0001-5905-6365>

Светлана Сергеевна Косицына, кандидат химических наук, доцент базовой кафедры химии и технологии природных энергоносителей и углеродных материалов Института нефти и газа, Сибирский федеральный университет, Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 82, стр. 6. SKositsyna@sfu-kras.ru; <https://orcid.org/0000-0002-7997-9754>

Даниил Дмитриевич Черных, магистрант, базовой кафедры химии и технологии природных энергоносителей и углеродных материалов Института нефти и газа, Сибирский федеральный университет, Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 82, стр. 6. dan.chernyx2010@gmail.com; <https://orcid.org/0009-0000-0648-7479>

Поступила в редакцию: 03.05.2024

Поступила после рецензирования: 24.05.2024

Принята к публикации: 28.11.2024

REFERENCES

1. Daccord G., Toubouli E., Lenormand R. Carbonate acidizing: toward a quantitative model of the wormholing phenomenon. *SPE production engineering*, 1989, vol. 4 (1), pp. 63–68. DOI: 10.2118/16887-PA.
2. Alameedy U., Fatah A., Abbas A.K., Al-Yaseri A. Matrix acidizing in carbonate rocks and the impact on geomechanical properties: a review *Fuel*, 2023, vol. 349, pp. 128586. DOI: 10.1016/j.fuel.2023.128586.
3. Al-Douri A.F., Sayed M.A., Nasr-El-Din H.A. A new organic acid to stimulate deep wells in carbonate reservoirs. *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. Woodlands, Texas, USA, April 2013. SPE 164110. DOI: 10.2118/164110-MS
4. Andreev K.V. Research on increasing the injectivity of injection wells with self-diverting acid compositions in a layered heterogeneous carbonate reservoir. *Oil industry*, 2020, no. 11, pp. 98–101. (In Russ.) DOI: 10.24887/0028-2448-2020-11-98-102
5. Jafarpour H., Petrakov D.G., Orlov M.S. Optimization of acid treatment of an oil-saturated carbonate reservoir matrix. *Scientific and technical journal «Construction of oil and gas wells on land and at sea»*, 2017, no. 5. pp. 46–52. (In Russ.)
6. Jafarpour Kh., Petrakov D. G. Study of the effect of adding a surfactant to hydrochloric acid on the reaction and dissolution rates during the treatment of carbonate reservoirs *Scientific and technical journal «Construction of oil and gas wells on land and at sea»*, 2018, no. 4, pp. 35–38. (In Russ.)
7. Khakimov A.A., Sattarov R.I., Kachurin A.V. Increasing the efficiency of acid well treatments using chemical methods. *Oil Industry*, 2011, no. 11. pp. 106–107. (In Russ.)
8. Gomaa A.M., Cutler J., Qu Q., Kay E.C. Acid placement: an effective VES system to stimulate high-temperature carbonate formations. *SPE International Production and Operations Conference & Exhibition*. Doha, Qatar, May 2012. DOI: 10.2118/157316-MS
9. Zhou F., Liu Y., Zhang S., Li X., Xiong C., Yang X., Liu X., Shi Y., Li X., Zhang F., Shi H., Shen J., Xuefang Y. A Novel diverting acid stimulation treatment technique for carbonate reservoirs in China. *Asia Pacific Oil and Gas Conference & Exhibition*. Jakarta, Indonesia, August 2009. DOI: <https://doi.org/10.2118/123171-MS>
10. Martyushev D.A., Govindarajan S.K., Li Y., Yang Y. Experimental study of the influence of the content of calcite and dolomite in the rock on the efficiency of acid treatment. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 208 E, pp. 109770. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109770.
11. Alleman D., Qi Q., Keck R. The development and successful field use of viscoelastic surfactant-based diverting agents for acid stimulation. *International Symposium on Oilfield Chemistry*. Houston, Texas, February 2003. DOI: 10.2118/80222-MS.
12. Nasr-El-Din H.A., Al-Mohammad A.M., Al-Aamri A.D., Al-Fahad M.A., Chang F.F. Quantitative analysis of reaction-rate retardation in surfactant-based acids. *SPE production engineering*, 2009, vol. 24, pp. 107–116. DOI: 10.2118/107451-PA
13. Yakimova T.S. Self-diverting acid compositions as a method for intensifying oil production in carbonate reservoirs. *Nedropolzovanie*, 2021, no. 4. (In Russ.)
14. Ivanova E.M., Borkhovich S.Yu. Application of self-diverting acid compositions to increase the efficiency of acid treatments of fractured-porous carbonate reservoirs. *Technosphere Management*, 2022, vol. 5, no. 1, pp. 243–261. (In Russ.) DOI: 10.34828/UdSU.2022.58.64.010
15. Ruzin L.M., Morozyuk O.A. *Methods for enhancing oil recovery (theory and practice)*. Ukhta, USTU Publ., 2014. 127 p. (In Russ.)
16. Zontov R.E., Mikov A.I., Polyakov I.G., Shipilov A.I. *Hydrochloric acid composition for treatment and declaying of the bottomhole formation zone*. Patent RF no. 2389750C1, 2009. (In Russ.)
17. Martyushev D.A., Vinogradov J. Development and application of a double action acidic emulsion for improved oil well performance: laboratory tests and field trials. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2021, vol. 612, pp. 125998.
18. Novikov V.A. *Justification of technological parameters for acid treatments in carbonate reservoirs of oil fields of the Perm region*. Cand. Dis. Perm, 2023. 163 p. (In Russ.)
19. SS 26450.1-85. *Mountain rocks. Method for determining the coefficient of open porosity by liquid saturation*. Moscow, Publishing house of standards, 1986. 8 p. (In Russ.)
20. Davletshina L.F., Tolstykh L.I., Mikhailova P. S. On the need to study the characteristics of the behavior of hydrocarbons to increase the efficiency of acid treatments of wells. *Territory Neftegaz*, 2016, no. 16, pp. 90–96. (In Russ.)
21. Suchkov B.M. *Oil production from carbonate reservoirs*. Moscow, Izhevsk, Scientific Research Center «Regular and Chaotic Dynamics» Publ., 2005. 688 p. (In Russ.)
22. Shirazi M.M., Ayatollahi S., Ghotbi C. Damage evaluation of acid-oil emulsion and asphaltic sludge formation caused by acidizing of asphaltenic oil reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 174, pp. 880–890.

Information about the author

Roman A. Vaganov, Researcher, Siberian Federal University, 82, bld. 6, Svobodny avenue, Krasnoyarsk, 660041, Russian Federation. RVaganov@sfu-kras.ru; <https://orcid.org/0000-0003-1408-3591>

Vladimir A. Zhigarev, Senior Lecturer, Siberian Federal University, 82, bld. 6, Svobodny avenue, Krasnoyarsk, 660041, Russian Federation. VZhigarev@sfu-kras.ru; <https://orcid.org/0000-0001-5905-6365>

Svetlana S. Kositsyna, Cand. Diss., Assistant Professor, Siberian Federal University, 82, bld. 6, Svobodny avenue, Krasnoyarsk, 660041, Russian Federation. SKositsyna@sfu-kras.ru; <https://orcid.org/0000-0002-7997-9754>

Daniil D. Chernykh, Master's Student, Siberian Federal University, 82, bld. 6, Svobodny avenue, Krasnoyarsk, 660041, Russian Federation. dan.chernyx2010@gmail.com; <https://orcid.org/0009-0000-0648-7479>

Received: 03.05.2024

Revised: 24.05.2024

Accepted: 28.11.2024

УДК 622.279:681.5
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4657
Шифр специальности ВАК: 2.8.4

Обобщенное уравнение Роулинса–Шеллхардта и его применение для оптимизации режимов эксплуатации скважин

В.А. Толпаев, К.С. Ахмедов[✉]

Северо-Кавказский федеральный университет, Россия, г. Ставрополь

[✉]K_Akhmedov@stv.vniigaz.gazprom.ru

Аннотация. Актуальность обусловлена необходимостью повышения точности и надежности прогноза продуктивности газовых и газоконденсатных скважин при перспективном планировании работы газодобывающих предприятий. Для повышения точности и надежности расчетов прогнозных дебитов необходимо учитывать изменения фильтрационно-емкостных свойств пласта в призабойных зонах, вызванных меняющимися со временем значениями пластового давления и депрессии. Цель. Определение уравнений реальных индикаторных кривых притока флюида к газовой скважине, учитывающих зависимость фильтрационно-емкостных свойств пласта в призабойных зонах от меняющихся значений пластового давления и депрессии. Для достижения поставленной цели авторы применяют рабочую гипотезу о том, что, во-первых, в скрытом виде все физические закономерности фильтрации газа к скважине содержатся в накопленной за время эксплуатации скважины отчетной геолого-промышленной документации. Во-вторых, уравнения всех реальных индикаторных кривых можно аппроксимировать предложенным авторами статьи обобщенным уравнением Роулинса–Шеллхардта. По результатам обработки реальных геолого-промышленных данных ряда скважин был обнаружен новый эффект, показывающий, что реальные индикаторные кривые, в отличие от классических теоретических ситуаций, могут описываться немонотонными зависимостями дебита от депрессии. Обнаруженный новый эффект имеет важное теоретическое и практическое значение для нефтегазовой отрасли. **Объекты.** Уравнения притоков газа к скважинам, аппроксимируемые в виде обобщенного уравнения Роулинса–Шеллхардта. **Методы.** Методы интерполяции и аппроксимации промысловых данных, численное интегрирование, методы математического моделирования, корреляционный и регрессионный анализы, метод наименьших квадратов. **Результаты.** Для реальных индикаторных кривых, описывающих, в отличие от классических законов фильтрации, в том числе и немонотонные зависимости дебита от депрессии, построена аппроксимационная модель в виде предложенного обобщенного уравнения Роулинса–Шеллхардта. Эта модель открывает новый подход к прогнозированию дебитов газовых скважин, позволяет повысить эффективность газодобычи и содействует устойчивому развитию энергетического сектора. Например, значительно упрощает процесс планирования геолого-технических мероприятий и оптимизирует разработку газовых месторождений.

Ключевые слова: газ, скважина, проницаемость, геолого-промышленные данные, уравнение притока, пластовое давление, забойное давление, депрессия, дебит, прогнозный дебит

Для цитирования: Толпаев В.А., Ахмедов К.С. Обобщенное уравнение Роулинса–Шеллхардта и его применение для оптимизации режимов эксплуатации скважин // Известия Томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 3. – С. 26–37. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4657

UDC 622.279:681.5
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4657

Generalized Rowlinson–Shellhardt equation and its application for optimization of well operation modes

V.A. Tolpaev, K.S. Akhmedov[✉]

North Caucasus Federal University, Stavropol, Russian Federation

[✉]K_Akhmedov@stv.vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Relevance. The need to improve the accuracy and reliability of forecasting the productivity of gas and gas condensate wells in the long-term planning of gas production enterprises. To improve the accuracy and reliability of calculations of forecast flow rates, it is necessary to take into account changes in the filtration and capacitance properties of the formation in bottom-hole zones caused by the values of reservoir pressure and depression changing over time. **Aim.** To determine the equations of real indicator curves of fluid inflow to a gas well, taking into account the dependence of the reservoir filtration and capacitance properties in bottom-hole zones on changing values of reservoir pressure and depression. To achieve this aim, the authors apply the working hypothesis that, firstly, in a hidden form, all the physical patterns of gas filtration to the well are contained in the accounting geological and field documentation accumulated during the operation of the well. Secondly, the equations of all real indicator curves can be approximated by the generalized Rawlins–Shellhardt equation proposed by the authors. Based on the results of processing real geological and field data from a number of wells, a new effect was discovered, showing that real indicator curves, unlike classical theoretical situations, can be described by non-monotonic dependences of flow rate on depression. The discovered new effect has important theoretical and practical significance for the oil and gas industry. **Objects.** Equations of gas inflows to wells, approximated in the form of a generalized Rawlins–Shellhardt equation. **Methods.** Methods of interpolation and approximation of field data, numerical integration, mathematical modeling methods, correlation and regression analyses, least squares method. **Results.** For real indicator curves describing, in contrast to classical filtration laws, including non-monotonic dependences of the flow rate on depression, an approximation model is constructed in the form of the proposed generalized Rawlins–Shellhardt equation. This model opens up a new approach to forecasting the flow rates of gas wells, improves the efficiency of gas production and contributes to the sustainable development of the energy sector. For example, it greatly simplifies planning of geological and technical measures and optimizes the development of gas fields.

Keywords: gas, well, permeability, geological and field data, inflow equation, reservoir pressure, bottomhole pressure, drawdown, production rate, predicted production rate

For citation: Tolpaev V.A., Akhmedov K.S. Generalized Rawlins–Shellhardt equation and its application for optimization of well operation modes. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 3, pp. 26–37. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4657

Введение

Для эффективного среднесрочного (до 3 лет) и долгосрочного (5–10 лет) планирования деятельности газодобывающих компаний важно уметь заранее оценивать предполагаемые дебиты скважин при различных технологических режимах их работы. Точные прогнозы дебитов необходимы для анализа потенциальных объемов извлекаемого газа, продолжительности эксплуатации месторождений, а также для определения оптимального количества рабочих скважин и других ключевых параметров. Помимо этого, разработка программ геолого-технических мероприятий (ГТМ) с учетом технико-экономической эффективности и обоснование необходимости их проведения требуют расчетов прогнозируемых показателей производительности скважин. Таким образом, создание и совершенствование методик для расчета прогнозных дебитов скважин, а также соответствующего программного обеспечения представляют собой актуальную задачу, имеющую большое практическое значение для газовой отрасли.

В рамках данной статьи предлагается новый подход к прогнозированию дебитов газовых скважин при изменяющихся давлениях и депрессиях на пласт, которые в общем случае влияют на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллектора. Авторы, чтобы получить достоверную информацию о фильтрации в пласте, строили по заданным исходным промысловым данным аппроксимации индикаторных кривых притока газа к скважине с позиций классических законов фильтрации. В результате первичного

анализа промысловых данных на конкретном примере показано, что монотонные индикаторные кривые притока газа к скважине с позиций классических законов фильтрации не могут описать такой сравнительно недавно обнаруженный факт, как возможное падение дебита при увеличении депрессии, приводящий к немонотонным индикаторным кривым. Для того чтобы учесть эффект возможного падения дебита с ростом депрессии, авторы применяют предложенное ими обобщенное уравнение Роулинса–Шеллхардта, которое учитывает особенности фильтрации с немонотонными индикаторными кривыми и позволяет рассчитывать прогнозные дебиты скважин.

Разработанный алгоритм расчета прогнозных дебитов учитывает изменения фильтрационных свойств пласта при варьирующихся давлениях. Этот подход имеет практическую значимость, поскольку он позволяет оптимизировать планирование работы газодобывающих предприятий, помогает оценить объемы извлекаемого газа и выбрать оптимальные режимы эксплуатации скважин, что способствует улучшению эффективности добычи природного газа и оптимизации использования газовых ресурсов.

Нормированные безразмерные исходные промысловые данные скважин

Для расчета прогнозных дебитов скважин вместо физических размерных величин: дебита $Q(t)$, тыс. м³/сут и накопленного объема добытого газа $V(t)$, млн м³, при нормальных атмосферных услови-

ях будем применять безразмерные переменные $q = \frac{Q}{Q_0}$ и $x = \frac{V}{V_0}$, где Q_0 и V_0 – выбранные базисные единицы измерения дебита и накопленного отобранного объема газа.

Связь друг с другом безразмерных переменных q и x устанавливается с помощью уравнения [1]

$$x(t) = x_{\text{нач}} + \delta \int_{t_0}^t q(t) dt, \quad (1)$$

где $\delta = \frac{0,03Q_0}{V_0}$ и $x_{\text{нач}} = \frac{V(t_0)}{V_0} = \frac{V_{\text{нач}}}{V_0}$. Из формулы (1) вытекает применяемое в расчетах дифференциальное уравнение

$$\frac{dx}{dt} = \delta q(t). \quad (2)$$

В приводимом далее тестовом примере для выбранной конкретной скважины N в качестве Q_0 взяли максимальное на этапе истории значение дебита, а

именно $Q_0=284,52$ тыс. м³/сут. В качестве V_0 взяли накопленный объем добывого скважиной газа на протяжении всего этапа истории: $V_0=197,6784$ млн м³. В качестве базисной величины пластового давления $p_{\text{пл}_0}$ взяли максимальное в зоне дренирования скважины значение: $p_{\text{пл}_0}=139,84$ атм, которое было зафиксировано в начале этапа истории. Для выбранных базисных величин коэффициент $\delta = \frac{0,03Q_0}{V_0} = 0,0432$ мес⁻¹. В табл. 1 приводятся нормированные безразмерные исходные данные для скважины N , составленные с выбранными базисными переменными по ежемесячным эксплуатационным рапортам и ежеквартальным технологическим режимам газодобывающего предприятия.

Для масштабной единицы времени t в табл. 1 применяем устоявшуюся в нефтегазовой отрасли единицу 1 мес = 720 ч. Таким образом, текущее время t представляет собой номер рабочего месяца с момента начала эксплуатации скважины.

Таблица 1. Нормированные безразмерные исходные данные для скважины N , составленные по ежемесячным эксплуатационным рапортам и ежеквартальным технологическим режимам газодобывающего предприятия

Table 1. Normalized dimensionless initial data for well N , compiled from monthly production reports and quarterly technological regimes of a gas production enterprise

Дата Date	Номер месяца t , мес Month number t , months	Пластовый газ, нормированный ср. сут дебит, q Reservoir gas, normalized average daily flow rate, q	Нормированный накопленный объем $x(t)$ Normalized accumu- lated volume $x(t)$	$P_{\text{пластовое}}, \text{атм}$ $P_{\text{reservoir}}, \text{atm}$	$P_{\text{забойное}}, \text{атм}$ $P_{\text{bottomhole}}, \text{atm}$	Нормированная квадратичная депрессия z Normalized quad- ratic depression z
1	2	3	4	5	6	7
Исходные промысловые данные: «Время – дебит – пластовое и забойное давления» ($t, \delta_{\text{iac}}, Q, p_{\text{пл}}, p_{\text{заб}}$) Initial field data: "Time – flow rate – reservoir and bottomhole pressure", ($t, \delta_{\text{hour}}, Q, p_{\text{rec}}, p_{\text{bot}}$)						
$Z(t)$						
01.01.2006	1	0,9702547	0,0418943	139,84	112,64	0,368641
01.02.2006	2	0,8187905	0,0772485	139,18	113,04	0,36206
01.03.2006	3	0,9127473	0,1166595	138,52	113,44	0,355601
01.04.2006	4	0,9038015	0,1556844	137,85	113,84	0,349262
01.05.2006	5	0,9354518	0,1960759	137,19	114,25	0,34304
01.06.2006	6	0,9936594	0,2389807	136,51	111,67	0,336933
01.07.2006	7	0,804591	0,2737218	135,82	109,10	0,330938
01.08.2006	8	0,8816587	0,3117906	135,14	106,52	0,325054
01.09.2006	9	0,7937374	0,3460631	134,45	106,51	0,319278
01.10.2006	10	0,9845281	0,3885737	133,77	106,49	0,313608
01.11.2006	11	0,9447166	0,4293652	133,08	106,48	0,308042
01.12.2006	12	1	0,4725438	132,40	104,59	0,302578
01.01.2007	13	0,953869	0,5137306	131,72	102,70	0,297214
01.02.2007	14	0,9045924	0,5527896	131,03	100,81	0,291947
01.03.2007	15	0,8509644	0,5895331	130,37	100,63	0,286777
01.04.2007	16	0,8323926	0,6254746	129,71	100,44	0,281701
01.05.2007	17	0,7159	0,6563862	129,04	100,26	0,276718
01.06.2007	18	0,8295808	0,6922063	128,42	102,29	0,271825
01.07.2007	19	0,6447089	0,720044	127,80	104,31	0,26702
01.08.2007	20	0,7133377	0,7508449	127,17	106,34	0,262303
01.09.2007	21	0,6903197	0,7806519	126,49	105,62	0,257671
01.10.2007	22	0,5020104	0,8023281	125,80	104,91	0,253123
01.11.2007	23	0,6190302	0,8290569	125,12	104,20	0,248657
01.12.2007	24	0,6476789	0,8570228	124,44	104,68	0,244271
01.01.2008	25	0,7536905	0,8895661	123,76	105,16	0,239964
01.10.2008	34	0,8598673	0,926694	117,61	109,46	0,235735
01.11.2008	35	0,8853702	0,964923	116,92	109,94	0,231581
01.12.2008	36	0,8123691	1	116,24	110,42	0,227502

В 7 столбце табл. 1 приведены значения безразмерной нормированной квадратичной депрессии

$$z(t) = \frac{p_{\text{пл}}^2(t) - p_{\text{зак}}^2(t)}{p_{\text{пл}_0}^2}.$$

Расчет прогнозных дебитов скважины и выбор оптимальных режимов эксплуатации начинаем с первоначального анализа исходных промысловых данных.

Первичный анализ исходных промысловых данных

Для установления уравнения притока газа к забою скважины и выбора её оптимального эксплуатационного режима строятся графики, называемые индикаторными кривыми (ИК), зависимости дебита скважины от разности квадратов пластового и забойного давлений [2]. В обозначениях табл. 1 ИК – это графики зависимости $q=q(z)$, которые дают достоверную информацию о закономерностях фильтрации в пласте. Такие графики могут быть получены по результатам корректной интерпретации накопленных геолого-промышленных данных, получаемых на протяжении нескольких (не менее 3–5) лет и представленных по образцу табл. 1.

На рис. 1 по исходным данным табл. 1 приведена динамика изменения во времени дебита скважины и депрессии на пласт на этапе истории.



Рис. 1. Динамика изменения дебита скважины и депрессии на пласт на этапе истории

Fig. 1. Observed changes in well flow rate and drawdown time at the stage of history

Из представленных графиков следует:

- Во-первых, из классических решений [2] задач о фильтрации газа к скважине следует, что дебит q должен пропорционально увеличиваться с увеличением депрессии z . В то же время на рис. 1 есть участки, где дебит растет, а депрессия на пласт падает. И наоборот, есть участки, где дебит падает, а депрессия на пласт растет.
- Во-вторых, одно и то же зафиксированное значение дебита, судя по графикам, в разные мо-

менты времени достигается при разных депрессиях на пласт.

Если упорядочить выборку данных (q, z) во 2 и 7 столбце табл. 1 в порядке возрастания квадратичной депрессии z , получим индикаторную кривую по исходным промысловым данным. По классическим представлениям решений задач фильтрации газа к скважине график $q=q(z)$, приведенный на рис. 2, должен выглядеть как график монотонно возрастающей функции. Но из рис. 2 видно, что это не так. Есть участки, где с ростом депрессии дебит падает.

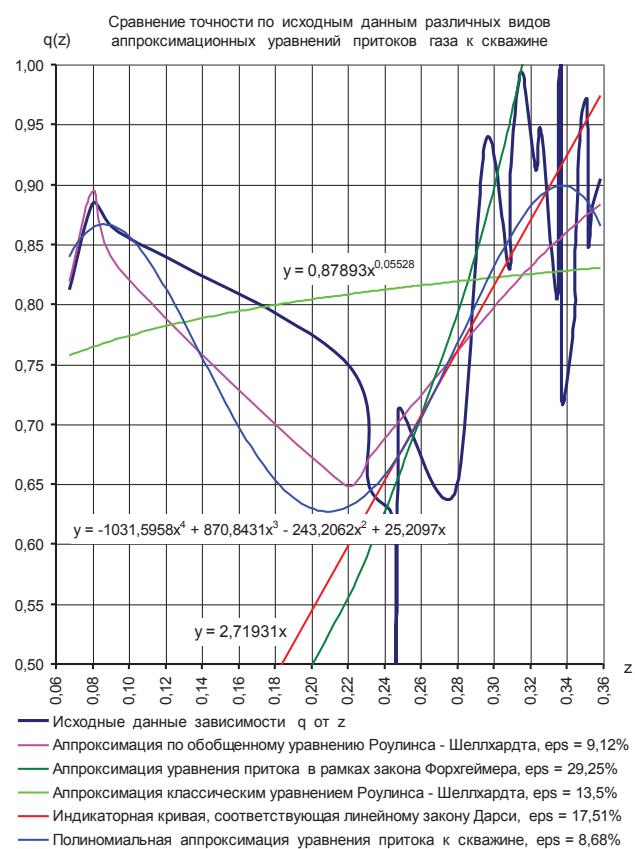


Рис. 2. Графики индикаторных кривых для различных вариантов аппроксимации уравнения притока газа к скважине. eps, \% – среднее значение относительных расхождений с промысловыми данными расчетов дебитов по аппроксимационным уравнениям притоков

Fig. 2. Graphs of indicator curves for various options for approximating the equation of gas inflow to the well. eps, \% – the average value of the relative discrepancies with the field data of the calculation of flow rates according to the approximation equations of inflows

Чтобы определить, какому из классических законов фильтрации подчиняется приток газа к скважине N , авторы на рис. 2 строили по заданным исходным промысловым данным графики индика-

торных кривых в предположении, что фильтрация подчиняется либо закону Дарси, либо закону Форхгеймера [2], либо классическому уравнению Роулинса–Шеллхардта [3]. Однако, как видно из графиков рис. 2, аппроксимации промысловой индикаторной кривой с позиций классических законов фильтрации Дарси, Форхгеймера, Роулинса–Шеллхардта монотонными кривыми приводят к явному несоответствию исходной промысловой кривой и к большим погрешностям оценки дебитов даже на этапе истории.

Для того чтобы повысить качество аппроксимации промысловых данных как на рис. 2, так и в других аналогичных ситуациях, авторы делают вывод, что индикаторные кривые притока газа к скважине могут быть не только монотонными, но и немонотонными. Только так можно объяснить, почему дебит скважины, судя по промысловой индикаторной кривой на рис. 2, может падать с ростом депрессии на пласт.

Объяснение обнаруженных фактов, почему дебит скважины может падать с ростом депрессии на пласт, дают научные публикации, в которых описываются исследования о влиянии напряженно-деформированного состояния горных пород на фильтрационный процесс и дебит скважин [4, 5].

В экспериментальных и теоретических исследованиях в [6] доказано, что на дебит скважин, работающих в горных породах, большое влияние оказывают действующие в породе напряжения, изменения которых могут приводить как к увеличению проницаемости, так и к ее уменьшению. Поэтому исследования о влиянии напряженно-деформированного состояния горных пород на фильтрационный процесс и дебит скважин, начатые с 1999 г., продолжаются в настоящее время многими отечественными и зарубежными авторами. В [7] изучалось влияние напряженно-деформированного состояния призабойных зон пласта (ПЗП) на дебит скважин баженовской свиты. В [4–6] проводились теоретические и экспериментальные исследования о влиянии деформаций терригенного коллектора в процессе снижения забойного и пластового давления на проницаемость ПЗП и на продуктивность скважины. В [5] разработана математическая модель влияния на продуктивность скважины напряженно-деформированного состояния ПЗП при щелевой перфорации эксплуатационной колонны в терригенном коллекторе. Здесь также выявляется зависимость проницаемости от эффективных напряжений, действующих в ПЗП, что снова подтверждает возможность падения проницаемости с ростом депрессии. В [8, 9] разработаны прокси-модели при прогнозировании параметров разработки скважин нефтяных залежей, а в [10, 11] – методы выбора оптимальных режимов работы нефтяных скважин. В [12] исследовались

методы оптимизации работы скважин с учетом влияния на их продуктивность напряженно-деформированного состояния ПЗП на месторождении НГДУ «Доссормунагаз».

Исследования в области геомеханического моделирования уплотнения коллектора и снижения проницаемости, вызванного уплотнением, проводились в работах [13–16].

В [17] изучено влияние геомеханического фактора на продуктивность нефтяных скважин при вскрытии призабойной зоны щелевой перфорацией и влияние щелевой перфорации на снижение пористости и проницаемости коллектора в ПЗП. В [18] на примере геотермального водохранилища Мальм на юге Германии описана чувствительность пористости и проницаемости к напряжениям породы в ПЗП при изменении гидростатического напряжения для различных типов карбонатных пород. В [9] выполнены исследования чувствительности сети многогрупповых фильтрационных трещин в нефтяных пластах к изменению забойного давления. В [19] исследовались изменения пористости и проницаемости ПЗП, вызванные перфорацией обсадной трубы скважины, работающей в зоне уплотнения песчаного коллектора. В [20] проводилось сравнение различных моделей проницаемости при техногенном уплотнении песчаникового коллектора.

Краткий обзор приведенных научных публикаций о влиянии напряженно-деформированного состояния горных пород на фильтрационный процесс и дебит скважин позволяет сделать следующие выводы.

Плотные крепко сцепленные мелкозернистые песчаники, аргиллиты, доломиты и т. п. деформируются под действием приложенных напряжений упруго. Их проницаемость по мере роста напряжений уменьшается, но обратимо. Для скважин, пробуренных в таких породах, влияние напряжений на фильтрационные характеристики пласта не велико и может не учитываться при выборе режимов работы скважины. Индикаторные кривые для скважин в таких породах имеют монотонно возрастающий с ростом депрессии характер.

Мелко- и среднезернистые песчаники с небольшим содержанием глины, алевролиты и известняки при небольших депрессиях деформируются упруго, их проницаемость при этом незначительно уменьшается. При достижении депрессией определенной величины проницаемость таких пород значительно уменьшается (на десятки процентов и даже в разы), что приводит к снижению дебита скважины. При дальнейшем увеличении депрессии такая порода начинает растрескиваться и разрушаться, что сопровождается резким увеличением ее проницаемости даже по сравнению с первоначальным значением и росту дебита скважины.

В глинисто-песчаных коллекторах с большим содержанием глины уже незначительные депрессии вызывают резкое падение проницаемости и, как следствие, падение дебита скважины.

Для скважин, пробуренных в мелко- и среднезернистых песчаниках с небольшим содержанием глины, алевролитах и известняках, а также в глинисто-песчаных коллекторах с большим содержанием глины, под действием возникающих в ПЗП касательных напряжений проницаемость ПЗП снижается. Это, в свою очередь, может приводить к значительному падению дебита даже при увеличении депрессии на забое в окрестности открытого либо перфорированного ствола скважины. Так, при освоении скважины №7197 Сыморьяхского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» [6] последовательно создавались депрессии 30, 60 и 90 атм, и после каждой депрессии рассчитывалась продуктивность скважины. После создания на забое депрессии 60 атм продуктивность скважины упала примерно в полтора раза по сравнению с продуктивностью, определенной при депрессии 30 атм. Когда депрессию довели до 90 атм, продуктивность скважины значительно выросла и после освоения превысила первоначальную при 30 атм в четыре раза.

Таким образом, представленные в обзоре научных публикаций теоретические и экспериментальные исследования позволяют сделать вывод о том, что индикаторные кривые скважин могут представлять собой графики положительных (дебит добывающей скважины не может быть отрицательным) немонотонных функций. В настоящей статье предлагается возможный вариант построения по исходным накопленным геолого-промышленным данным немонотонной индикаторной кривой и её применение для расчета прогнозных дебитов скважины.

Обобщенное уравнение Роулинса–Шеллхардта

Для построения немонотонной индикаторной кривой авторы предлагают обобщение классического уравнения Роулинса–Шеллхардта. На рис. 2 представлен вид немонотонной индикаторной кривой, построенной по обобщенному классическому уравнению Роулинса–Шеллхардта. По сравнению с монотонными индикаторными кривыми, построенными по классическим уравнениям фильтрации (Дарси, Форхгеймер, классическое уравнение Роулинса–Шеллхардта), немонотонная индикаторная кривая, построенная по обобщенному уравнению Роулинса–Шеллхардта, точнее описывает свойства исходных промысловых данных. Конечно, можно было бы попытаться немонотонные индикаторные кривые строить с помощью полиномиальной аппроксимации. На этом пути, на этапе истории удастся, как видно из графиков на рис. 2, повысить

точность аппроксимации промысловых данных. Но за пределами этапа истории, в области расчета прогнозных дебитов, появляются отрицательные значения прогнозных дебитов, что указывает на неприемлемость применения полиномиальной аппроксимации. Именно поэтому для построения немонотонных индикаторных кривых рекомендуется применять предлагаемое авторами обобщенное уравнение Роулинса–Шеллхардта:

$$q(z) = Az^{c_1 + c_2(\ln z) + c_3(\ln z)^2 + c_4(\ln z)^3 + \dots + c_n(\ln z)^{n-1}}. \quad (3)$$

В частном случае из уравнения (3), когда $c_2=c_3=\dots=c_n=0$, вытекает известное уравнение Роулинса–Шеллхардта $q(z)=Az^{c_1}$. Поэтому уравнение (3) будем называть обобщенным уравнением Роулинса–Шеллхардта.

Если воспользоваться методом логарифмирования

$$\begin{aligned} \ln q(z) = \ln A + \\ + [c_1 + c_2(\ln z) + c_3(\ln z)^2 + \dots + c_n(\ln z)^{n-1}] \cdot \ln z = \\ = \ln A + c_1 \ln z + c_2(\ln z)^2 + c_3(\ln z)^3 + \dots + c_n(\ln z)^n, \end{aligned} \quad (4)$$

все коэффициенты $\ln A$, c_2, c_3, \dots, c_n в уравнении (3) можно будет найти методом наименьших квадратов [21].

Для расчета коэффициентов уравнения (3) по исходным данным в табл. 1 предварительно в среде MSExcel [21] строился график зависимости $\ln q(z)$ от $\ln z$, приведенный на рис. 3. Затем для графика зависимости $\ln q(z)$ от $\ln z$ средствами MSExcel строились линии тренда 3, 4 и 5 степеней. Когда линии тренда предыдущей и следующей линии практически совпадут, построение линий тренда прекращается. Для рассматриваемого тестового примера с исходными промысловыми данными скважины N такой линией тренда оказалась полиномиальная линия 5-й степени, приведенной с выводом на печать её уравнения на рис. 3.

В табл. 2 перечислены найденные с помощью полиномиального тренда 5 степени коэффициенты уравнения (4).

Таблица 2. Коэффициенты уравнения

Table 2. Equation coefficients

LnA	A	c ₁	c ₂	c ₃	c ₄	c ₅
-0,0562	0,94535	1,5418	5,185	5,9325	2,6291	0,3954

Далее с помощью найденных коэффициентов $\ln A$, c_2, c_3, \dots, c_5 по уравнению (3) построили немонотонную индикаторную кривую, представленную на рис. 4.



Рис. 3. Расчет коэффициентов уравнения (4)
 Fig. 3. Calculation of the coefficients of equation (4)

Для наглядной оценки точности расчетов прогнозных дебитов скважины N по обобщенному уравнению Роулинса–Шеллхардта с помощью уравнения (3) рассчитали их теоретические значения и сравнили с наблюдавшимися промысловыми данными. Результаты этих расчетов в координатах (z, q) представлены в виде графиков на рис. 4, а на этапе истории – в координатах (t, q) на рис. 5.

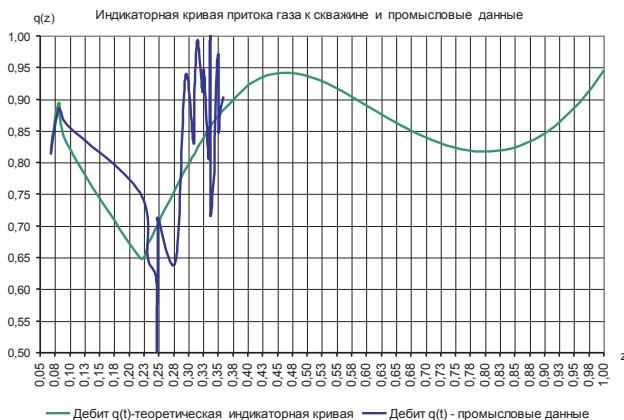


Рис. 4. Немонотонная индикаторная кривая, построенная по обобщенному уравнению Роулинса–Шеллхардта
 Fig. 4. Non-monotonic indicator curve constructed according to the generalized Rawlins–Shellhardt equation

Сравнение с исходными данными показало, что в среднем на этапе истории относительная ошибка расчетов дебитов по обобщенному уравнению Роулинса–Шеллхардта составила 9,12%. Полиномиальная аппроксимация позволяет на этапе истории повысить точность до 6,67%. Но обобщенное уравнение позволяет делать прогнозные расчеты за пределами этапа истории, а полиномиальная аппроксимация в силу особенностей экстраполирования нет.



Рис. 5. Восстановление истории работы скважины по обобщенному уравнению Роулинса–Шеллхардта
 Fig. 5. Recovery of the well operation history using the generalized Rawlins–Shellhardt equation

Для подтверждения достоверности применения предложенного обобщенного уравнения Роулинса–Шеллхардта к описанию притока газа к скважине авторы также проанализировали на этапе истории корреляционное поле, отражающее тесноту связи модельных дебитов по Роулинсу–Шеллхардту (ось Y) и промысловых значений дебитов (ось X). Пользуясь функцией MSExcel *KOPPEL* (*массив1*; *массив2*) [21], где в качестве *массива1* выбирались промысловые значения дебитов, а в качестве *массива2* – модельные дебиты по Роулинсу–Шеллхардту, был вычислен коэффициент корреляции Пирсона [22] модельных дебитов с наблюдаемыми промысловыми значениями. Коэффициент корреляции r_{xy} , количественно отражающий тот факт, что изменчивость одного признака Y находится в согласованном соответствии с изменчивостью другого X , оказался равным значению $r_{xy}=0,585703$. Согласно принятой в [22] общей классификации корреляционных связей связь считается:

- сильной, или тесной, при коэффициенте корреляции $|r_{xy}| \geq 0,70$;
- средней при $0,50 \leq |r_{xy}| \leq 0,70$;
- умеренной при $0,30 \leq |r_{xy}| < 0,49$;
- слабой при $0,20 \leq |r_{xy}| < 0,29$;
- очень слабой при $|r_{xy}| < 0,19$.

Вычисленное значение $r_{xy}=0,585703$ коэффициента корреляции позволяет сделать вывод о средней силе корреляционной связи рассчитываемых дебитов скважины N по обобщенному уравнению Роулинса–Шеллхардта с наблюдаемыми промысловыми значениями дебитов этой скважины. Заметим, что на точность расчетов дебитов скважин по обобщенному уравнению Роулинса–Шеллхардта

большое влияние оказывает качество предоставляемых исходных данных. Из рис. 1 было видно, что изменения во времени дебита скважины и депрессии на пласт, на этапе истории имеют большое «зашумление», так как есть много участков, на которых наблюдается спонтанное несоответствие между изменениями дебитов и депрессии. Именно это для данной конкретной скважины N обусловило относительную ошибку расчетов дебитов в 9,12 % и значение коэффициента корреляции $r_{xy}=0,585703$. Тем не менее, на примере скважины N сопоставление фактических и модельных значений дебитов позволяет сделать вывод о работоспособности обобщенного уравнения Роулинса–Шеллхардта при расчетах прогнозных дебитов скважин.

Применение обобщенного уравнения Роулинса–Шеллхардта для расчета прогнозных дебитов скважины

В качестве примера применения обобщенного уравнения Роулинса–Шеллхардта проведем расчеты прогнозных дебитов скважины N для трех разных режимов её эксплуатации с тремя разными постоянными депрессиями. Первый режим эксплуатации с депрессией $D=30$ атм, второй – с депрессией $D=25$ атм, и третий – с депрессией $D=20$ атм. Алгоритм расчета прогнозных дебитов газовых скважин по обобщенному уравнению Роулинса–Шеллхардта точно такой же, как и по степенной аппроксимационной математической модели Роулинса–Шеллхардта [1]. Разница лишь в том, что вместо классического уравнения Роулинса–Шеллхардта в расчетах применяется обобщенное уравнение (3). Именно поэтому далее все промежуточные детали расчетов будут опускаться и приводиться лишь окончательные результаты в табличном и графическом виде.

Расчеты прогнозных дебитов начинаем с определения по исходным данным в столбцах 4 и 5 табл. 1 уравнения для расчета пластового давления по накопленному объему извлеченного газа. Такое уравнение в виде уравнения линии тренда приведено на рис. 6.

Затем выбираем конкретный отрезок значений $0 \leq x \leq x_{\text{прн}} \leq 2,1$. Этот отрезок разбиваем равномерно распределенными точками деления на несколько частей. В табл. 3 равномерно распределенные по отрезку $0 \leq x \leq x_{\text{прн}} \leq 2,1$ точки деления x_i занесены в 1 столбец.

В каждой точке деления x_i по формуле уравнения для расчета пластового давления, приведенного на рис. 6, вычисляем прогнозные значения пластового давления и заносим результаты в столбец 2 табл. 3.

По вычисленному пластовому давлению и заданным депрессиям вычисляем забойные давления, занесенные в столбцы 3–5.

Построение аппроксимационной зависимости пластового давления от накопленного объема извлеченного газа

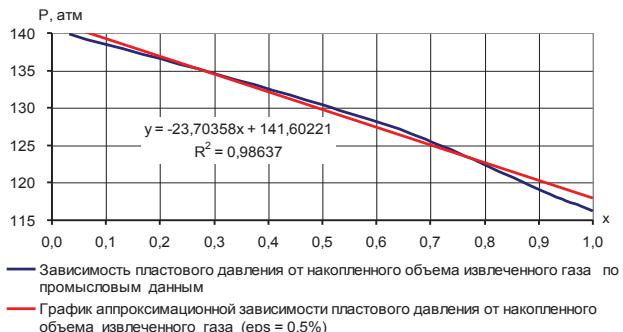


Рис. 6. Определение по исходным данным этапа истории уравнения зависимости пластового давления в зоне дренирования от накопленного объема извлеченного газа

Fig. 6. Determination of the equation for the dependence of reservoir pressure in the drainage zone on the accumulated volume of extracted gas based on the initial data of the stage of history

По значениям пластового и забойного давлений вычисляются квадратичные депрессии z_1 , z_2 и z_3 , а по ним по уравнению (3) с коэффициентами из табл. 2 – прогнозные дебиты q_1 , q_2 и q_3 . Последние в табл. 3 перечислены в столбцах 6–8 соответственно.

По вычисленным прогнозным дебитам в координатах (x, q) (табл. 3, столбец 1, 6–8) находим уравнения подходящих линий трендов для прогнозных дебитов $q=q(x)$.

На рис. 7 такие уравнения прогнозных дебитов $q=q(x)$ приведены.

Обнаружилось, что общим является то, что для всех рассматриваемых эксплуатационных режимов уравнения прогнозных дебитов $q(x)$ имеют общий вид

$$q(x) = a - bx \quad (5)$$

и отличаются только коэффициентами. Поэтому из дифференциального уравнения (2) для расчета времени t , в которое прогнозный дебит принимает значение $q(x)$, получаем формулу

$$\tau = t - t_1 = \frac{1}{\delta} \int_{x_1}^x \frac{dx}{q(x)} = \frac{1}{\delta} \int_{x_1}^x \frac{dx}{a - bx} = \frac{1}{\omega} \ln \left(\frac{a - bx_1}{a - bx} \right), \quad (6)$$

где $\omega = \delta b$.

Далее из уравнения (6) находим явную зависимость извлекаемых объемов газа $x=x(t)$ от времени t :

$$x = x_{\text{прн}}(\tau) = \frac{a}{b} - \left(\frac{a}{b} - x_1 \right) e^{-\omega \tau}. \quad (7)$$

Далее по формуле находим (2) аналитическое выражение зависимости прогнозного дебита от времени:

$$q_{\text{прн}}(t) = \frac{1}{\delta} = \frac{dx_{\text{прн}}(t)}{dt} = (a - bx_1)e^{-\omega t}. \quad (8)$$

По формуле (6) были рассчитаны времена прогнозных дебитов, занесенные в столбцы 9–11 в табл. 3.

По формулам (7), (8) были построены показанные на рис. 8 графики прогнозных дебитов скважины и прогнозных объемов извлекаемого газа для эксплуатации в режиме трех разных постоянных депрессий. Выбор на практике конкретного режима эксплуатации будет осуществляться по результатам технико-экономического анализа построенных графиков.

Таблица 3. Результаты расчетов прогнозных дебитов для режимов эксплуатации скважины с тремя разными постоянными депрессиями

Table 3. Calculation results of forecast flow rates for well operation modes with three different constant drawdowns

x	p_пл(x) p_res(x)	p_заб1(x) p_bot1(x)	p_заб2(x) p_bot2(x)	p_заб3(x) p_bot3(x)	q=q1(x)	q=q2(x)	q=q3(x)	t ₁	t ₂	t ₃
	атм/atm									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1,05	116,71	86,71	91,71	96,71	0,82	0,74	0,65	37,64	37,83	38,08
1,1	115,53	85,53	90,53	95,53	0,81	0,73	0,65	39,30	39,68	40,17
1,15	114,34	84,34	89,34	94,34	0,81	0,73	0,64	40,97	41,54	42,27
1,2	113,16	83,16	88,16	93,16	0,80	0,72	0,64	42,65	43,41	44,37
1,25	111,97	81,97	86,97	91,97	0,79	0,71	0,64	44,35	45,30	46,48
1,3	110,79	80,79	85,79	90,79	0,79	0,71	0,63	46,06	47,20	48,60
1,35	109,60	79,60	84,60	89,60	0,78	0,70	0,63	47,79	49,11	50,72
1,4	108,42	78,42	83,42	88,42	0,77	0,70	0,63	49,53	51,04	52,86
1,45	107,23	77,23	82,23	87,23	0,77	0,69	0,62	51,29	52,99	55,00
1,5	106,05	76,05	81,05	86,05	0,76	0,69	0,62	53,06	54,94	57,15
1,55	104,86	74,86	79,86	84,86	0,75	0,68	0,62	54,85	56,92	59,31
1,6	103,68	73,68	78,68	83,68	0,75	0,68	0,62	56,65	58,90	61,47
1,65	102,49	72,49	77,49	82,49	0,74	0,67	0,61	58,47	60,91	63,64
1,7	101,31	71,31	76,31	81,31	0,73	0,67	0,61	60,31	62,93	65,82
1,75	100,12	70,12	75,12	80,12	0,73	0,66	0,61	62,17	64,96	68,01
1,8	98,94	68,94	73,94	78,94	0,72	0,66	0,61	64,04	67,01	70,21
1,85	97,75	67,75	72,75	77,75	0,71	0,65	0,61	65,93	69,08	72,41
1,9	96,57	66,57	71,57	76,57	0,71	0,65	0,61	67,83	71,16	74,63
1,95	95,38	65,38	70,38	75,38	0,70	0,64	0,61	69,76	73,26	76,85
2	94,20	64,20	69,20	74,20	0,69	0,64	0,61	71,70	75,38	79,08
2,05	93,01	63,01	68,01	73,01	0,69	0,63	0,60	73,66	77,51	81,32
2,1	91,82	61,82	66,82	71,82	0,68	0,63	0,60	75,65	79,67	83,56
1,05	116,71	86,71	91,71	96,71	0,82	0,74	0,65	37,64	37,83	38,08
1,1	115,53	85,53	90,53	95,53	0,81	0,73	0,65	39,30	39,68	40,17
1,15	114,34	84,34	89,34	94,34	0,81	0,73	0,64	40,97	41,54	42,27
1,2	113,16	83,16	88,16	93,16	0,80	0,72	0,64	42,65	43,41	44,37
1,25	111,97	81,97	86,97	91,97	0,79	0,71	0,64	44,35	45,30	46,48
1,3	110,79	80,79	85,79	90,79	0,79	0,71	0,63	46,06	47,20	48,60
1,35	109,60	79,60	84,60	89,60	0,78	0,70	0,63	47,79	49,11	50,72
1,4	108,42	78,42	83,42	88,42	0,77	0,70	0,63	49,53	51,04	52,86
1,45	107,23	77,23	82,23	87,23	0,77	0,69	0,62	51,29	52,99	55,00
1,5	106,05	76,05	81,05	86,05	0,76	0,69	0,62	53,06	54,94	57,15
1,55	104,86	74,86	79,86	84,86	0,75	0,68	0,62	54,85	56,92	59,31
1,6	103,68	73,68	78,68	83,68	0,75	0,68	0,62	56,65	58,90	61,47
1,65	102,49	72,49	77,49	82,49	0,74	0,67	0,61	58,47	60,91	63,64
1,7	101,31	71,31	76,31	81,31	0,73	0,67	0,61	60,31	62,93	65,82
1,75	100,12	70,12	75,12	80,12	0,73	0,66	0,61	62,17	64,96	68,01
1,8	98,94	68,94	73,94	78,94	0,72	0,66	0,61	64,04	67,01	70,21
1,85	97,75	67,75	72,75	77,75	0,71	0,65	0,61	65,93	69,08	72,41
1,9	96,57	66,57	71,57	76,57	0,71	0,65	0,61	67,83	71,16	74,63
1,95	95,38	65,38	70,38	75,38	0,70	0,64	0,61	69,76	73,26	76,85
2	94,20	64,20	69,20	74,20	0,69	0,64	0,61	71,70	75,38	79,08
2,05	93,01	63,01	68,01	73,01	0,69	0,63	0,60	73,66	77,51	81,32
2,1	91,82	61,82	66,82	71,82	0,68	0,63	0,60	75,65	79,67	83,56

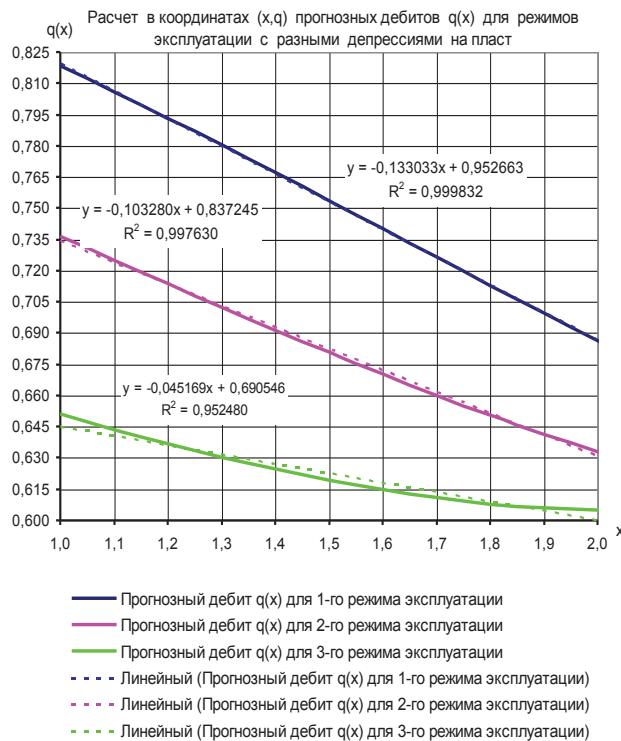


Рис. 7. Определение уравнений прогнозных дебитов в координатах (x, q) по данным табл. 3 в столбцах 1, 6–8

Fig. 7. Determination of the equations of predicted flow rates in coordinates according to Table 3 in columns 1, 6–8

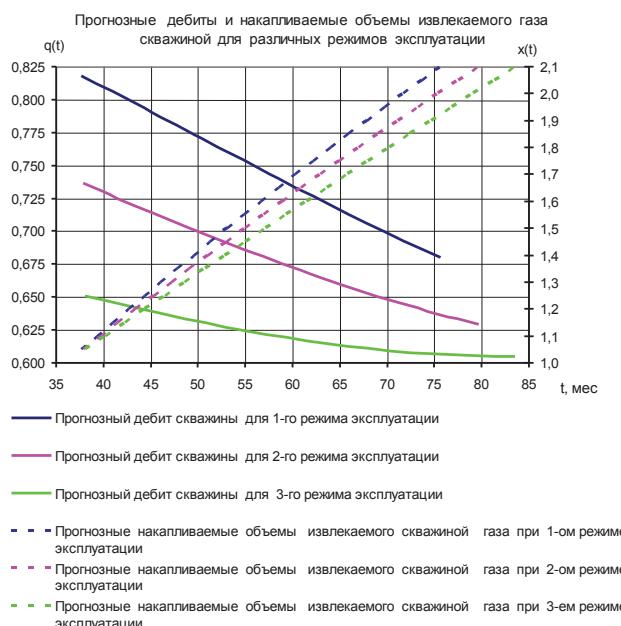


Рис. 8. Графики прогнозных дебитов скважины и прогнозных объемов извлекаемого газа для эксплуатации в режиме трех разных постоянных депрессий

Fig. 8. Plots of predicted well flow rates and predicted volumes of recoverable gas for operation in the mode of three different constant drawdowns

Заключение

Теоретическая значимость статьи в том, что в ней впервые предложено общее эмпирическое уравнение притока газа к скважинам – обобщенное уравнение Роулинса–Шеллхардта. Впервые предложен алгоритм расчета коэффициентов этого уравнения по накопленным на этапе истории отчетным геолого-промышленным данным. На приведенном примере доказано, что в отличие от стандартных классических ситуаций, когда индикаторная кривая притока газа к скважине носит монотонный характер, обобщенное уравнение Роулинса–Шеллхардта может описывать качественно новые особенности притока газа к скважине, когда индикаторная кривая немонотонна. Последнее особенно важно для газодобывающей практики, так как современные экспериментальные исследования о влиянии напряженно-деформированного состояния горных пород на фильтрационный процесс и дебит скважин показывают, что индикаторные кривые действительно могут быть немонотонными.

Практическая значимость статьи в том, что в ней впервые предложены теоретические основы перспективного планирования объемов добычи скважинами газодобывающего предприятия природного газа на 5–7 лет вперед, как для классических ситуаций с монотонными индикаторными кривыми, так и для принципиально новых ситуаций с немонотонными индикаторными кривыми.

Впервые на конкретном примере представлен расчет прогнозных дебитов скважины по заданным исходным геолого-промышленным данным, накопленным на этапе истории, для разных технологических режимов эксплуатации. Этот подход принципиально отличается от предложенных ранее другими авторами методов расчета прогнозных дебитов, основанных на применении временных рядов, не учитывающих возможность изменения ФЕС пластов от депрессии.

Предложенный подход расчета прогнозных дебитов скважин имеет потенциал для дальнейшего развития и автоматизации, так как значительно упростит процесс планирования геолого-технических мероприятий и оптимизации разработки газовых месторождений.

Дальнейшие исследования могут быть направлены на учет других факторов, влияющих на дебиты скважин, таких как геологические особенности пласта и структурные параметры. Это позволит улучшить точность прогнозирования и адаптировать методику к конкретным геологическим условиям.

В целом предложенный подход к прогнозированию дебитов газовых скважин при изменяющихся давлениях в пласте имеет широкий потенциал для применения в газодобывающей отрасли. Он обеспечивает более надежные и точные прогнозы дебитов, что способствует оптимизации процессов добычи и увеличению эффективности использования газовых ресурсов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Толпаев В.А., Ахмедов К.С. Теоретические основы планирования объемов добычи газа скважинами газодобывающего предприятия // НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – 2023. – № 4 (364). – С. 49–56. DOI: 10.33285/0130-3872-2023-4(364)-49-56.
2. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д. Нефтегазовая гидромеханика. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. – 544 с.
3. Rawlins E.L., Schellhardt Am.A. Back pressure data on natural gas wells and their application to production practices. – USA: United States Bureau of Mines US BUREAU OF MINES, 1935. – Vol. 7. – 210 p.
4. Попов С.Н., Чернышов С.Е., Гладких Е.А. Влияние деформаций терригенного коллектора в процессе снижения забойного и пластового давления на изменение проницаемости и продуктивности скважины // Известия Томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 9. – С. 148–157.
5. Попов С.Н., Чернышов С.Е. Численное моделирование неоднородного напряженно-деформированного состояния и прогноз изменения проницаемости прискважинной зоны при создании щелевой перфорации в терригенном коллекторе // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2020. – Вып. 4 (31). DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art3.
6. Карев В.И. Влияние напряженно-деформированного состояния горных пород на фильтрационный процесс и дебит скважин: автореф. дис. д-ра техн. наук. – СПб, 2010. – 34 с.
7. Прогнозирование работы скважин баженовской свиты на основе модифицированной модели динамического материального баланса / И.В. Байков, О.Ю. Кашников, Р.И. Гатин, А.В. Ханов, М.Ю. Данько // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2021. – № 6 (4). DOI: 10.51890/2587-7399-2021-6-4-106-115.
8. Применение прокси-моделей при прогнозировании параметров разработки нефтяных залежей / Ж.Т. Жетруов, К.Н. Шаяхмет, К.К. Карсыбаев, А.М. Булакбай, С.Б. Кулжанова // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. – 2022. – Т. 4. – № 2. DOI: 10.54859/kjogi.202242.
9. Simulation of the pressure-sensitive seepage fracture network in oil reservoirs with multi-group fractures / Y. Feng, Y. Liu, J. Chen, X. Mao // Fluid Dynamics & Material Processing. – 2022. – Vol. 18. – № 2. – P. 395–415. DOI: 10.32604/fdmp.2022.018141.
10. Оптимизация режимов работы нефтяных скважин / С.П. Абдурахманова, Н.А. Ахмедова, Э.Н. Юсупходжаева, Н.У. Ботирова // Экономика и социум. – 2022. – № 12 (103)-2. – С. 687. DOI: 18581/2020.
11. Турбаков М.С., Мордвинов В.А. Анализ и оптимизация технологических режимов работы добывающих скважин с целью повышения эффективности их эксплуатации // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2005. – № 6. – С. 77–81.
12. Досказиева Г.Ш., Куангалиев З.А., Имангалиева Г.Е. Оптимизация работы скважин на месторождениях НГДУ «Доссормунайгаз» // Universum: технические науки: электрон. научн. журн. – 2020. – № 3.1 (72.1). DOI:10.32743/UniTech.2020.72.1.3.1.
13. Settari A., Walters D.A. Advances in coupled geomechanical and reservoir modeling with applications to reservoir compaction // SPE Reservoir Simulation Symposium: Proceedings. – Houston, 1999. – P. 1–13. DOI: 10.2118/51927-MS.
14. Compaction-induced porosity/permeability reduction in sandstone reservoirs: data and model for elasticity-dominated deformation / P.M.T.M. Schutjens, T.H. Hansen, M.H.H. Hettema, J. Merour, P. de Bree, J.W.A. Coremans, G. Helliesen // SPE Reservoir evaluation & engineering. – 2004. – Vol. 7 (03). – P. 202–216. DOI: 10.2118/71337-MS.
15. Zoback M.D. Reservoir geomechanics. – Cambridge, U.K.: Cambridge University press, 2007. – 505 p.
16. Petroleum related rock mechanics / E. Fjear, R.M. Holt, P. Horsrud, A.M. Raaen, R. Risnes. – Amsterdam: Elsevier, 2008. – 492 p.
17. Chernyshov S.E., Popov S.N. The influence of geomechanical factors on the oil well productivity and the bottom-hole zone permeability of reservoir exposed by slotted perforation // Processes in GeoMedia. Vol. III. – Cham: Springer Geology, 2021. – P. 167–182. DOI: 10.1007/978-3-030-69040-3.
18. Stress sensitivity of porosity and permeability under varying hydrostatic stress conditions for different carbonate rock types of the geothermal Malm reservoir in southern Germany / D. Bohnsack, M. Potten, S. Freitag, F. Einsiedl, K. Zosseder // Geothermal Energy. – 2021. DOI: 10.1186/s40517-021-00197-w.
19. Research on the damage of porosity and permeability due to perforation on sandstone in the compaction zone / S. Xue, X. Zhu, L. Zhang, S. Zhu, G. Ye, X. Fan // CMC. – 2016. – Vol. 51. – № 1. – P. 21–42. DOI: 10.3970/cmc.2016.051.021.
20. To T., Chang C. Comparison of different permeability models for production-induced compaction in sandstone reservoir // The journal of engineering geology. – 2019. – Vol. 29. – № 4. – P. 367–381. DOI: 10.9720/kseg.2019.4.367.
21. Гарнаев А.Ю. MSExcel 2002: разработка приложений. – СПб.: БХВ-Петербург, 2004. – 768 с.
22. Математическая статистика / В.Б. Горянинов, И.В. Павлов, Г.М. Цветков и др. / под ред. В.С. Зарубина, А.П. Крищенко. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2001. – 424 с.

Информация об авторах

Курбан Сапижкуллаевич Ахмедов, доктор технических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Северо-Кавказского федерального университета, Россия, 355035, г. Ставрополь, пр. Кулакова, 16; K_Akhmedov@stv.vniigaz.gazprom.ru; <https://orcid.org/0000-0002-2909-8203>

Владимир Александрович Толпаев, доктор физико-математических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Северо-Кавказского федерального университета, Россия, 355035, г. Ставрополь, пр. Кулакова, 16; V_Tolpaev@stv.vniigaz.gazprom.ru; <https://orcid.org/0000-0001-5937-0151>

Поступила в редакцию: 17.04.2024

Поступила после рецензирования: 10.06.2024

Принята к публикации: 24.01.2025

REFERENCES

1. Tolpaev V.A., Akhmedov K.S. Theoretical foundations for planning gas production volumes from wells of a gas production enterprise. *NTZh "Construction of oil and gas wells on land and at sea"*, 2023, no. 4 (364), pp. 49–56. (In Russ.) DOI: 10.33285/0130-3872-2023-4(364)-49-56.
2. Basniev K.S., Dmitriev N.M., Rosenberg G.D. *Oil and gas hydromechanics*. Moscow, Izhevsk, Institute of Computer Research Publ., 2005. 544 p. (In Russ.)
3. Rawlins E.L., Schellhardt Am.A. *Back pressure data on natural gas wells and their application to production practices*. USA, United States Bureau of Mines US BUREAU OF MINES, 1935. Vol. 7, 210 p.
4. Popov S.N., Chernyshov S.E., Gladkikh E.A. The influence of deformations of a terrigenous reservoir in the process of reducing bottomhole and reservoir pressure on the change in permeability and productivity of a well. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333. no. 9, pp. 148–157. (In Russ.)
5. Popov S.N., Chernyshov S.E. Numerical modeling of a non-uniform stress-strain state and forecast of changes in the permeability of the near-well zone when creating slot perforation in a terrigenous reservoir. *Current problems of oil and gas*, 2020, vol. 4 (31). (In Russ.) DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art3.
6. Karev V.I. *The influence of the stress-strain state of rocks on the filtration process and well flow rate*. Cand. Dis. St. Petersburg, 2010. 34 p. (In Russ.)
7. Baykov I.V., Kashnikov O.Yu., Gatin R.I., Khanov A.V., Danko M.Yu. Forecasting the performance of wells in the Bazhenov formation based on a modified dynamic material balance model. *PRONEFT. Professionally about oil*, 2021, no. 6 (4): (In Russ.) DOI: 10.51890/2587-7399-2021-6-4-106-115.
8. Zhetruov Zh.T., Shayakhmet K.N., Karsybaev K.K., Bulakbay A.M., Kulzhanova S.B. Application of proxy models in forecasting parameters for the development of oil deposits. *Bulletin of the oil and gas industry of Kazakhstan*, 2022, vol. 4, no. 2. (In Russ.) DOI: 10.54859/kjogi.202242.
9. Feng Y., Liu Y., Chen J., Mao X. Simulation of the pressure-sensitive seepage fracture network in oil reservoirs with multi-group fractures. *Fluid Dynamics & Material Processing*, 2022, vol. 18, no. 2, pp. 395–415. DOI: 10.32604/fdmp.2022.018141.
10. Abdurakhmanova S.P., Akhmedova N.A., Yusupkhodzhaeva E.N., Botirova N.U. Optimization of operating modes of oil wells. *Economy and Society*, 2022, no. 12 (103)-2, pp. 687. (In Russ.) DOI: 18581/2020.
11. Turbakov M.S., Mordvinov V.A. Analysis and optimization of technological operating modes of production wells in order to increase the efficiency of their operation. *Bulletin of PNIPU. Geology. Oil and gas and mining*, 2005, no. 6, pp. 77–81. (In Russ.)
12. Doskazieva G.Sh., Kuangaliev Z.A., Imangalieva G.E. Optimization of well operation at the fields of NGDU "Dossormunaigas". *Universum: technical sciences: electron. scientific journal*, 2020, no. 3.1 (72.1). (In Russ.) DOI: 10.32743/UniTech.2020.72.1.3.1.
13. Settari A., Walters D.A. Advances in coupled geomechanical and reservoir modeling with applications to reservoir compaction. *SPE Reservoir Simulation Symposium: Proceedings*. Houston, 1999. pp. 1–13. DOI: 10.2118/51927-MS.
14. Schutjens P.M.T.M., Hansen T.H., Hettema M.H.H., Merour J., De Bree P., Coremans J.W.A., Helliesen G. Compaction-Induced porosity/permeability reduction in sandstone reservoirs: data and model for elasticity-dominated deformation. *SPE Reservoir evaluation & engineering*, 2004, vol. 7 (03), pp. 202–216. DOI: 10.2118/71337-MS.
15. Zoback M.D. *Reservoir geomechanics*. Cambridge, Cambridge University press, 2007. 505 p.
16. Fjear E., Holt R.M., Horsrud P., Raaen A.M., Risnes R. *Petroleum related rock mechanics*. Amsterdam, Elsevier, 2008. 492 p.
17. Chernyshov S.E., Popov S.N. The influence of geomechanical factors on the oil well productivity and the bottom-hole zone permeability of reservoir exposed by slotted perforation. *Processes in GeoMedia. Vol. III. Cham, Springer Geology*, 2021, pp. 167–182. DOI: 10.1007/978-3-030-69040-3.
18. Bohnsack D., Potten M., Freitag S., Einsiedl F., Zosseder K. Stress sensitivity of porosity and permeability under varying hydrostatic stress conditions for different carbonate rock types of the geothermal Malm reservoir in southern Germany. *Geothermal Energy*, 2021, DOI: 10.1186/s40517-021-00197-w
19. Xue S., Zhu X., Zhang L., Zhu S., Ye G., Fan X. Research on the damage of porosity and permeability due to perforation on sandstone in the compaction zone. *CMC*, 2016, vol. 51, no. 1, pp. 21–42. DOI: 10.3970/cmc.2016.051.021.
20. To T., Chang C. Comparison of different permeability models for production-induced compaction in sandstone reservoir. *The journal of engineering geology*, 2019, vol. 29, no. 4, pp. 367–381. DOI: 10.9720/kseg.2019.4.367.
21. Garnaev A.Yu. *MS Excel 2002: application development*. St. Petersburg, BHV-Petersburg Publ., 2004. 768 p. (In Russ.)
22. Goryainov V.B., Pavlov I.V., Tsvetkov G.M. *Mathematical statistics*. Eds. V.S. Zarubin, A.P. Krishchenko. Moscow, Bauman Moscow State Technical University Publ. House, 2001. 424 p. (In Russ.)

Information about the authors

Kurban S. Akhmedov, Dr. Sc., Professor, North Caucasus Federal University, 16, Kulakov avenue, Stavropol, 355035, Russian Federation; K_Akhmedov@stv.vniigaz.gazprom.ru; <https://orcid.org/0000-0002-2909-8203>

Vladimir A. Tolpaev, Dr. Sc., Professor, North Caucasus Federal University, 16, Kulakov avenue, Stavropol, 355035, Russian Federation; V_Tolpaev@stv.vniigaz.gazprom.ru; <https://orcid.org/0000-0001-5937-0151>

Received: 17.04.2024

Revised: 10.06.2024

Accepted: 24.01.2025

УДК 622.732.2
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4625
Шифр специальности ВАК: 25.00.22

Эффективность комбинирования геотехнологий при добыче золота

В.И. Голик[✉]

Московский политехнический университет, Россия, г. Москва

[✉]v.i.golik@mail.ru

Аннотация. Целью работы является моделирование процесса комбинирования технологий добычи золота для повышения эффективности его вскрытия и оптимизации капитальных и эксплуатационных затрат, исходя из того, что экономические показатели производства зависят от сочетания возможностей технологий добычи и переработки руд. **Методология.** Решение поставленных задач обеспечивается комплексным изучением и обоснованием эффективных вариантов золотодобывающего производства. Этапы исследования включают в себя этапы освоения месторождения от анализа перспектив до разработки модели и алгоритма оценки. Основным методом доказательства является лабораторный и промышленный эксперимент для вариантов выщелачивания, в том числе: агитационное, агитационное после активации в сухом состоянии и с механохимической активацией в дезинтеграторе. Результаты лабораторных и натурных исследований положены в основу рекомендаций по модернизации технологий добычи и переработки руд. **Результаты и их анализ.** Приведены результаты анализа разработки месторождений золота и технологий их разработки. Обоснована целесообразность переработки некондиционного для традиционных технологий металлосодержащего сырья. Показана роль производства золота выщелачиванием металлов из хвостов обогащения упорных сульфидных руд. Обосновано, что поддержание мощности горных предприятий связано с вовлечением в переработку хвостов обогащения технологически вскрываемых руд. Определены цели и задачи совершенствования методов комбинирования технологий разработки месторождений золота. Приведена методика комплексного изучения процессов и закономерностей выщелачивания золота на этапах разработки золоторудных месторождений. Рекомендован алгоритм извлечения золота кучным выщелачиванием. Приведены примерные количественные показатели практического извлечения золота. **Выводы.** Учет факторов комбинирования геотехнологий комплексного освоения месторождений при определенных условиях обеспечивает прибыль за счет эффективного использования ресурсов.

Ключевые слова: золото, комбинирование, технология, добыча, обогащение, сырье, выщелачивание, обоснование, дезинтегратор

Для цитирования: Голик В.И. Эффективность комбинирования геотехнологий при добыче золота // Известия томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 3. – С. 38–43. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4625

UDC 622.732.2
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4625

Effectiveness of combining geotechnologies when mining gold

V.I. Golik[✉]

Moscow State Polytechnic University, Moscow, Russian Federation

[✉]v.i.golik@mail.ru

Abstract. Aim. To simulate combination of gold mining technologies to increase the efficiency of its opening and optimize costs. The efficiency of metal extraction depends on a combination of the possibilities of extraction and enrichment technologies for metal-containing raw materials. The methodology of the research includes a comprehensive study of physico-chemical processes and the establishment of patterns of gold leaching, as well as the justification of the possibility of

rationalization of gold mining production options. **Methodology.** Comprehensive study of the processes and patterns of gold leaching at the stages of field development; models for assessing the impact of mining on the environment; algorithms for gold extraction by hydrometallurgical and heap methods and in disintegrators; algorithm for selecting the parameters of gold leaching from tailings of enrichment and poor ores. Quantitative indicators of the practical extraction of gold by leaching are given. **Results and their analysis.** The author has substantiated the expediency of processing substandard metal-containing raw materials. The paper demonstrates the role of gold production by leaching metals from resistant sulfide ores. It is proved that maintaining the capacity of mining enterprises is associated with the involvement of technologically opened ores in the processing of tailings. The author defined the goals and objectives of improving the methods of combining technologies for the development of gold deposits. **Conclusions.** Taking into account the factors of combining geotechnologies of integrated field development under certain conditions ensures profit through the efficient use of resources.

Keywords: gold, combination, technology, extraction, enrichment, raw materials, leaching, justification, disintegrator

For citation: Golik V.I. Effectiveness of combining geotechnologies when mining gold. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 3, pp. 38–43. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4625

Введение

Месторождения золота характеризуются разнообразием условий локализации в природе, что объясняет многообразие технологий их разработки. Золото добывают не только из золотых руд, но и из таких, в которых основными являются другие металлы. Подземная разработка жильных месторождений золота отличается большей трудоемкостью, чем разработка других месторождений.

Повышение рыночной цены на золото стимулирует его производство. Для этого становится целесообразным перерабатывать бедные и труднообогатимые руды, дорабатывать консервированные запасы, перерабатывать отходы добычи и переработки руд.

Совершенствование технологий делает рентабельной переработку отходов с содержанием золота от 1,0 г/т.

В рамках конверсии технологий добычи золота от традиционных технологий к новым физико-химическим технологиям важным резервом увеличения производства золота является выщелачивание металлов из некондиционного сырья [1–3], в том числе из отходов и хвостов горного и обогатительного переделов [4, 5].

Основные надежды поддержания мощности предприятий связаны с вовлечением в переработку техногенных запасов хвостов обогащения руд, количество которых в добывающих странах увеличивается с ростом объемов добычи полезных ископаемых [6].

Добыча золота из техногенных месторождений создает предпосылки для реализации стратегии увеличения производства технологически вскрываемых руд [7–9].

Практикой подтверждено, что при переработке сырья с содержанием золота от 0,5 г/т затраты на извлечение золота выщелачиванием с активацией в быстроходных мельницах-дезинтеграторах намного меньше затрат при выщелачивании в перколяторах и активаторах [10].

Цель работы – увеличение производства металлов и оздоровление окружающей среды запасов путем переработки отходов. Цель достигается решением задач, в том числе:

обоснованием эколого-экономической целесообразности выщелачивания золота из некондиционного и теряемого в недрах и отвалах сырья;

оптимизацией методов разработки природных и техногенных месторождений технологиями с выщелачиванием.

Методика

Решение поставленных задач обеспечивается комплексным изучением и обоснованием эффективных вариантов золотодобывающего производства.

Этапы исследования включают в себя:

- анализ перспектив селективной добычи золота;
- моделирование показателей;
- экспериментальное извлечение золота по известным схемам;
- установление закономерностей выщелачивания в дезинтеграторе;
- разработку мер по управлению энергией взрыва при отбойке руд;
- формулирование принципов комбинирования этапов разработки;
- разработку модели и алгоритма оценки [11, 12].

Целесообразность извлечения золота новыми технологиями обосновывается экспериментально для каждого варианта выщелачивания, в том числе:

- агитационным выщелачиванием;
- агитационным выщелачиванием после активации в сухом состоянии;
- выщелачиванием растворами реагентов активацией в дезинтеграторе с вариацией соотношения «жидкого к твердому».

Результаты лабораторных и натурных исследований положены в основу рекомендаций по модернизации технологий добычи и переработки руд.

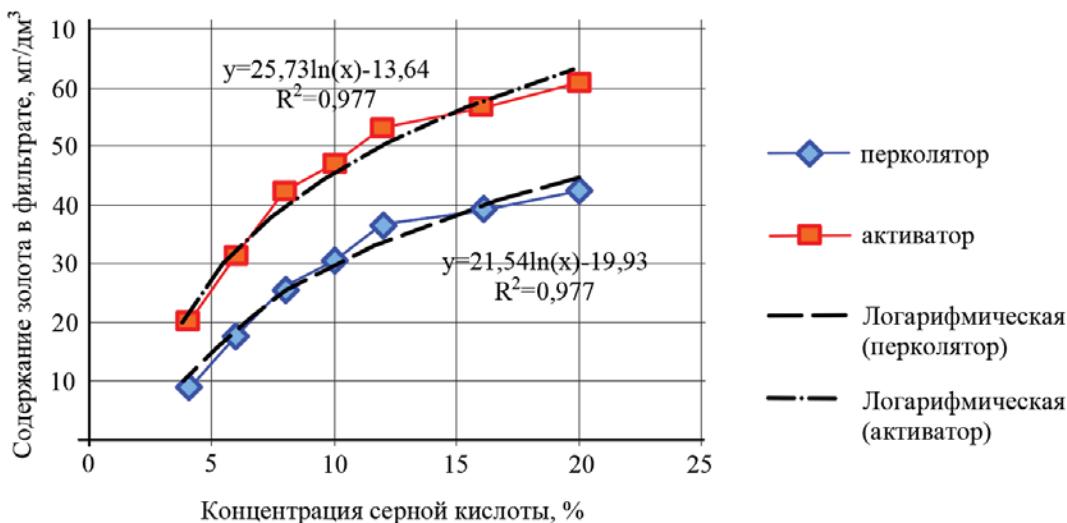


Рис. 1. Зависимость извлечения золота от способа активации процесса
 Fig. 1. Dependence of gold extraction on the process activation method

Результаты

К прорывным технологиям получения золота относится выщелачивание металлов из минерального сырья в быстроходных мельницах – дезинтеграторах с механохимической активацией процессов, где выщелачивающий реагент запрессовывается в образующиеся от механической деформации пород трещины.

Экспериментальная проверка возможности извлечения металлов осуществлена на хвостах обогащения полиметаллических руд Садонского месторождения (Республика Северная Осетия – Алания) и железистых кварцитов Курской магнитной аномалии. Комбинированная механохимическая активация золотосодержащего сырья при выщелачивании в дезинтеграторе повышает извлечение металлов в исследованных условиях на 2–70 % от их содержания в отходах и уменьшает время выщелачивания металлов на два порядка.

Показатели извлечения золота в раствор при прочих одинаковых условиях выщелачивания описываются графиком с логарифмической интерполяцией (рис. 1).

Алгоритм выбора параметров процесса выщелачивания золота из хвостов и бедных руд представлен на рис. 2.

Из сравнения показателей извлечения золота в раствор следует, что выщелачивание в активаторах намного превышает извлечение в перколяторах, что подтверждается логарифмической интерпретацией. Влияние на процесс выщелачивания количества реагентов наиболее проявляется при концентрации серной кислоты в диапазоне 5–10 %.

Для решения задач современного горного производства с использованием мультиагентных си-

стем предлагаются новые подходы, например, системы искусственного интеллекта [13–15].

Вопросы эффективности комбинирования геотехнологий при добыче металлов исследованы в работах зарубежных специалистов данного направления горного дела [16–20].

Комплексный учет технологических, экономических и экологических факторов комбинирования геотехнологий улучшает показатели горного предприятия. Комбинированная технология является реальным шагом к выживанию предприятий горной промышленности в условиях рыночной экономики.

Выводы

1. В рамках конверсии технологий добычи золота резервом увеличения его производства является выщелачивание металлов из отходов и хвостов горного и обогатительного переделов технологически вскрываемых руд.
2. К прорывным технологиям получения золота относится выщелачивание в быстроходных мельницах-дезинтеграторах с механохимической активацией процессов, где выщелачивающий реагент запрессовывается в образующиеся от механического воздействия трещины.
3. На хвостах обогащения полиметаллических руд Садонского месторождения (Республика Северная Осетия – Алания) и железистых кварцитов Курской магнитной аномалии экспериментально определено, что выщелачивание с комбинированной механохимической активацией металлоносодержащего сырья в дезинтеграторе повышает извлечение металлов на 2–70 %.
4. Результаты исследования подтверждаются логарифмической интерполяцией процессов извлечения золота.



Рис. 2. Алгоритм выбора технологии выщелачивания из хвостов и бедных руд
 Fig. 2. Algorithm for choosing leaching technology from tailings and poor ores

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Теория и практика кучного выщелачивания золота / Б.Б. Бейсембаев, Б.К. Кенжалиев, Х.К. Абсалимов, Б.Д. Лерман, Б.С. Лузин, А.П. Доронин. – Алматы: Гылым, 1998. – 168 с.
2. Technology for nonwaste recovery of tailings of the Mizur mining and processing plant / V.I. Golik, R.V. Klyuev, N.V. Martyushev, D.A. Zyukin, A.I. Karlina // Metallurgist. – 2023. – Vol. 66. – № 11–12. – P. 1476–1480. DOI: 10.1007/s11015-023-01462-y.
3. Козырев Е.Н. Научные основы физико-химической геотехнологии освоения рудных месторождений Северного Кавказа: дис. ... д-ра техн. наук. – М., 2002. – 360 с.
4. Reuse and mechanochemical processing of ore dressing tailings used for extracting Pb and Zn / V.I. Golik, R.V. Klyuev, N.V. Martyushev, V.V. Kondratiev, V.S. Tynchenko, V.A. Gladikh, L.V. Iushkova, V. Brigida // Materials. – 2023. – № 16. – 7004.
5. Сыса А.А. Теоретические основы комбинированной технологии активации руд: дисс. ... канд. техн. наук. – Владикавказ, 2001. – 130 с.
6. Harris J.M., Roach B. Environmental and natural resource economics. A contemporary approach. – New York, Armonk: M.E. Sharpe, Inc., 2013. – 246 p.

7. Лузин Б.С., Битимбаев М.Ж. Новая технология электрохимического извлечения золота из упорных сульфидных руд и концентратов // Международная конференция по вопросам комплексной переработки минерального сырья. – Алматы, 2003. – С. 24–26.
8. Лузин Б.С. Методика расчета параметров формирования штабелей кучного выщелачивания // Вестник КазНТУ им. К.И. Сатпаева. – 2003. – № 3. – С. 12–17.
9. Freeman A.M., Herriges J.A., Kling C.L. The measurement of environmental and resource values. Theory and methods. – New York, USA: RFF Press, 2014. – 325 p.
10. Efficiency gains when using activated mill tailings in underground mining / V.S. Brigida, V.I. Golik, R.V. Klyuev, L.B. Sabirova, A.R. Mambetalieva, Yu.I. Karlina // Metallurgist. – 2023. – Vol. 67. – № 3–4. DOI: 10.1007/s11015-023-01526-z.
11. Теория и практика совершенствования и создания новой технологии разработки и использования рудных и угольных месторождений / В.А. Шестаков, В.Н. Шаляпин, А.А. Белодедов, А.В. Логачев. – Новочеркасск: ЮРГТУ (НПИ), 2005. – 425 с.
12. Техногенные минеральные образования: проблемы перехода к циркулярной экономике / М.Н. Игнатьева, В.В. Юрак, А.В. Душин, В.Е. Стровский // Горные науки и технологии. – 2021. – № 2. – С. 73–89.
13. Валиев Н.Г., Головырин С.С., Макаров В.В. К вопросу об использовании систем искусственного интеллекта в процедурах аудита современного горного производства (проблематика решения задач современного горного производства с использованием мультиагентных систем) // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2017. – № S23. – С. 134–139.
14. Sustainable development principles for the disposal of mining and mineral processing wastes / D.M. Franks, D.V. Boger C.M., Côte, D.R. Mulligan // Resources Policy. – 2011. – Vol. 36. – № 2. – P. 114–122.
15. Уральский горный и московский горный: взаимодействие вузов / А.В. Душин, Н.Г. Валиев, Ю.А. Лагунова, А.Г. Шорин // Горный журнал. – 2018. – № 4. – С. 4–10.
16. Sánchez F., Hartlieb P. Innovation in the mining industry: technological trends and a case study of the challenges of disruptive innovation // Mining, Metallurgy & Exploration. – 2020. – Vol. 37. – Iss. 5. – P. 1385–1399.
17. Lagneau V., Regnault O., Descotes M. Industrial deployment of reactive transport simulation: an application to uranium in situ recovery // Reviews in Mineralogy and Geochemistry. – 2019. – Vol. 85. – Iss. 1. – P. 499–528.
18. Uncertainty quantification for uranium production in mining exploitation by In Situ Recovery / J. Langanay, T. Romary, I. Freulon et al. // Computational Geosciences. – 2021. – Vol. 25. – № 3. – P. 831–850. DOI: 10.1007/s10596-020-10018-x
19. Sinclair L., Thompson J. In situ leaching of copper: challenges and future prospects // Hydrometallurgy. – 2015. – Vol. 157. – P. 306–324.
20. Vrancken C., Longhurst P.J., Wagland S.T. Critical review of real-time methods for solid waste characterisation: Informing material recovery and fuel production // Waste Management. – 2017. – Vol. 61. – P. 40–57.

Информация об авторах

Владимир Иванович Голик, доктор технических наук, профессор, кафедра металлургии, Московский политехнический университет, Россия, 107023, г. Москва, ул. Б. Семеновская, 38, v.i.golik@mail.ru. <https://orcid.org/0000-0002-1181-8452>

Поступила в редакцию: 21.03.2024

Поступила после рецензирования: 10.07.2024

Принята к публикации: 24.01.2025

REFERENCES

1. Beisembayev B.B., Kenzhaliev B.K., Absalyamov H.K., Lerman B.D., Luzin B.S., Doronin A.P. *Theory and practice of heap leaching of gold*. Almaty, Gylym Publ., 1998. 168 p. (In Russ.)
2. Golik V.I., Klyuev R.V., Martyushev N.V., Zyukin D.A., Karlina A.I. technology of waste-free disposal of tailings of the Mizur mining and processing plant. *Metallurg.*, 2023, vol. 66, no. 11–12, pp. 1476–1480. DOI: 10.1007/s11015-023-01462-Y.
3. Kozyrev E.N. *Scientific foundations of physico-chemical geotechnology for the development of ore deposits in the North Caucasus*. Dr. Diss. Moscow, 2002. 360 p. (In Russ.)
4. Golik V.I., Klyuev R.V., Martyushev N.V., Kondratiev V.V., Tynchenko V.S., Gladkikh V.A., Iushkova L.V., Brigida V.V. Reuse and mechanochemical processing of ore dressing tailings used for Pb and Zn extraction. *Materials*, 2023, no. 16, pp. 7004.
5. Sysa A.A. *Theoretical foundations of combined ore activation technology*. Cand. Diss. Vladikavkaz, 2001. 130 p. (In Russ.)
6. Harris J.M., Roach B. *Economics of the environment and natural resources. A modern approach*. New York, Armonk, M.E. Sharp. Inc., 2013. 246 p.
7. Luzin B.S., Bitimbayev M.Zh. New technology of electrochemical extraction of gold from resistant sulfide ores and concentrates. *International Conference on integrated processing of mineral raw materials*. Almaty, 2003. pp. 24–26. (In Russ.)
8. Luzin B.S. Method of calculation of parameters of formation of piles of heap leaching. *Bulletin of KazNTU named after K.I. Satpayev*, 2003, no. 3, pp. 12–17. (In Russ.)
9. Freeman A.M., Herriges J.A., Kling K.L. *Measurement of environmental and resource values. Theory and methods*. New York, USA, RFF Press, 2014. 325 p.
10. Brigida V.S., Golik V.I., Klyuev R.V., Sabirova L.B., Mambetalieva A.R., Karlina Yu.I. Efficiency gains when using activated mill tailings in underground mining. *Metallurgist*, 2023, vol. 67, no. 3–4. DOI: 10.1007/s11015-023-01526-z.
11. Shestakov V.A., Shalyapin V.N., Belodedov A.A., Logachev A.V. *Theory and practice of improving and creating a new technology for the development and use of ore and coal deposits*. Novocherkassk, YURGTU (NPI) Publ., 2005. 425 p. (In Russ.)

12. Ignatieva M.N., Yurak V.V., Dushin A.V., Strovsky V.E. Technogenic mineral formations: problems of transition to a circular economy. *Mining sciences and technologies*, 2021, no. 2, pp. 73–89. (In Russ.)
13. Valiev N.G., Golovyrin S.S., Makarov V.V. On the use of artificial intelligence systems in audit procedures of modern mining production (problems of solving problems of modern mining production using multi-agent systems). *Mining information and analytical bulletin (scientific and technical journal)*, 2017, no. S 23, pp. 134–139. (In Russ.)
14. Franks D.M., Boger D.V., Côte C.M., Mulligan D.R. principles of sustainable development of waste disposal of mining and processing of minerals. *Resource policy*, 2011, vol. 36, no. 2, pp. 114–122.
15. Dushin A.V., Valiev N.G., Lagunova Yu.A., Shorin A.G. Ural Mining and Moscow Mining: interaction of universities. *Gorny journal*, 2018, no. 4, pp. 4–10. (In Russ.)
16. Sanchez F., Hartlib P. Innovations in the mining industry: technological trends and case studies of problems of breakthrough innovations. *Mining, metallurgy and geological exploration*, 2020, vol. 37, Iss. 5, pp. 1385–1399.
17. Lagno V., Regno O., Descost M. Industrial implementation of reactive transport modeling: an application to Uranium extraction in situ. *Reviews in Mineralogy and Geochemistry*, 2019, vol. 85, Iss. 1, pp. 499–528.
18. Langaney J., Romari T., I. Freylon. Quantitative assessment of the uncertainty of uranium extraction during mining by the in situ Recovery method. *Computational Geosciences*, 2021, vol. 25, no. 3, pp. 831–850.
19. Sinclair L., Thompson J. Intraplastic copper leaching: problems and prospects of the future. *Hydrometallurgy*, 2015, vol. 157, pp. 306–324.
20. Vranczen C., Longhurst P.J., Wagland S.T. Critical review of real-time methods for solid waste characterisation: informing material recovery and fuel production. *Waste Management*, 2017, vol. 61, pp. 40–57.

Information about the authors

Vladimir I. Golik, Dr. Sc., Professor, Moscow State Polytechnic University, 38, B. Semenovskaya street, Moscow, 107023, Russian Federation, v.i.golik@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0002-1181-8452>

Received: 21.03.2024

Revised: 10.07.2024

Accepted: 24.01.2025

УДК 622.24.051.64
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4711
Шифр специальности ВАК: 2.8.1

Исследование влияния поверхностной пластической деформации материала бурильных труб на их технологические свойства

Н.А. Буглов, П.С. Пушмин[✉]

Иркутский национальный исследовательский технический университет,
Россия, г. Иркутск

[✉]pps@ex.istu.edu

Аннотация. Актуальность работы обусловлена необходимостью исследования влияния поверхностной пластической деформации бурильных труб на их технологические свойства, что позволит значительно сократить нерациональные материальные и энергетические затраты на проходку скважин, а также оптимизировать технико-экономические показатели производства буровых работ. Цель: повышение производительности геологической разведки посредством оптимизации эксплуатационных характеристик бурильных труб. Объекты: буровая скважина, буровой снаряд, бурильная колонна, дробеударная обработка труб, поверхностная пластическая деформация. Методы: разработаны и изготовлены специализированные испытательные стенды для проведения экспериментальных исследований; обработка данных экспериментальных исследований произведена графоаналитическим методом. Результаты. Представлены результаты исследования влияния поверхностной пластической деформации, произведенной посредством дробеударной обработки поверхности материала бурильных труб, на их технологические свойства. Проведенные исследования показали значительное влияние поверхностной пластической деформации бурильных труб на их технологические свойства и эксплуатационные характеристики. В частности, было установлено, что микротрещины и прочие микродефекты могут привести к снижению прочности и усталостной выносимости трубы, а также к ухудшению ее коррозионной стойкости. Выводы. Оптимальной степенью покрытия поверхности бурильных труб ЛБТН-54 и СБТ-42, гарантирующей существенное улучшение их технологических свойств, является величина, близкая к 80 %. При оптимальной степени поверхности пластической деформации материала бурильных труб ЛБТН-54 жесткость их поперечного сечения увеличивается в 1,8 раза; крутильная жесткость возрастает в 1,3 раза; демпфирующая способность повышается на 33 %, а амплитуда свободных колебаний уменьшается в среднем в 1,9 раза; затраты мощности на проворачивание их вокруг своей изогнутой оси увеличиваются на 15 %. При оптимальной степени поверхности пластической деформации материала бурильных труб СБТ-42 жесткость их поперечного сечения возрастает в 1,43 раза; крутильная жесткость увеличивается в 1,4 раза; демпфирующая способность повышается на 25 %, а амплитуда свободных колебаний уменьшается в среднем в 1,75 раза; затраты мощности на проворачивание вокруг своей изогнутой оси уменьшаются на 7 %. Поверхностная пластическая деформация материала бурильных труб ЛБТН-54 способствует расширению областей их работы в скважине в режиме прямой прецессии, обеспечивающей улучшение технико-экономических показателей бурения в сложных геологических условиях.

Ключевые слова: бурильные трубы, пластическая деформация, прогиб трубы, дробеударная обработка, амплитуда и скорость затухания, ток вращения

Для цитирования: Буглов Н.А., Пушмин П.С. Исследование влияния поверхностной пластической деформации материала бурильных труб на их технологические свойства // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 3. – С. 44–50. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4711

UDC 622.24.051.64
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4711

Effect of surface plastic deformation of drill pipes material on their technological properties

N.A. Buglov, P.S. Pushmin[✉]

Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russian Federation

[✉]pps@ex.istu.edu

Abstract. Relevance. The need to study the effect of surface plastic deformation of drill pipes on their technological properties, which will significantly reduce the irrational material and energy costs of drilling wells, as well as optimize the technical and economic indicators of drilling operations. **Aim.** To increase the productivity of geological exploration by optimizing the operational characteristics of drill pipes. **Objects.** Drilling well, drilling shell, drill string, shot blasting of pipes, surface plastic deformation. **Methods.** Specialized test benches have been developed and manufactured for conducting experimental studies; processing of experimental research data was carried out by the graphoanalytic method. **Results.** The paper introduces the results of the study of the effect of surface plastic deformation produced by means of shot-impact treatment of the surface of the drill pipe material on their technological properties. The conducted studies shown a significant effect of surface plastic deformation of drill pipes on their technological properties and operational characteristics. In particular, it was found that microcracks and other microdefects can lead to a decrease in the strength and fatigue resistance of the pipe, as well as to a deterioration in its corrosion resistance. **Conclusions.** The optimal degree of surface coating of LBTN-54 and SBT-42 drill pipes, which guarantees a significant improvement in their technological properties, is close to 80%. With an optimal degree of surface plastic deformation of the material of LBTN-54 drill pipes the stiffness of their cross-section increases by 1.8 times; torsional stiffness grows by 1.3 times; damping capacity increases by 33%, and the amplitude of free vibrations decreases by an average of 1.9 times; power costs for turning them around their curved axis grow by 15%. At the optimal degree of surface plastic deformation of the SBT-42 drill pipe material the stiffness of their cross-section increases by 1.43 times; torsional stiffness grows by 1.4 times; damping capacity increases by 25%, and the amplitude of free vibrations decreases by an average of 1.75 times; power consumption for turning around its curved axis decreases by 7%. Surface plastic deformation of the LBTN-54 drill pipe material contributes to the expansion of the areas of their operation in the well in the mode of direct precession, which ensures the improvement of technical and economic indicators of drilling in difficult geological conditions.

Keywords: drill pipes, plastic deformation, pipe deflection, shot blasting, amplitude and attenuation rate, rotation current

For citation: Buglov N.A., Pushmin P.S. Effect of surface plastic deformation of drill pipes material on their technological properties. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 3, pp. 44–50. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4711

Введение

Одним из способов обработки поверхности бурильных труб, способствующих повышению их технологических свойств, является дробеударная обработка. Для реализации данного способа применяется специальное оборудование, оснащенное ударными головками, создающее ударную волну высокой интенсивности, которая удаляет с поверхности металла труб практически любые неровности и дефекты [1–5].

Главным преимуществом дробеударной обработки является увеличение производительности и жизненного цикла бурильных труб. Это процесс, который может способствовать снижению затрат на обслуживание и ремонт бурового технологического инструмента. Возможна обработка поверхностей бурильных труб разных диаметров с различной интенсивностью воздействия [6–11].

Для оценки влияния результатов дробеударной обработки на упругие и демпфирующие свойства бурильных труб был разработан и изготовлен испытательный стенд, позволивший провести исследования воздействия поверхностной пластической деформации (ППД) на изменение следующих характеристик: жесткости на изгиб; крутильной жесткости; скорости затухания свободных колебаний; затрат мощности на вращение прогнутой трубы.

Основу стендов составляют два стальных основания, выполненных в виде рам, жестко закрепленных на бетонном полу при помощи анкеров. Такая заделка обеспечивает их устойчивость при проведении экспериментов, сопряженных с вращением, колебаниями и, как следствие, стабильность условий проведения измерений. В зависимости от вида проводимых исследований выполнялась различная комплектация оснований узлами привода и закреп-

ления. Например, при проведении исследований по влиянию обработки на изгибную жесткость стенд комплектуется по схеме, представленной на рис. 1.

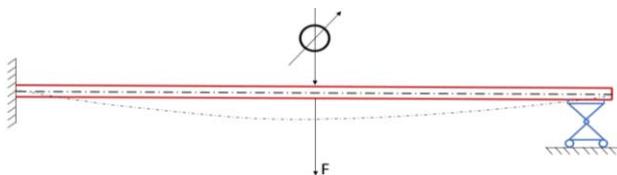


Рис. 1. Схема комплектации стенд для исследования влияния ППД на изгибную жесткость бурильных труб
Fig. 1. Scheme of stand configuration for studying the effect of surface plastic deformation (SPD) on the bending stiffness of drill pipes

Согласно схеме, левая сторона бурильной трубы закрепляется в жесткой заделке, которая реализована с использованием прецизионных зажимных призм, что обеспечивает равенство защемления при прикреплении образцов. Правая сторона установлена на шарнирно-подвижной опоре, позволяющей штанге двигаться как вдоль оси вращения, так и изменять угол наклона при прогибе.

Подобным образом была выполнена заделка образца применительно к отслеживанию жесткости на прогиб. В центральной точке относительно заделок к трубе присоединяется тяга датчика колебаний дифференциально-трансформаторного типа. Сам датчик колебаний закреплен в магнитной стойке, которая позволяет плавно регулировать его положение по вертикали, что необходимо для установки нулевой точки отсчета перемещения. Измерительный сигнал, предварительно выпрямленный в двухполупериодном выпрямителе, поступает на вход самопищущего вольтметра Н338-6П. Питание датчика переменным током осуществляется от низкочастотного генератора сигналов Г3-117.

Для масштабирования сигнала самописца и точной установки начального положения измерительного сердечника относительно катушек к выходной линии параллельно самописцу также был подключен цифровой универсальный вольтметр В7-16А. В непосредственной близости от датчика колебаний закрепляется электросбросовое устройство, при помощи которого обеспечивается резкий отрыв прикрепленного к нему груза. Для отслеживания изменений крутильной жесткости в зависимости от степени обработки труб был использован стенд, схема которого показана на рис. 2.

Труба с обеих сторон укладывается на подшипниковые пары, соосно закрепленные на основаниях. На левом основании при помощи шарнирно-неподвижной опоры закреплен двигатель постоянного тока с понижающим редуктором, который при помощи карданного вала передает вращение трубы.

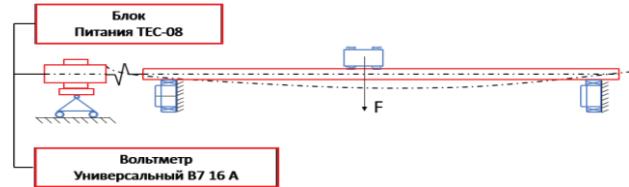


Рис. 2. Схема комплектации стенд для исследования влияния ППД на крутильную жесткость

Fig. 2. Scheme of the stand configuration for studying the SPD effect on torsional stiffness

Для соединения карданного вала и штанги используется резьбовой переход. Изгиб трубы обеспечивается при помощи подшипниковой тележки нагрузки, самоцентрирующейся в плоскости прогиба без точки опоры к неподвижному основанию, что минимизирует влияние величины прогиба трубы относительно осей сечения и вращения.

Устройство нагружения, присоединяемое к тележке, позволяет реализовать четырехкратное изменение нагрузки. Напряжение на двигатель подавалось с высокостабильного лабораторного источника постоянного напряжения ТЕС-08. Ток вращения измерялся цифровым универсальным вольтметром В7-16А.

Изменение жесткости на скручивание бурильной трубы экспериментально исследовано при помощи стендса, схема которого показана на рис. 3. В данном случае левая сторона трубы жестко закреплена прецизионными призмами аналогично тому, что использовались при измерении прогиба. К правой стороне трубы, лежащей на подшипниковой опоре, присоединён рычаг закручивания, на конце которого размещено устройство нагружения.

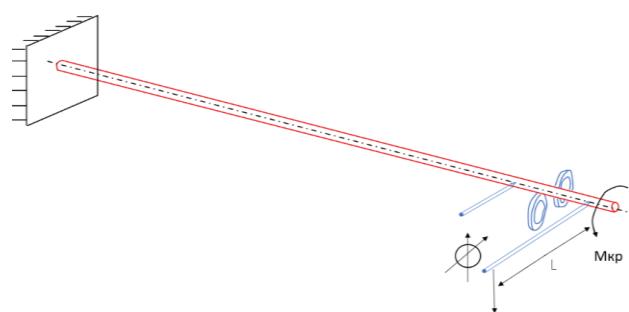


Рис. 3. Схема комплектации стенд для исследования влияния ППД на жесткость скручивания

Fig. 3. Scheme of the stand configuration for studying the SPD effect on the twisting stiffness

Угол заворота определялся косвенным методом с использованием датчика перемещения ИЧ25, на который при помощи измерительного рычага передается линейная величина заворота, впоследствии переводимая в градусную меру угла.

Методика проведения стендовых исследований и обработка полученных результатов

Методика проведения экспериментов во всех случаях оставалась неизменной и включала несколько этапов. На первом этапе проводилось снятие параметра трубы до проведения обработки. Последующие этапы предполагают обработку до заданной степени покрытия и повторение всего комплекса измерений. В каждом комплекте стальных (СБТ) и легкосплавных (ЛБТ) бурильных труб было по пять труб. На торцах труб наносились метки, расположенные относительно друг друга под углом 180 град., что позволяло ориентировать трубу по двум неизменным плоскостям замера, обеспечивающим четыре позиции ориентации.

Такой подход позволил снизить влияние случайной составляющей ошибки измерения, связанной с геометрическими отклонениями образца. Кроме этого, для снижения погрешности каждый замер повторялся во всех четырех позициях закрепления по пять раз последовательно после прорыва и перекрепления. Таким образом, при каждой степени обработки по каждому образцу произведено 20 наблюдений.

Ранее проведенные исследования влияния ППД на характеристики бурильных труб позволили сделать выводы о наиболее эффективных режимах обработки [11–20]. Данный факт позволил ограничиться при проведении экспериментов теми параметрами и степенями обработки, которые имеют наибольшее практическое применение.

Так, упрочнение поверхности бурильной трубы осуществлялось дробью 3 мм при скорости дроби $V=80$ м/с со степенью покрытия 60, 70, 80, 90 %, затем проводился весь комплекс измерений.

Методика отслеживания влияния обработки на изгибную жесткость бурильных труб состояла в следующем. Образец трубы монтировался на специализированном стенде (рис. 1), к его центральной части подводился индикатор часового типа и устройство нагружения. Подведение нагрузки производилось с шагом 2 даН до тех пор, пока прогиб не превысит значения 10 мм. Замеры прогибов повторялись в каждой позиции закрепления по три раза последовательно после разворота и перекрепления образца.

Полученные результаты представлены на рис. 4.

Результаты замеров прогиба трубы ЛБТН-54 от прилагаемой нагрузки при различных степенях покрытия показывают, что величина стрелы прогиба линейным образом зависит от степени обработки – между исходной трубой и 60, 70, 80 процентной степенью покрытия разница значима у обоих типов труб (значение p -критерия менее 0,001 ($p<0,001$)). Между 80 и 90 % степенями покрытия разница у труб ЛБТН-54 несущественна ($p>0,05$), СБТ-42 – разница минимальна, но значима ($p=0,05$). Здесь можно сделать вывод о том, что целесообразно вести обработку до степени 80 %, далее может начаться проявление эффекта Ваушингера (переупрочнение поверхностного слоя, приводящее к потере жесткости и шелушению обработанной поверхности).

В качестве функции отклика при изучении влияния степени ППД на демпфирующие свойства материала бурильных труб приняты: скорость полного затухания свободных колебаний; амплитуда свободных колебаний.

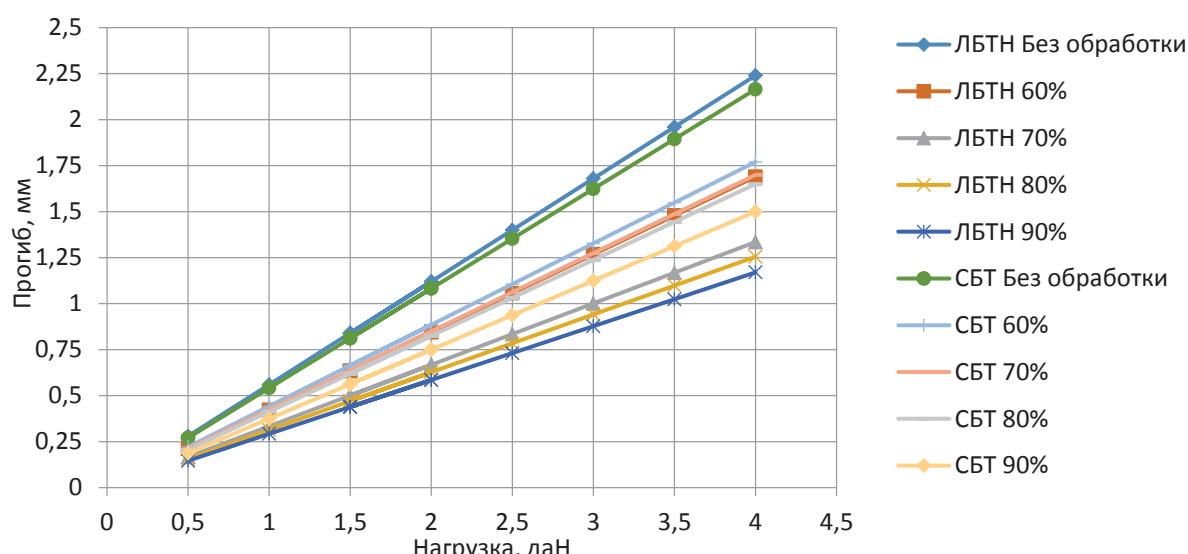


Рис. 4. Зависимость прогиба труб ЛБТН-54 и СБТ-42 от нагрузки при разных степенях покрытия
 Fig. 4. Dependence of the deflection of the LBTN-54 and SBT-42 pipe on the load at different degrees of coating

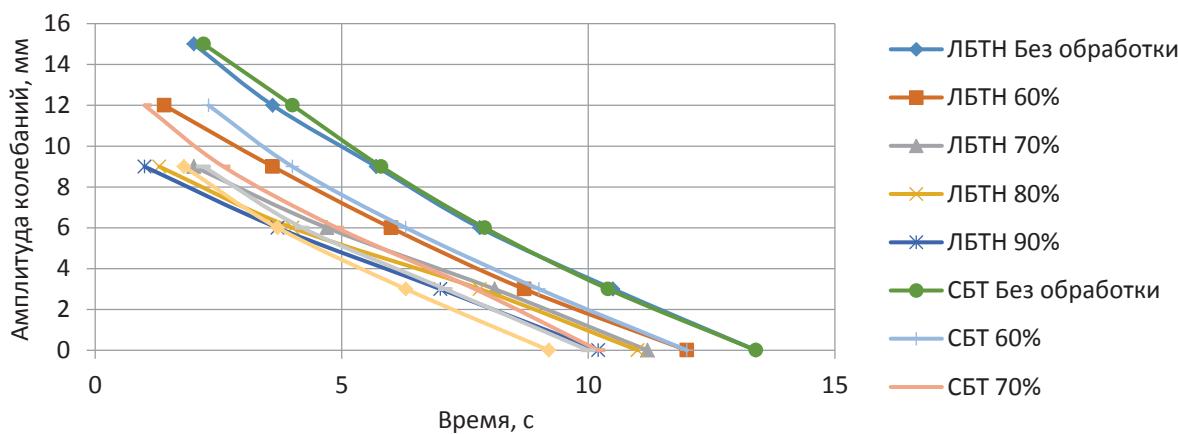


Рис. 5. Зависимость амплитуды и скорости затухания свободных колебаний от степени покрытия труб ЛБТН-54 и СБТ-42
Fig. 5. Dependence of the amplitude and attenuation rate of free oscillations on the degree of coating of the pipe LBTN-54 and SBT-42

Полученные в результате экспериментов диаграммы разбивались на равные участки длиной 5 мм, что при скорости протяжки ленты самописца 25 мм/с соответствует реальному времени колебания образца 0,2 с. На разбитых участках производилось усреднение амплитуды графоаналитическим способом. По полученным усредненным значениям для одноименных интервалов времени находилось среднее арифметическое значение амплитуды по всем замерам для образца, что позволило построить графики зависимости амплитуды колебаний от времени затухания (рис. 5).

Анализ графических зависимостей показывает, что у обработанного образца снижены как время полного затухания колебаний, так и амплитуда. Причем между исходным образцом и 60–70 % степенями покрытия разница во время затухания колебаний как у труб ЛБТН-54, так и у труб СБТ-42 существенна ($p<0,001$). Между 80–90 % степенями существенной разницы во времени затухания не наблюдается ($p>0,05$).

Стенд, укомплектованный, как показано на рис. 3, использовался для исследования зависимости тока вращения от величины прогиба трубы, для чего в центральной точке относительно опор ставилась тележка нагрузки, на двигатель подавалось напряжение вращения. После измерения тока холостого вращения производилось последовательное четырехкратное нагружение с шагом 8 даН и отслеживанием тока вращения при каждой нагрузке. Полученные результаты представлены на рис. 6.

Величина прогиба в данной серии экспериментальных исследований является производной от прилагаемой нагрузки. Как видно, ток вращения линейно зависит от изгибающей нагрузки, причем при увеличении степени покрытия происходит его снижение. Между исходным образцом 60–70 % степенями по-

крытия разница в силе тока в обоих случаях существенна ($p<0,001$). Степени покрытия 70–80 % также различаются ($p<0,05$), однако, что хорошо видно на диаграмме, значительно меньше. Между 80–90 % покрытия разница не наблюдается ($p>0,05$).

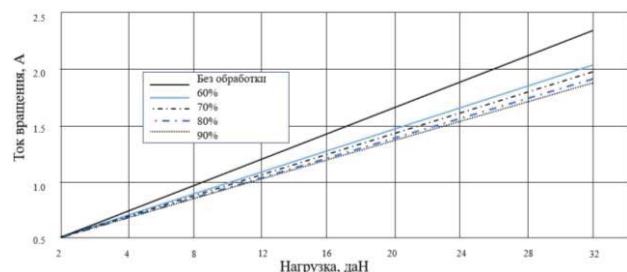


Рис. 6. Зависимость тока вращения от величины прогиба при разных степенях покрытия трубы СБТ-42
Fig. 6. Dependence of the rotation current on the deflection value at different degrees of coating of the pipe SBT-42

Выходы

Резюмируя основные результаты проведенного исследования, можно сделать следующие выводы:

1. Оптимальной степенью покрытия поверхности легкосплавных бурильных труб ниппельного соединения наружным диаметром 54 мм (ЛБТН-54) и стальных бурильных труб наружным диаметром 42 мм (СБТ-42), гарантирующей существенное улучшение их технологических свойств, является величина, близкая к 80 %.
2. При оптимальной степени ППД материала бурильных труб ЛБТН-54 жесткость их поперечного сечения увеличивается в 1,8 раза; крутильная жесткость возрастает в 1,3 раза; демпфирующая способность повышается на 33 %, а ам-

плитуда свободных колебаний уменьшается в среднем в 1,9 раза; затраты мощности на проворачивание их вокруг своей изогнутой оси увеличиваются на 15 %. При оптимальной степени ППД материала бурильных труб СБТ-42 жесткость их поперечного сечения возрастает в 1,43 раза; крутильная жесткость увеличивается в 1,4 раза; демпфирующая способность повышается на 25 %, а амплитуда свободных колебаний

уменьшается в среднем в 1,75 раза; затраты мощности на проворачивание вокруг своей изогнутой оси уменьшаются на 7 %.

3. ППД материала бурильных труб ЛБТН-54 способствует расширению областей их работы в скважине в режиме прямой прецессии, обеспечивающей улучшение технико-экономических показателей бурения в сложных геологических условиях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Фалеев С.Ю., Русинов О.А. Применение современных технологий в области дробеударной обработки // Современные авиационные технологии. – 2023. – С. 38–44.
2. Гриб П.С., Буглов Н.А., Карпиков А.В. Исследование влияния основных технологических процессов дробеударной обработки на глубину деформированного слоя бурильных труб // Известия Сибирского отделения РАН. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. – 2011. – № 2 (39). – С. 212–218.
3. Рыковский Б.П., Смирнов В.А., Щетинин Г.М. Местное упрочнение деталей поверхностным наклепом. – М.: Машиностроение, 1985. – 151 с.
4. Макарук А.А., Пушмин П.С., Романов Г.Р. Повышение эффективности изготовления обсадных колонн технологическими методами // Перспективы развития горно-металлургической отрасли (Игошинские чтения). – 2022. – Т. 1. – С. 312–316.
5. Повышение коррозионной стойкости бурильных труб дробеударной обработкой / А.В. Карпиков, Н.А. Буглов, В.А. Захаров, В.Н. Москвитин // Известия Сибирского отделения РАН. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. – 2011. – № 2 (39). – С. 228–230.
6. Owowa R.O., Ossia C.V., Akhigbemidu C.O. Analyses of pipelines for deep horizontal directional drilling installation // American Journal of Mechanical Engineering. – 2016. – Vol. 4. – № 4. – P. 153–162.
7. Буглов Н.А., Пушмин П.С. Обоснование оптимальных параметров стабилизирующих колонковых компоновок при бурении скважин в условиях естественного искривления // Известия Томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 7. – С. 20–29.
8. Петенев П.Г., Нескоромных В.В., Попова М.С. Опыт и результаты внедрения динамически стабилизирующего инструмента при бурении геологоразведочных скважин комплексами ССК // Разведка и охрана недр. – 2022. – № 3. – С. 57–64.
9. Nguyen K.-L., Tran Q.-T., Andrianoeily M.A. A rotordynamics model for rotary drillstring with nonlinear interactions in a 3D well // Proc. 10th International Conference on Rotor Dynamics. – Rio de Janeiro, Brazil, 2018. – P. 325–339.
10. Кузнецов А.Б., Григулецкий В.Г. Упругая устойчивость компоновки нижней части бурильной колонны при бурении горизонтального участка ствола скважины // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 5 (341). – С. 5–8.
11. Жданеев О.В., Зайцев А.В., Продан Т.Т. О возможностях создания российской высокотехнологичной компоновки низа бурильной колонны // Записки Горного института. – 2021. – Т. 252. – № 6. – С. 872–884.
12. Муминов М.Р., Шин И.Г. Повышение эффективности дробеударного упрочнения деталей машин переменными параметрами режима обработки // Инновации в металлообработке: взгляд молодых специалистов. – 2015. – С. 224–226.
13. Calculation models for the assessment of deflected mode in the surface layer of parts during surface plastic deformation by running and smoothing / B. Kasimov, M. Muminov, A. Abrorov, Kh. Mirzakarimov // Modern Innovations, Systems and Technologies. – 2022. – Vol. 2. – № 4. – P. 324–330.
14. Chow J., Schubert J., Skirts-Wald H. Analysis of well management on extended and multi-barrel trajectories // Drilling and completion SPE. – 2004. – Vol. 20. – № 2. – P. 101–108.
15. Молдаши Д.Н. Методы и технические решения повышения надежности удержания трассы геотехнологической скважины // Горные науки и технологии. – 2021. – Т. 6. – № 1. – С. 42–51.
16. Heisig G., Cavallaro G., Jogi P. Continuous estimates of the curvature of the wellbore during drilling based on measurements of the bending moment in the well // Proceedings of the annual technical Conference and exhibition SPE. – Houston, Texas, USA, 2004. – P. 234–241.
17. Sugiura J., Jones S. A drill bit and drilling motor with embedded high-frequency 1600 Hz drilling dynamics sensors provide new insights into challenging downhole drilling conditions // SPE/IADC International Drilling Conference and Exhibition. OnePetro. – Hague, Netherlands, 4–7 March 2019. – Vol. 4. – P. 223–247.
18. Kwak H., Hursan G., Shao W. Predicting carbonate rock properties using NMR data and generalized interpolation-based techniques // Petrophysics. – 2016. – Vol. 57. – Iss. 4. – P. 351–368.
19. Lubinski A., Woods H.B. Factors influencing the angle of inclination and curvature of rotating wells // Drilling and production practice. – New York, New York, USA: American Petroleum Institute, 1953. – P. 222–250.
20. Мухаметов Ф.Х., Левинсон Л.М. Разработка компоновки бурильной колонны для скважин с большой протяженностью горизонтального участка на шельфе северных морей // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19. – № 2. – С. 27–36.

Информация об авторах

Николай Александрович Буглов, кандидат технических наук, заведующий кафедрой нефтегазового дела Иркутского национального исследовательского технического университета, Россия, 664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83. bna@ex.istu.edu; <https://orcid.org/0009-0007-6112-7071>

Павел Сергеевич Пушмин, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазового дела Иркутского национального исследовательского технического университета, Россия, 664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83. pps@ex.istu.edu; <https://orcid.org/0000-0001-5127-849X>

Поступила в редакцию: 21.05.2024

Поступила после рецензирования: 06.06.2024

Принята к публикации: 24.01.2025

REFERENCES

1. Faleev S.Yu., Rusinov O.A. Application of modern technologies in the field of shot blasting. *Modern aviation technologies*, 2023. pp. 38–44. (In Russ.)
2. Grib P.S., Buglov N.A., Karpikov A.V. Investigation of the influence of the main technological processes of shot blasting on the depth of the deformed layer of drill pipes. *Izvestia of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences. Geology, prospecting and exploration of ore deposits*, 2011, no. 2 (39), pp. 212–218. (In Russ.)
3. Rykovsky B.P., Smirnov V.A., Shchetinin G.M. *Local hardening of parts by surface riveting*. Moscow, Mashinostroenie Publ., 1985. 151 p. (In Russ.)
4. Makaruk A.A., Pushmin P.S., Romanov G.R. Increasing the efficiency of casing production by technological methods. *Prospects for the development of the mining and metallurgical industry (Igoshinsky readings)*, 2022, vol. 1, pp. 312–316. (In Russ.)
5. Karpikov A.V., Buglov N.A., Zakharov V.A., Moskvitin V.N. Improving the corrosion resistance of drill pipes by shot-impact treatment. *Izvestiya Sibirskogo secession RAS. Geology, prospecting and exploration of ore deposits*, 2011, no. 2 (39), pp. 228–230. (In Russ.)
6. Owowa R.O., Ossia C.V., Akhigbemidu C.O. Analyses of pipelines for deep horizontal directional drilling installation. *American Journal of Mechanical Engineering*, 2016, vol. 4, no. 4, pp. 153–162.
7. Buglov N.A., Pushmin P.S. Substantiation of optimal parameters of stabilizing column arrangements when drilling wells in conditions of natural curvature. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 7, pp. 20–29. (In Russ.)
8. Petenev P.G., Neskromnykh V.V., Popova M.S. Experience and results of the introduction of a dynamically stabilizing tool when drilling geological exploration wells by SSK complexes. *Exploration and protection of the subsoil*, 2022, no. 3, pp. 57–64. (In Russ.)
9. Nguyen K.-L., Tran Q.-T., Andrianoely M.A. A rotordynamics model for rotary drillstring with nonlinear interactions in a 3D well. *Proc. 10th International Conference on Rotor Dynamics*. Rio de Janeiro, Brazil, 2018. pp. 325–339.
10. Kuznetsov A.B., Griguletsky V.G. Elastic stability of the layout of the lower part of the drill string when drilling a horizontal section of the borehole. *Construction of oil and gas wells on land and at sea*, 2021, no. 5 (341), pp. 5–8. (In Russ.)
11. Zhdaneev O.V., Zaitsev A.V., Prodan T.T. On the possibilities of creating a Russian high-tech layout of the bottom of the drill string. *Notes of the Mining Institute*, 2021, vol. 252, no. 6, pp. 872–884. (In Russ.)
12. Muminov M.R., Shin I.G. Improving the efficiency of shot-impact hardening of machine parts with variable processing mode parameters. *Innovations in metalworking: a view of young specialists*, 2015, pp. 224–226. (In Russ.)
13. Kasimov B., Muminov M., Abrorov A., Mirzakarimov Kh. Calculation models for the assessment of deflected mode in the surface layer of parts during surface plastic deformation by running and smoothing. *Modern Innovations, Systems and Technologies*, 2022, vol. 2, no. 4, pp. 324–330.
14. Chow J., Schubert J., Skirts-Wald H. Analysis of well management on extended and multi-barrel trajectories. *Drilling and completion SPE*, 2004, vol. 20, no. 2, pp. 101–108.
15. Moldashi D.N. Methods and technical solutions for improving the reliability of holding the route of a geotechnological well. *Mining Sciences and technologies*, 2021, vol. 6, no. 1, pp. 42–51. (In Russ.)
16. Heisig G., Cavallaro G., Jogi P. Continuous estimates of the curvature of the wellbore during drilling based on measurements of the bending moment in the well. *Proceedings of the annual technical Conference and exhibition SPE*. Houston, Texas, USA, 2004. pp. 234–241.
17. Sugiura J., Jones S. A drill bit and drilling motor with embedded high-frequency 1600 Hz drilling dynamics sensors provide new insights into challenging downhole drilling conditions. *SPE/IADC International Drilling Conference and Exhibition. OnePetro*. Hague, Netherlands, 4–7 March 2019. Vol. 4, pp. 223–247.
18. Kwak H., Hursan G., Shao W. Predicting carbonate rock properties using NMR data and generalized interpolation-based techniques. *Petrophysics*, 2016, vol. 57, Iss. 4, pp. 351–368.
19. Lubinski A., Woods H.B. Factors influencing the angle of inclination and curvature of rotating wells. *Drilling and production practice*. New York, New York, USA, American Petroleum Institute, 1953. pp. 222–250.
20. Mukhametov F.H., Levinson L.M. Development of a drill string layout for wells with a long horizontal section on the shelf of the Northern seas. *Oil and gas business*, 2021, vol. 19, no. 2, pp. 27–36. (In Russ.)

Information about the authors

Nikolay A. Buglov, Cand. Sc., Head of the Department of Oil and Gas Engineering, Irkutsk National Research Technical University, 83, Lermontov street, Irkutsk, 664074, Russian Federation. bna@ex.istu.edu; <https://orcid.org/0009-0007-6112-7071>

Pavel S. Pushmin, Cand. Sc., Associate Professor, Irkutsk National Research Technical University, 83, Lermontov street, Irkutsk, 664074, Russian Federation. pps@ex.istu.edu; <https://orcid.org/0000-0001-5127-849X>

Received: 21.05.2024

Revised: 06.06.2024

Accepted: 24.01.2025

УДК 622.276
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4656
Шифр специальности ВАК: 25.00.17

Оценка эффективности применения метода CO₂-EOR для увеличения нефтеотдачи на месторождении шельфа о. Сахалин

С.М. Зайнулин^{1,2✉}, А.Е. Сторожева¹

¹ Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Россия, г. Москва

² Институт глобального климата и экологии имени академика Ю.А. Израэля, Россия, г. Москва

✉stepanzainulin@gmail.com

Аннотация. Актуальность исследования обусловлена необходимостью снижения объёмов выбросов парниковых газов в атмосферу. Внедрение и оптимизация технологий, направленных на уменьшение углеродного следа может быть основной инициативой промышленности в отношении климатических изменений. Одной из перспективных технологий в нефтегазовой отрасли является применение углекислого газа для повышения нефтеотдачи. Данная технология позволяет эффективно утилизировать CO₂, снижая его концентрацию в атмосфере и одновременно увеличивая объёмы добычи нефти. Цель: оценка эффективности закачки углекислого газа в качестве метода увеличения нефтеотдачи на месторождении Х шельфа острова Сахалин. Методы: математическое моделирование, статистические методы. В рамках исследования был проведен сбор данных о проектах CO₂-EOR из различных открытых источников, что позволило сформировать базу для анализа. На основе этих данных была создана многофакторная линейная регрессионная модель. Для проверки точности модели использовались статистические методы, включая анализ остатков и тесты на значимость коэффициентов. Подтверждённая модель применялась для оценки потенциала CO₂-EOR на шельфе Охотского моря. Результаты и выводы. С помощью разработанной расчётной модели проведен анализ влияния ключевых параметров регрессионной модели на эффективность технологии CO₂-EOR. Модель продемонстрировала высокий уровень объяснительной способности, что подтверждается значениями коэффициентов детерминации. Результаты показали высокую значимость большинства рассмотренных переменных и подтвердили потенциал CO₂-EOR в качестве эффективного инструмента для достижения экологических и производственных целей в нефтегазовой отрасли. Также был оценен потенциал увеличения нефтеотдачи на трех объектах месторождения Х шельфа о. Сахалин.

Ключевые слова: CO₂-EOR, углеродный след, увеличение нефтеотдачи, улавливание углекислого газа, шельф острова Сахалин, расчётная модель

Для цитирования: Зайнулин С.М., Сторожева А.Е. Оценка эффективности применения метода CO₂-EOR для увеличения нефтеотдачи на месторождении шельфа о. Сахалин // Известия Томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 3. – С. 51–62. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4656

UDC 622.276
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4656

Evaluation of the effectiveness of the CO₂-EOR method for enhanced oil recovery in the offshore Sakhalin Island field

S.M. Zainulin^{1,2✉}, A.E. Storozheva¹

¹ National University of Oil and Gas «Gubkin University», Moscow, Russian Federation

² Yu.A. Izrael Institute of Global Climate and Ecology, Moscow, Russian Federation

✉stepanzainulin@gmail.com

Abstract. Relevance. The need to reduce greenhouse gas emissions into the atmosphere. The introduction and optimisation of technologies to reduce carbon footprints can be a major industry initiative to address climate change. One of the most promising technologies in the oil and gas industry is the use of carbon dioxide for enhanced oil recovery. This technology allows CO₂ to be used efficiently, reducing its concentration in the atmosphere while increasing oil production. **Aim.** Evaluation of the effectiveness of carbon dioxide injection as a method of enhanced oil recovery in Field X offshore Sakhalin Island.

Methods. Mathematical modelling, statistical methods. As part of our study, data on CO₂-EOR projects were collected from various public sources to form the basis of the analysis. Based on this data, a multivariate linear regression model was developed.

Statistical methods including residual analysis and coefficient significance tests were used to verify the accuracy of the model. The validated model was used to estimate the CO₂-EOR potential on the shelf of the Sea of Okhotsk. **Results and conclusions.** Using the developed calculation model, the influence of key parameters of the regression model on the efficiency of CO₂-EOR technology was analysed. The model showed a high level of explanatory power, which was confirmed by the values of the coefficients of determination. The results showed high significance of most of the variables considered and confirmed the potential of CO₂-EOR as an effective tool for achieving environmental and production goals in the oil and gas industry. The potential for enhanced oil recovery at three locations in the X field offshore Sakhalin Island was also evaluated.

Keywords: CO₂-EOR, carbon footprint, enhanced oil recovery, carbon dioxide capture, Sakhalin Island shelf, computational model

For citation: Zainulin S.M., Storozheva A.E. Evaluation of the effectiveness of the CO₂-EOR method for enhanced oil recovery in the offshore Sakhalin Island field. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 3, pp. 51–62. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4656

Введение

Рост энергопотребления на нашей планете приводит к значительному увеличению объёмов выбросов углекислого газа (CO₂) в атмосферу. Согласно данным Национального доклада о кадастре антропогенных выбросов, в 2021 г. суммарные выбросы парниковых газов, включая CO₂, метан и закись азота, в секторе «Энергетика» составили 1679,1 млн т CO₂-экв. [1]. Эта проблема стала предметом особого внимания на государственном уровне, в связи с чем были приняты ключевые нормативно-правовые акты, направленные на сокращение выбросов парниковых газов [2, 3].

Сахалинская область была выбрана в качестве пилотного региона для реализации мероприятий по углеродному регулированию. Доминирующее положение в экономике региона занимает нефтегазовый сектор, на долю которого приходится около 80 % общего объема промышленного производства. Сахалинская область является важнейшим на Дальнем Востоке России поставщиком нефти и газа. На шельф Охотского моря приходится 40,94 % разведанных шельфовых запасов нефти в РФ [4]. Перед операторами нефтегазовых проектов на острове Сахалин стоит сложная задача не только обеспечения целевых показателей снижения выбросов CO₂, но и поиска экономически эффективных и экологически безопасных способов их достижения.

Ранее нами были рассмотрены различные сценарии захоронения CO₂ в геологических формациях и выделены наиболее перспективные и подходящие для условий шельфа о. Сахалин. Одним из этих подходов является использование технологии повышения нефтеотдачи пластов с закачкой углекислого газа под давлением (далее CO₂-EOR), которая позволяет одновременно увеличивать добычу

нефти и снижать объёмы парниковых газов в атмосфере [5]. Использование CO₂ в качестве агента нагнетания в пласт с целью увеличения нефтеотдачи как один из вариантов геологического размещения имеет право на существование. Капиллярные силы в конце добычи нефти приводят к тому, что нефть становится относительно надежным хранилищем для закачанного CO₂ в краткосрочной перспективе (100 лет). В более долгосрочной перспективе – от тысяч до десятков тысяч лет – CO₂, растворенный в соленой пластовой воде, сверхкритическом флюиде и нефти, будет перераспределяться в минеральные фазы при наличии достаточного количества реакционноспособных минералов [6]. Например, Канада в Национальном докладе о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом сообщает в категории 1.С. CO₂ Transport and Storage, что углекислый газ, используемый в качестве агента нагнетания, действует как растворитель, одновременно повышая пластовое давление, что приводит к высвобождению захваченных углеводородов в добывающие скважины. Процесс заводнения под высоким давлением также приводит к тому, что CO₂ задерживается в пустотах, ранее занятых молекулами углеводородов. В будущем полностью истощенный пласт обеспечит долгосрочное геологическое хранение CO₂ [7].

Однако перед тем как внедрить эту технологию на практике, необходимо тщательно оценить её эффективность и выбрать наиболее подходящие объекты для закачки CO₂. Учитывая высокую стоимость экспериментальных исследований процессов закачки CO₂ в пластовых условиях, в данной работе предложена расчётная модель, которая поз-

волит провести предварительную оценку эффективности данной технологии и выбрать наиболее перспективные площадки для её реализации без значительных финансовых затрат [8–11].

Методика исследования

Методологический подход данного исследования базируется на комплексном анализе исторических данных проектов CO₂-EOR с последующим построением и оценкой регрессионной модели. Целью анализа является определение наиболее значимых факторов, влияющих на эффективность технологии CO₂-EOR, и использование этих знаний для идентификации перспективных геологических объектов для использования технологии на шельфе острова Сахалин.

Этап 1: Сбор данных

Была проведена комплексная работа по сбору исторических статистических данных проектов CO₂-EOR, включая такие параметры, как глубина залегания пласта, температура пласта, пористость пласта, проницаемость пласта и др. Данные были получены из открытых литературных источников, описывающих реализованные проекты по всему миру (табл. 1) [12–15].

Этап 2: Построение регрессионной модели

На основании собранных данных была построена множественная линейная регрессионная модель следующего вида (1):

$$E_{CO_2} = \beta_0 + \beta_1 D + \beta_2 T + \beta_3 \phi + \beta_4 k + \\ + \beta_5 m + \beta_6 \rho + \beta_7 \mu + \beta_8 HCPV_{inj}, \quad (1)$$

где E_{CO_2} – зависимая переменная, отражающая эффективность закачки CO₂, м³/м³; $\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_8$ – коэффициенты регрессии, соответствующие каждому из факторов; D – глубина залегания пласта, м; T –

температура пласта, °; ϕ – пористость, д. ед.; k – проницаемость, мД; m – мощность пласта, м; ρ – плотность нефти, кг/м³; μ – динамическая вязкость, сПз; $HCPV_{inj}$ – общий объем закачки, нормированный на объем пор углеводородов, д. ед.

Выбор объясняющих переменных был обусловлен анализом литературных источников и предполагаемым влиянием данных факторов на процесс CO₂-EOR. Всего было включено 8 объясняющих переменных.

Этап 3: Оценка адекватности модели

Для проверки адекватности и качества построенной регрессионной модели применялись различные методы, например анализ остатков модели для выявления нарушений предпосылок линейной регрессии, таких как гомоскедастичность и нормальное распределение ошибок, проведение тестов на статистическую значимость коэффициентов регрессии.

Этап 4: Применение модели

На основе верифицированной модели был проведен анализ потенциальной эффективности применения технологии CO₂-EOR для различных геологических объектов на шельфе Охотского моря. С использованием модели осуществлялся подбор наиболее перспективных пластов, учитывая специфические условия каждой из рассматриваемых геологических формаций.

Рассматриваемые в рамках данной работы проекты – это смешивающиеся заводнения. В этих проектах используется либо стационарное заводнение, либо схемы закачки воды и газа. 17 рассмотренных проектов осуществляются в различных коллекторах – от мелких до глубоких, от плотных до очень проницаемых, как в карбонатных, так и в песчаниках. Во всех этих проектах было качественно доказано, что CO₂ может повысить нефтеотдачу.

Таблица 1. Список рассматриваемых проектов и их характеристики

Table 1. List of projects under consideration and their characteristics

Месторождение Field	D , м/м m/m	T , °C °C	ϕ , д. ед. unit fraction	k , мД/мД mD/mD	m , м/м m/m	ρ , кг/м ³ kg/m ³	μ , сПз/сР cPz/cP	$HCPV_{inj}$, д. ед. unit fraction	E_{CO_2} , м ³ /м ³ m ³ /m ³
East Vacuum	1341,12	38,33	0,12	11,00	21,64	834,81	1,00E-03	0,30	1976,99
Ford Geraldine	816,86	28,33	0,23	64,00	7,01	825,07	1,40E-03	0,30	1602,97
Means	1341,12	37,78	0,09	20,00	16,46	881,62	6,00E-03	0,55	2707,24
North Cross	1645,92	41,11	0,22	5,00	18,29	806,27	4,00E-04	0,40	3205,94
Northeast Purdy	2499,36	64,44	0,13	44,00	12,19	849,85	1,50E-03	0,30	1157,70
Rangely	1981,20	71,11	0,15	27,50	33,53	865,44	1,60E-03	0,30	1638,59
Sacroc (17 Pattern)	1950,72	54,44	0,09	3,00	42,37	820,29	4,00E-04	0,30	1727,64
Sacroc (4 Pattern)	1950,72	54,44	0,09	3,00	42,37	820,29	4,00E-04	0,30	1692,02
Twofreds	1469,14	40,00	0,20	33,40	5,49	844,78	1,40E-03	0,40	2778,48
Wertz	1889,76	73,89	0,11	16,00	56,39	849,85	1,30E-03	0,60	2315,40
Little Creek	3169,92	120,00	0,23	75,00	9,14	829,91	4,00E-04	1,60	4808,91
Maljamar	1234,44	32,22	0,10	13,20	14,94	844,78	8,00E-04	0,30	2066,05
Maljamar	1127,76	32,22	0,11	13,90	7,01	844,78	8,00E-04	0,30	1442,67
North Coles Levee	2804,16	112,78	0,15	9,00	41,45	844,78	5,00E-04	0,63	1318,00
Slaughter Estate	1519,43	40,56	0,12	8,00	22,86	865,44	2,00E-03	0,26	2974,40
Weeks Island	3962,40	107,22	0,26	1200,00	56,69	860,18	3,00E-04	0,24	1407,05
West Sussex	914,40	40,00	0,20	28,50	6,71	829,91	1,40E-03	0,30	1585,16

CO₂-EOR является передовой технологией, направленной на увеличение добычи нефти из залежей, где традиционные методы оказались неэффективными. Этот процесс включает в себя закачку углекислого газа в нефтяной пласт, что способствует вытеснению нефти и увеличению ее добычи. Технология CO₂-EOR не только увеличивает добычу нефти, но и способствует сокращению выбросов CO₂, так как углекислый газ, захваченный из промышленных источников, может быть использован в процессе [16–19].

Технология CO₂-EOR базируется на физическом и химическом взаимодействии между CO₂ и нефтью в пласте. CO₂ имеет способность растворяться в нефти, уменьшая ее вязкость и улучшая потоковые свойства, что облегчает ее извлечение. Ключевым аспектом эффективности CO₂-EOR является выбор подходящих залежей, где углекислый газ может эффективно взаимодействовать с нефтью и породой.

Преимущества:

- Увеличение добычи нефти: CO₂-EOR позволяет добывать нефть из залежей, которые были недоступны для традиционных методов.
- Сокращение выбросов CO₂: использование углекислого газа из промышленных источников способствует снижению общего объема выбросов парниковых газов в атмосферу.
- Экономическая выгода: дополнительная добыча нефти может повысить экономическую эффективность добычи и использования нефтяных месторождений.

Недостатки:

- Высокая стоимость: закачка CO₂ требует значительных капитальных вложений и операционных расходов.
- Требования к инфраструктуре: необходима развитая инфраструктура для транспортировки и хранения CO₂.
- Ограниченнная применимость: не все нефтяные месторождения подходят для использования CO₂-EOR из-за их геологических характеристик.

В последние годы был достигнут значительный прогресс в разработке и усовершенствовании технологии CO₂-EOR. Исследования сосредоточены на улучшении эффективности процесса, снижении затрат и расширении применимости технологии. Важными направлениями являются разработка новых материалов для улучшения закачки CO₂, а также методы мониторинга и моделирования для оптимизации процесса добычи. Существующие проекты по CO₂-EOR демонстрируют значительный потенциал данной технологии в увеличении добычи нефти и снижении углеродного следа [5, 20].

Результаты исследования и их обсуждение

Для создания эффективной регрессионной модели, способной предсказать результативность технологии CO₂-EOR, важно учитывать ряд ключевых параметров, которые влияют на процесс извлечения углеводородов. Каждый из выбранных параметров играет определенную роль в динамике взаимодействия между углекислым газом и нефтью в пласте, что, в свою очередь, определяет эффективность технологии. Далее порядковый номер параметра будет соответствовать номеру объясняющей переменной. В данной работе были применены методологии, описанные в [21–24].

1. Глубина залегания пласта (D): влияет на давление и температуру в пласте, что, в свою очередь, влияет на растворимость CO₂ в нефти и фазовое поведение углеводородов. Более высокое давление на больших глубинах может способствовать более эффективному растворению CO₂ в нефти.
2. Температура пласта (T): также важна для фазового поведения углеводородов и растворимости CO₂. Температура влияет на вязкость нефти, что может существенно изменить эффективность извлечения.
3. Пористость (ϕ): определяет объем порового пространства, доступного для хранения углекислого газа и нефти, что напрямую влияет на потенциальную добычу нефти при применении CO₂-EOR.
4. Проницаемость (k): является критически важным параметром, поскольку она определяет способность породы передавать флюиды. Высокая проницаемость способствует более эффективному перемещению CO₂ через пласт и улучшает вытеснение нефти.
5. Мощность пласта (m): пласта влияет на общий объем нефти, доступный для извлечения, и определяет, насколько широкую зону может охватить CO₂ при закачке.
6. Плотность нефти (ρ): влияет на фазовое поведение нефти и ее взаимодействие с CO₂. От плотности зависят процессы растворения и вытеснения нефти.
7. Динамическая вязкость (μ): определяет сопротивление нефти потоку. Снижение вязкости под воздействием CO₂ может значительно улучшить ее мобильность и увеличить добычу.
8. Общий объем закачки диоксида углерода в пласт, нормированный на объем пор углеводородов ($HCPV_{inj}$): этот параметр показывает, какое количество CO₂ было инжектировано относительно порового объема, что является ключевым для оценки эффективности закачки и вытеснения нефти.

В результате построения многофакторной регрессионной модели для анализа влияния различ-

ных параметров на эффективность технологии CO₂-EOR были получены следующие значимые данные, которые представлены в табл. 2.

В данной модели параметры x_1 (глубина залегания пласта), x_2 (температура пласта), x_3 (пористость), x_4 (проницаемость), x_5 (мощность пласта), x_6 (плотность нефти), и x_8 (объем закачки, нормированный на объем пор углеводородов) показали статистическую значимость с $p<0,05$, что говорит о значимом влиянии этих параметров на результативность CO₂-EOR.

Таблица 2. Расчетные коэффициенты модели оценки эффективности CO₂-EOR

Table 2. Estimated coefficients of the CO₂-EOR performance evaluation model

Номер переменной Variable number	Коэффициенты модели Model coefficients	Среднеквадратическая ошибка (SE) Standard error (SE)	tStat	pValue
Свободный член Intercept term	-3,5861	1,4550	-2,4647	0,0390
x_1	0,0002	0,0001	3,2249	0,0121
x_2	-0,0122	0,0025	-4,8731	0,0012
x_3	1,8405	0,5705	3,2259	0,0121
x_4	-0,0003	0,0001	-2,3224	0,0487
x_5	0,0057	0,0018	3,1382	0,0138
x_6	0,0042	0,0017	2,4747	0,0384
x_7	-32,2041	22,4127	-1,4369	0,1887
x_8	0,7029	0,1019	6,8955	0,0001

Однако переменная x_7 (динамическая вязкость) имеет p -значение больше 0,05 ($p=0,18869$), что указывает на отсутствие статистически значимого влияния этого параметра на эффективность CO₂-EOR в данной выборке. На основе этого анализа рекомендуется исключить переменную x_7 из следующей итерации модели для улучшения её точности и интерпретируемости. Дополнительно модель показала высокий коэффициент детерминации (R-squared), равный 0,909, что говорит о том, что выбранные параметры хорошо объясняют вариабельность зависимой переменной. Однако с учетом корректировки на количество переменных и наблюдений (Adjusted R-Squared=0,818) некоторая часть изменчивости всё же остается необъясненной.

Далее построим модель только со статистически значимыми объясняющими переменными, расчетные коэффициенты которой представлены в табл. 3. Исходя из анализа двух регрессионных моделей, можно сделать вывод, что вторая модель демонстрирует лучшие результаты по сравнению с первой. С учетом коэффициента детерминации (R-squared) и скорректированного коэффициента детерминации (Adjusted R-Squared) вторая модель обеспечивает

более высокую объяснительную способность данных, что говорит о ее большей эффективности в предсказании зависимой переменной. В то же время значения F-статистики и соответствующие p-value подтверждают статистическую значимость обеих моделей. Таким образом, несмотря на то, что обе модели значимы, вторая модель предпочтительнее для использования из-за ее большей точности и способности лучше описывать наблюдаемые данные.

Таблица 3. Расчетные коэффициенты модели (вторая итерация) оценки эффективности CO₂-EOR

Table 3. Estimated coefficients of the model (second iteration) of CO₂-EOR efficiency assessment

Номер переменной Variable number	Коэффициенты модели Model coefficients	Среднеквадратическая ошибка (SE) Standard error (SE)	tStat	pValue
Свободный член Intercept term	-2,02532	1,02370	-1,97843	0,07926
x_1	0,00022	0,00008	2,90696	0,01740
x_2	-0,01066	0,00239	-4,45278	0,00159
x_3	1,67807	0,59137	2,83762	0,01948
x_4	-0,00029	0,00015	-1,98079	0,07896
x_5	0,00503	0,00185	2,71548	0,02378
x_6	0,00231	0,00113	2,04028	0,07173
x_8	0,63402	0,09514	6,66414	0,00009

Для достижения цели данной работы будет использована регрессионная модель с коэффициентами, указанными в табл. 2. Анализ качества модели показана на рис. 1. Q-Q (квантиль-квантиль) график остатков – это инструмент визуальной проверки того, насколько хорошо распределение остатков модели соответствует нормальному распределению. На Q-Q графике по оси абсцисс откладываются теоретические квантили нормального распределения, а по оси ординат – эмпирические квантили остатков модели. Анализ графика остатков нашей регрессионной модели показывает отсутствие каких-либо очевидных закономерностей или систематической ошибки в распределении остатков. Отмечается случайное распределение остатков без прослеживания постоянства знаков, что указывает на хорошее соответствие модели представленным данным. Этот результат подтверждает адекватность выбранной модели и её способность эффективно улавливать зависимости между переменными, без упоминания важных факторов или неправильной спецификации формы модели. Также это свидетельствует о выполнении ключевых предположений линейной регрессии, включая гомоскедастичность и независимость остатков, что является важным для обеспечения надёжности статистических выводов, сделанных на основе модели.

Анализ графика Q-Q остатков для нашей регрессионной модели показал, что точки данных хорошо соответствуют прямой линии. Это наблюдение свидетельствует о том, что остатки модели близки к нормальному распределению. Такой результат является положительным признаком адекватности модели, так как одним из предположений линейной регрессии является нормальность распределения остатков. Нормальное распределение остатков подтверждает, что модель корректно специфицирована и что оценки параметров модели являются несмещеными и эффективными. Это укрепляет доверие к статистическим выводам, сделанным на основе модели, включая доверительные интервалы и проверки гипотез о коэффициентах регрессии.

Анализ графика левериджа для нашей регрессионной модели показывает, что точки распределены довольно хаотично в диапазоне от 0,1 до 1. Это разнообразное распределение левериджа указывает на то, что в данных нет ни одного или нескольких наблюдений, которые бы доминировали или оказывали чрезмерное влияние на результаты регрессии

в целом. Хотя некоторые точки и имеют относительно высокий леверидж, отсутствие явных выбросов или кластеров высокого левериджа говорит о том, что модель не подвержена искажениям из-за аномальных или чрезмерно влиятельных точек данных.

Таким образом, можно сделать вывод, что регрессионная модель демонстрирует устойчивость к потенциальным влияниям отдельных наблюдений и, следовательно, представляет собой надежное средство для анализа зависимостей в представленном наборе данных. Это подтверждает адекватность выбранной модели для исследования вопросов, связанных с валовой утилизацией CO₂ на единицу дополнительно добываемой нефти, и подчеркивает ее потенциальную полезность для прогнозирования и анализа подобных процессов в будущем. Полученная регрессионная модель примет вид (2):

$$E_{CO_2} = -22561,36 + 1,47 \times D - 76,66 \times T + \\ + 11579,12 \times \phi - 2,08 \times k + 35,70 \times m + 26,49 \times \mu - \\ - 202,61 \times \lambda + 4422,01 \times HCPV_{inj}. \quad (2)$$

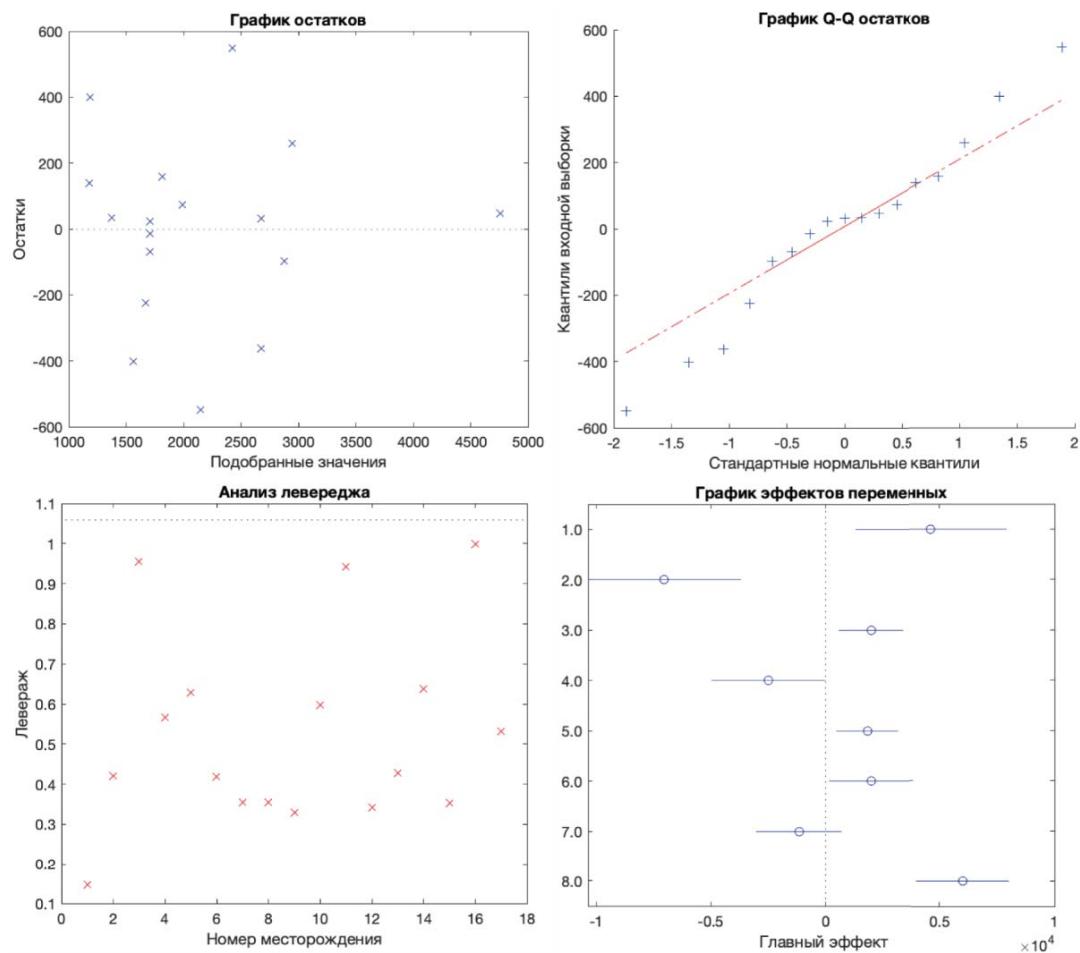


Рис. 1. Анализ качества регрессионной модели
 Fig. 1. Quality analysis of the regression model

Для предварительной оценки эффективности технологии увеличения нефтеотдачи с использованием углекислого газа на месторождении Х шельфа острова Сахалин рассмотрим реальные данные об улавливании CO₂ на существующих установках по очистке кислых компонентов. Согласно доступным данным, средний объем улавливаемого CO₂ на одной из таких установок составляет около 50000 т в год (рис. 2). Это значение является ключевым показателем, который может быть использован для анализа потенциальной эффективности и экономической выгоды применения CO₂-EOR на данном месторождении.

Принимая во внимание полученное среднее значение улавливаемого CO₂, мы можем подставить его в разработанную регрессионную модель для оценки воздействия на валовую утилизацию CO₂ по отношению к дополнительно добываемой нефти. Регрессионная модель, ранее сконструированная на основе данных о глубине залегания пластов, температуре пласта, пористости, проницаемости, мощности пласта, плотности нефти, вязкости и общем объеме закачки CO₂, позволяет с учетом указанного объема CO₂ оценить предполагаемое увеличение добычи нефти.

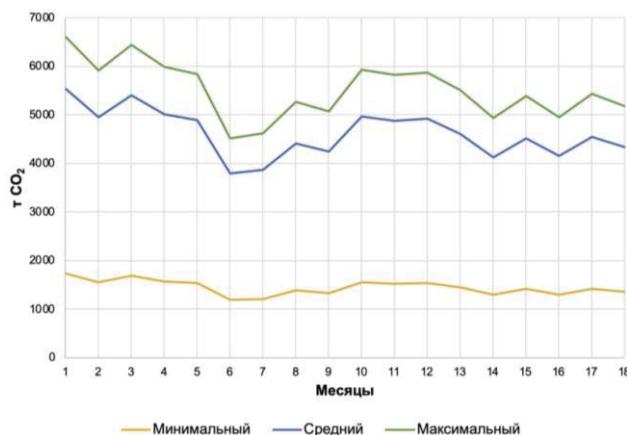


Рис. 2. Динамика улавливания CO₂ из сырьевого газа
 Fig. 2. Dynamics of CO₂ capture from raw gas

Так как E_{CO_2} задана в m^3/m^3 , то переведем количество уловленного CO₂ в m^3 . Чтобы пересчитать массу CO₂ в объем при определенных условиях давления и температуры, можно использовать уравнение идеального газа (3):

$$PV=nRT, \quad (3)$$

где P – давление, Па; V – объем, m^3 ; n – количество молей газа, моль (4); R – универсальная газовая постоянная 8,314 Дж/моль·К; T – температура, °К.

$$n=\frac{m_{CO_2}}{M_{CO_2}}, \quad (4)$$

где m_{CO_2} – масса CO₂, г; M_{CO_2} – молекулярная масса CO₂, г/моль.

$$n=\frac{m}{M}=\frac{50000000000}{44,01}=1136105430,58 \text{ молей.}$$

Используя уравнение идеального газа, вычислим объем, переформулируем уравнение для расчета объема для стандартных условий:

$$V=\frac{nRT}{P}=\frac{1136105430,58 \times 8,314 \times 298,15}{101325}=27793731,47 \text{ м}^3.$$

Этот расчет основан на предположении, что CO₂ ведет себя как идеальный газ, что может быть приближением в реальных условиях.

Далее подберем три объекта для закачки – нефтеносных пласта на месторождении Х шельфа о. Сахалин, и подставим их параметры в полученную регрессионную модель (2). Выбор подходящих объектов базировался на имеющейся на месторождении инфраструктуре, исходя из принятой и используемой в настоящее время концепции освоения, и обуславливался наличием существующих водонагнетательных скважин, что позволит снизить затраты на строительство новых скважин.

$$\begin{aligned} E_{CO_2,1} &= 22561,36 + 1,47 \times 1946,65 - 76,66 \times 72,2 + \\ &+ 11579,12 \times 0,24 - 2,08 \times 188 + 35,70 \times 9,33 + 26,49 \times 852 - \\ &- 202,61 \times 3 + 4422,01 \times 0,224 = 479,61; \\ E_{CO_2,2} &= 22561,36 + 1,47 \times 2029,89 - 76,66 \times 67 + \\ &+ 11579,12 \times 0,26 - 2,08 \times 470 + 35,70 \times 6,34 + 26,49 \times 854 - \\ &- 202,61 \times 3,5 + 4422,01 \times 0,224 = 510,22; \\ E_{CO_2,3} &= 22561,36 + 1,47 \times 1949,26 - 76,66 \times 68 + \\ &+ 11579,12 \times 0,23 - 2,08 \times 318 + 35,70 \times 14,36 + 26,49 \times 876 - \\ &- 202,61 \times 3 + 4422,01 \times 0,224 = 1250,56. \end{aligned}$$

Результаты показывают, что первый объект является наиболее эффективным для закачки, поскольку для получения одного кубического метра дополнительной нефти требуется минимальный объем CO₂. Можно сделать вывод о том, что уловленного из сырьевого газа диоксида углерода окажется недостаточно, и его придется добывать дополнительно, например, используя в качестве сорбентов фторсодержащие вещества. В России флюорит имеется в значительных количествах, среди крупнейших месторождений по добыче флюорита – Воскресенское и Пограничное в Хорольском районе Приморского края, эксплуатируемые ОАО «Ярославский горно-обогатительный комбинат», что логистически выгодно для Сахалинской области [25, 26].

Для оценки технологического эффекта от внедрения циклической закачки диоксида углерода в пласт с целью увеличения нефтеотдачи выразим его через формулу (5).

$$Q_{\text{н.доп}} = \frac{V_{\text{CO}_2}}{E_{\text{CO}_2}}, \quad (5)$$

где $Q_{\text{н.доп}}$ – объем дополнительно добытой нефти при помощи метода CO₂-EOR, м³; V_{CO_2} – объем уловленного CO₂ на существующей установке удаления кислых компонентов, м³

$$Q_{\text{н.доп}} = \frac{27793731,47}{479,61} = 57950,90 \text{ м}^3.$$

Для верификации разработанной модели проведено сравнение полученных результатов с результатами гидродинамического моделирования, проведенного в программном комплексе tNavigator. Основные параметры модели представлены в табл. 4. Отметим, что ввиду вертикальной неоднородности пласта количество блоков по оси z на порядок больше, чем по осям x и y. Это позволяет более точно проводить расчеты в симуляторе. Для увеличения скорости расчетов деактивируем блоки с проницаемостью ниже 10 Д. Модель ограничена по геометрии, и считается гидродинамически изолированной. Расчеты были проведены для части скважин (добычающие: X_exp_1, X_exp_2; нагнетательная X_inj_1). Общий вид рассматриваемой в данной статье гидродинамической модели представлен на рис. 3.

Компонентный состав и физико-химические характеристики потока нагнетаемого газа представлены в табл. 5. Циклы закачки газа и воды определены как 1 год. Началом закачки газа было выбрано 1.01.2017, так как в историческом ряду (базовый сценарий) с этого момента наблюдается снижение

пластового давления и отбор жидкости в целом. Технологический эффект определялся как разница между базовым сценарием и после применения CO₂-EOR.

Таблица 4. Характеристика модели северного участка месторождения X

Table 4. Characterisation of the model of the northern section of the X field

Показатель Indicator	Значение Value
Размер сетки/Grid size	82×95×2500
Количество активных блоков/Number of active blocks	300000
Начало моделирования/Start of modelling	01.11.2008
Конец моделирования/End of modelling	01.06.2022
Шаг расчетов/Calculation step	1 месяц 1 month

Таблица 5. Физико-химические характеристики закачиваемого потока

Table 5. Physical and chemical characteristics of the injected flow

Компоненты Components	Молярная концентрация Molar concentra- tion	Молекуляр- ная масса, кг/кг-моль Molecular weight, kg/kg-mol	Критиче- ская тем- пература, К Critical tempera- ture, K	Критиче- ское давле- ние, бар абс. Critical pressure, bar abs.	Точка кип- ения, К Boiling point, K
CO ₂	0,01	44,01	304,09	73,98	194,70
C ₁ N ₂	0,43	16,10	190,33	46,35	111,43
C ₂ C ₃	0,13	35,86	331,84	46,26	203,74
C ₄ -C ₆	0,11	69,49	455,28	34,45	298,18
C ₇ -C ₁₂₊	0,32	192,17	663,86	20,79	497,21

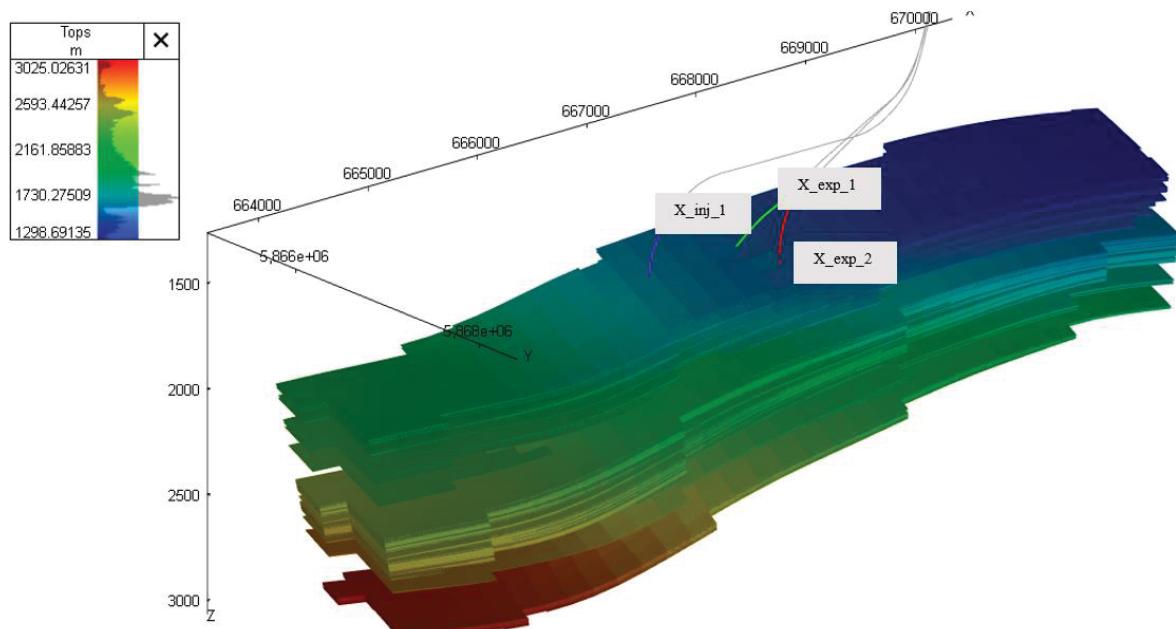


Рис. 3. Общий вид гидродинамической модели северного блока месторождения X
Fig. 3. General view of the hydrodynamic model of the northern block of the X field

В рамках работы рассмотрена чередующаяся закачка углекислого газа и воды, которая представляет собой перспективный метод повышения нефтеотдачи. Эта технология, по сравнению с непрерывным вытеснением углекислым газом, обеспечивает более высокую экономичность за счет снижения затрат на CO₂. Чередующаяся закачка эффективно сочетается с экономическим использованием ресурсов и может обеспечить оптимальное вытеснение нефти из неоднородных пластов, если соотношение воды и углекислого газа правильно подобрано.

Растворимость углекислого газа в водной фазе играет важную роль в эффективности процесса. При расчете фазового равновесия в системе пар–жидкость–вода применялась опция VLW_FLASH, которая включает два режима:

- VLW_FLASH 1: коэффициент летучести CO₂ в водной фазе вычисляется в зависимости от давления и температуры на основе фазового равновесия в бинарной системе;
- VLW_FLASH 0: распределение углекислого газа между водной и углеводородной фазами задается с помощью таблиц, где учитывается давление.

Таким образом, при правильном планировании процесса можно достичь значительного повышения эффективности добычи нефти. Для повышения нефтеотдачи в модели чередуются циклы с закачкой CO₂ (Gas Cycle) и воды Water cycle.

Для данного участка месторождения Х при описанных выше условиях были произведены расчеты по оценке эффективности метода CO₂-EOR с использованием разработанной модели ($E_{CO_2,X}$) (2). Результат расчета представлен ниже:

$$E_{CO_2,X} = -22561,36 + 1,47 \times 2717,75 - \\ -76,66 \times 68 + 11579,12 \times 0,22 - 2,08 \times 230 + \\ +35,70 \times 18,2 + 26,49 \times 799 - 202,61 \times 0,61 + \\ +4422,01 \times 1,2 = 5334,38 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Результаты моделирования закачки по месяцам представлены на рис. 4. Обратим внимание, что в среднем на рассматриваемом временном ряду показатель эффективности закачки CO₂ в пласт с целью увеличения нефтеотдачи, полученный при использовании разработанной регрессионной модели, дает довольно высокую точность по сравнению с результатами гидродинамического моделирования.

Заключение

В работе была оценена эффективность технологии CO₂-EOR, которая позволяет одновременно увеличивать добычу нефти и снижать объемы парниковых газов в атмосфере. Разработанная расчетная модель позволяет провести предварительную оценку эффективности данной технологии и выбрать наиболее перспективные площадки для её реализации без значительных финансовых затрат.

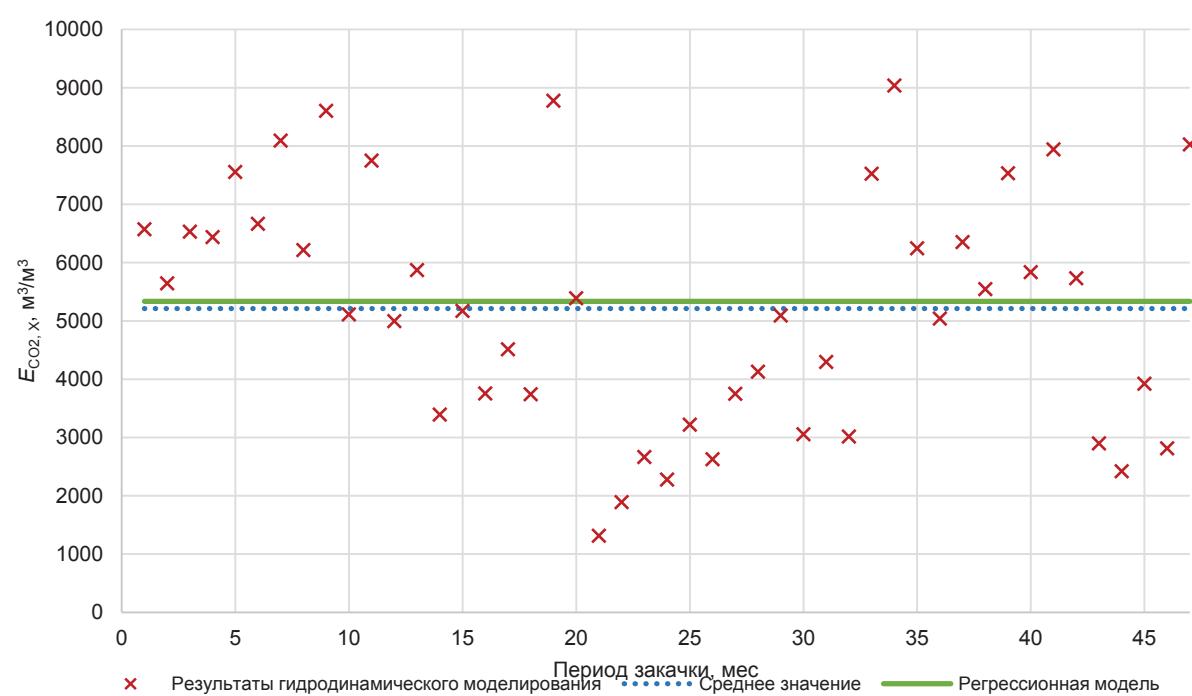


Рис. 4. Сравнение результатов эффективности закачки CO₂ в пласт гидродинамической и регрессионной моделей
 Fig. 4. Comparison of CO₂ injection efficiency results of hydrodynamic and regression models

Результаты исследования подтверждают высокую статистическую значимость выбранных параметров (глубина залегания пласта, температура пласта, пористость, проницаемость, мощность пласта, плотность нефти и общий объем закачки, нормированный на объем пор углеводородов) для эффективности CO₂-EOR. Однако динамическая вязкость не оказала статистически значимого влияния на эффективность технологии в данной выборке, но исключение данной переменной привело к ухудшению качества модели, и, возможно, это связано с недостаточным качеством собранных данных исследуемых проектов.

Дополнительно регрессионная модель продемонстрировала высокий коэффициент детерминации (R-squared: 0,909) и скорректированный коэффициент детерминации (Adjusted R-Squared: 0,818), что говорит о хорошей объясняющей способности модели. Анализ качества модели, включая Q-Q график остатков и анализ левериджа, подтвердил адекватность модели и её способность эффективно улавливать зависимости между переменными без упоминания важных факторов.

Была оценена эффективность закачки CO₂ на трех объектах месторождения X. Наилучшим ре-

зультатом обладает объект 1 с $E_{CO_2,1} = 479,61 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Что показывает большую перспективность применения данной технологии, учитывая, что наилучшим результатом в рассматриваемых проектах (табл. 1) имеет месторождение Northeast Purdy с $E_{CO_2} = 1157,7 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Для верификации модели было проведено сравнение данных гидродинамического моделирования и разработанной регрессионной модели для оценки эффективности закачки CO₂ в пласт с целью увеличения нефтеотдачи на рассматриваемом месторождении X шельфа о. Сахалин. Результаты показывают высокую точность для среднего значения на выбранном временном ряду.

Данное исследование не только подчеркивает значимость CO₂-EOR как технологии для повышения добычи нефти и снижения углеродного следа, но и демонстрирует применимость разработанной расчётовой модели для выбора наиболее перспективных объектов для закачки CO₂. Это открывает путь для дальнейшего развития и оптимизации процессов в рамках углеродного регулирования в нефтегазовой отрасли, способствуя одновременному достижению экологических и экономических целей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом за 1990–2021 гг. Ч. 1. – М.: Росгидромет, 2023. – 479 с.
2. Федеральный закон от 2.07.2021 г. N 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов». – М.: Принят Государственной Думой 16 февраля 2022 года. Одобрен Советом Федерации 2 марта 2022.
3. Федеральный закон от 06.03.2022 № 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации». – М.: Принят Государственной Думой 16 февраля 2022 года. Одобрен Советом Федерации 2 марта 2022.
4. Справка о состоянии и перспективах использования минерально-сырьевой базы Сахалинской области на 15.12.2020 г. / Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра). URL: <https://www.rosnedra.gov.ru/data/Fast/Files/202104/b9106f1ec905b4c6d7911d255a6f3d32.pdf?ysclid=luv8frtque712765398> (дата обращения: 12.04.2024).
5. Зайнулин С.М., Сторожева А.Е. Анализ мировых проектов улавливания и хранения углерода при разработке морских нефтегазовых месторождений // Молодежь и научно-технический прогресс в современном мире: Сборник материалов XII-й Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – М., 20–21 апреля 2023. – М.: ООО «Изд-во «Спутник+», 2023. – С. 301–303.
6. Interactions of CO₂ with formation waters, oil and minerals and CO₂ storage at the Weyburn IEA EOR site, Saskatchewan, Canada / I. Hutcheon, M. Shevalier, K. Durocher, J. Bloch, G. Johnson, M. Nightingale, B. Mayer // International Journal of Greenhouse Gas Control – 2016. – Vol. 53. – P. 354–370. DOI: 10.1016/j.ijggc.2016.08.004
7. National inventory report 1990–2022: greenhouse gas sources and sinks in Canada. Canada's submission to the United Nations Framework Convention on Climate Change. Part 3. – Ottawa: Environment Canada, 2024. – 75 p.
8. Economic feasibility analysis of oil industry chain with CCUS technology / Y. Chang, H. Mu, N. Li, N. Xu // Population, Resources & Environmental Economics. – 2024. – Vol. 5. – № 1. – P. 1–5. DOI: 10.23977/pree.2024.050101
9. Зайнулин С.М. Улавливание и хранение углекислого газа при разработке месторождений углеводородов на шельфе о. Сахалин // Нефть и газ 2023: Тезисы докладов 77-ой Международной молодежной научной конференции. – М., 11–15 сентября 2023. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина, 2023. – С. 140–141.
10. Дзюбло А.Д., Сторожева А.Е. Геологическое хранение диоксида углерода при эксплуатации газоконденсатных месторождений на шельфе Охотского моря // Труды 16-ой Международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ «RAO/CIS Offshore 2023». – СПб, 26–29 сентября 2023. – СПб: Изд-во «Перо», 2023. – С. 124–126.
11. Jiang X. A review of physical modelling and numerical simulation of long-term geological storage of CO₂ // Applied energy. – 2011. – Vol. 88. – № 11. – С. 3557–3566. DOI: 10.23977/pree.2024.050101
12. Koperna G., Melzer S., Denbury K.R. A Survey of US CO₂ enhanced oil recovery projects // Advanced Resources Intl (ARI). URL: <https://www.eoriwyoming.org/projects/recent-projects/196-a-survey-of-us-CO2-enhanced-oil-recovery-projects>. 2021. (дата обращения 09.03.2024).

13. Brock W.R., Bryan L.A. Summary results of CO₂ EOR field tests, 1972–1987 // SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference/Low-Permeability Reservoirs Symposium. – SpE, 1989. – P. SPE-18977-MS. DOI: 10.2118/18977-MS.
14. Advancing CO₂ enhanced oil recovery and storage in unconventional oil play – Experimental studies on Bakken shales / L. Jin, S. Hawthorne, J. Sorensen, L. Pekot, B. Kurz, S. Smith, L. Heebink, V. Herdegen, N. Bosshart, J. Torres, C. Dalkhaa // Applied energy. – 2017. – Vol. 208. – P. 171–183. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.10.054.
15. CO₂ storage associated with CO₂ enhanced oil recovery: a statistical analysis of historical operations / N.A. Azzolina, D.V. Nakles, C.D. Gorecki, W.D. Peck, S.C. Ayash, L.S. Melzer, S. Chatterjee // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2015. – Vol. 37. – P. 384–397. DOI: 10.1016/j.ijggc.2015.03.037.
16. Advances in carbon dioxide storage projects: assessment and perspectives / B. Yang, C. Shao, X. Hu, M.R. Ngata, M.D. Aminu // Energy & Fuels. – 2023. – Vol. 37. – № 3. – P. 1757–1776. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.2c03826
17. Review of technological progress in carbon dioxide capture, storage, and utilization / S. Davoodi, M. Al-Shargabi, D.A. Wood, V.S. Rukavishnikov, K.M. Minaev // Gas Science and Engineering. – 2023. – P. 205070. DOI: 10.1016/j.gsc.2023.205070
18. Development of a new CO₂ EOR screening approach focused on deep-depth reservoirs / C. Wu, A. Merzoug, X. Wan, K. Ling, J. Zhao, T. Jiang, L. Jin // Geoenergy Science and Engineering. – 2023. – Vol. 231. – P. 212335. DOI: 10.1016/j.energy.2022.126567
19. Ettehadtavakkol A., Lake L.W., Bryant S.L. CO₂-EOR and storage design optimization // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2014. – Vol. 25. – P. 79–92. DOI: 10.1016/j.ijggc.2014.04.006
20. Зайнулин С.М. Улавливание и размещение диоксида углерода при разработке морских нефтегазовых месторождений // Труды 16-й Международной выставки и конференции по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ «RAO/CIS Offshore 2023». – СПб, 26–29 сентября 2023. – СПб: Изд-во «Перо», 2023. – С. 59–64.
21. Иткин В.Ю., Кочуева О.Н. Интерполяция и слаживание данных в пакете MATLAB. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2019. – 135 с.
22. Иткин В.Ю., Кочуева О.Н. Методы нечеткой логики в задачах нефтегазовой отрасли. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2021. – 121 с.
23. Кочуева О.Н., Панюшева Л.Н. Аппроксимация зависимостей в решении практических задач методами нечеткой логики // Губкинский университет в решении вопросов нефтегазовой отрасли России: Сборник докладов IV Региональной научно-технической конференции, посвященной 90-летию Губкинского университета и факультета экономики и управления. – М., 22–23 октября 2020. – М.: ИЦ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2020. – С. 276.
24. Кочуева О.Н., Иткин В.Ю. Прогнозирование стабильности водонефтяных эмульсий на основе методов нечеткой логики // Современная наука: актуальные проблемы теории и практики. Серия: Естественные и технические науки. – 2019. – № 3-2. – С. 67–69.
25. Кинетика абсорбции диоксидов углерода и серы во фторсодержащих средах / М.С. Иванова, М.В. Вишнецкая, К.О. Томский, С.М. Зайнулин // Кинетика и катализ. – 2022. – Т. 63. – № 4. – С. 491–495. DOI: 10.31857/S0453881122040049.
26. Каталитическая очистка газовых выбросов от диоксидов углерода и серы / М.С. Иванова, М.В. Вишнецкая, И.Ю. Скреплева, К.О. Томский // Экология и промышленность России. – 2019. – Т. 23. – № 1. – С. 46–49. DOI: 10.18412/1816-0395-2019-01-46-49.

Информация об авторах

Степан Михайлович Зайнулин, магистрант кафедры освоения морских нефтегазовых месторождений, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Россия, 119991, г. Москва, Ленинский пр., 65, корп. 1; младший научный сотрудник, Институт глобального климата и экологии имени академика Ю.А. Израэля, Россия, 107258, г. Москва, ул. Глебовская, 206; stepanzainulin@gmail.com; <https://orcid.org/0009-0001-7320-8297>

Анна Евгеньевна Сторожева, кандидат технических наук, доцент кафедры освоения морских нефтегазовых месторождений, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Россия, 119991, г. Москва, Ленинский пр., 65, корп. 1; storozheva.a@gubkin.ru; <https://orcid.org/0000-0001-6552-0021>

Поступила в редакцию: 16.04.2024

Поступила после рецензирования: 30.09.2024

Принята к публикации: 24.01.2025

REFERENCES

1. *National inventory report on anthropogenic emissions by sources and removals by sinks of greenhouse gases not controlled by the Montreal Protocol for 1990–2021. Part 1.* Moscow, ROSHYDROMET Publ., 2023. 479 p. (In Russ.)
2. Federal Law N 296-FZ dated 2.07.2021 "On limitation of greenhouse gas emissions". Moscow, Adopted by the State Duma on 16 February 2022. Approved by the Federation Council on 2 March 2022. (In Russ.)
3. Federal Law No. 34-FZ dated 06.03.2022 "On conducting an experiment to limit greenhouse gas emissions in certain constituent entities of the Russian Federation". Moscow, Adopted by the State Duma on 16 February 2022. Approved by the Federation Council on 2 March 2022. (In Russ.)
4. *Status and perspectives of use of mineral resources base of Sakhalin Oblast as of 15.12.2020.* Federal Agency for Subsoil Use (Rosnedra). (In Russ.) Available at: <https://www.rosnedra.gov.ru/data/Fast/Files/202104/b9106f1ec905b4c6d7911d255a6f3d32.pdf?ysclid=luv8frque712765398> (accessed 12 April 2024).
5. Zainulin S.M., Storozheva A.E. Analysis of the world projects of carbon capture and storage in the development of offshore oil and gas fields. *Youth and scientific and technological progress in today's world. Proceedings of the XII-th All-Russian scientific-practical conference of students, graduate students and young scientists.* Moscow, April 20–21, 2023. Moscow, "Sputnik +" Ltd. Publ., 2023. pp. 301–303. (In Russ.)

6. Hutcheon I., Shevalier M., Durocher K., Bloch J., Johnson G., Nightingale M., Mayer B. Interactions of CO₂ with formation waters, oil and minerals and CO₂ storage at the Weyburn IEA EOR site, Saskatchewan, Canada. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2016, vol. 53, pp. 354–370. DOI: 10.1016/j.ijggc.2016.08.004
7. *National inventory report 1990–2022: Greenhouse gas sources and sinks in Canada. Canada's submission to the United Nations Framework Convention on Climate Change*. Part 3. Ottawa, Environment Canada, 2024. 75 p.
8. Chang Y., Mu H., Li N., Xu N. Economic feasibility analysis of oil industry chain with CCUS technology. *Population, Resources & Environmental Economics*, 2024, no. 5 (1), pp. 1–5. DOI: 10.23977/pree.2024.050101
9. Zainulin S.M. Carbon dioxide capture and storage for offshore hydrocarbon development on Sakhalin Island. *Oil and Gas–2023. Abstracts of 77th International Youth Scientific Conference*. Moscow, September 11–15, 2023. Moscow, National University of Oil and Gas «Gubkin University» Publ., 2023. pp. 140–141. (In Russ.)
10. Dzyublo A.D., Storozheva A.E. Geological storage of carbon dioxide during the operation of gas condensate fields on the shelf of the Sea of Okhotsk. *RAO/CIS Offshore 2023. The Proceedings of the 16th International Conference and Exhibition for Oil and Gas Resources Development of the Russian Arctic and CIS Continental Shelf*. St. Petersburg, September 26–29, 2023. St. Petersburg, Pero Publ. House, 2023. pp. 124–126. (In Russ.)
11. Jiang X. A review of physical modelling and numerical simulation of long-term geological storage of CO₂. *Applied energy*, 2011, no. 88 (11), pp. 3557–3566. DOI: 10.23977/pree.2024.050101
12. Koperma G., Melzer S., Denbury K.R. A survey of US CO₂ enhanced oil recovery projects. *Advanced Resources Intl (ARI)*. 2021. Available at: <https://www.eoriwyoming.org/projects/recent-projects/196-a-survey-of-us-CO2-enhanced-oil-recovery-projects>. (accessed 9 March 2024).
13. Brock W.R., Bryan L.A. Summary results of CO₂ EOR field tests, 1972–1987. *SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference/Low-Permeability Reservoirs Symposium*, 1989, March. pp. SPE-18977. SpE. DOI: 10.2118/18977-MS.
14. Jin L., Hawthorne S., Sorensen J., Pekot L., Kurz B., Smith S., Heebink L., Herdegen V., Bosshart N., Torres J., Dalkhaa C. Advancing CO₂ enhanced oil recovery and storage in unconventional oil play – experimental studies on Bakken shales. *Applied energy*, 2017, no. 208, pp. 171–183. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.10.054
15. Azzolina N.A., Nakles D.V., Gorecki C.D., Peck W.D., Ayash S.C., Melzer L.S., Chatterjee S. CO₂ storage associated with CO₂ enhanced oil recovery: a statistical analysis of historical operations. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2015, vol. 37, pp. 384–397. DOI: 10.1016/j.ijggc.2015.03.037
16. Yang B., Shao C., Hu X., Ngata M.R., Aminu M.D. Advances in carbon dioxide storage projects: Assessment and perspectives. *Energy & Fuels*, 2023, no. 37 (3), pp. 1757–1776. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.2c03826
17. Davoodi S., Al-Shargabi M., Wood D.A., Rukavishnikov V.S., Minaev K.M. Review of technological progress in carbon dioxide capture, storage, and utilization. *Gas Science and Engineering*, 2023, p. 205070. DOI: 10.1016/j.jgsce.2023.205070
18. Wu C., Merzoug A., Wan X., Ling K., Zhao J., Jiang T., Jin L. Development of a new CO₂ EOR screening approach focused on deep-depth reservoirs. *Geoenergy Science and Engineering*, 2023, no. 231, p. 212335. DOI: 10.1016/j.energy.2022.126567
19. Ettehadtavakkol A., Lake L.W., Bryant S.L. CO₂-EOR and storage design optimization. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2014, no. 25, pp. 79–92. DOI: 10.1016/j.ijggc.2014.04.006
20. Zainulin S.M. Carbon dioxide capture and disposal in the development of offshore oil and gas fields. *RAO/CIS Offshore 2023. The Proceedings of the 16th International Conference and Exhibition for Oil and Gas Resources Development of the Russian Arctic and CIS Continental Shelf*. St. Petersburg, September 26–29, 2023. St. Petersburg, Pero Publ. House, 2023. pp. 59–64. (In Russ.)
21. Itkin V.Yu., Kochueva O.N. *Interpolation and data smoothing in MATLAB*. Moscow, National University of Oil and Gas «Gubkin University» Publ., 2019. 135 p. (In Russ)
22. Itkin V.Yu., Kochueva O.N. *Fuzzy logic methods in the tasks of oil and gas industry*. Moscow, National University of Oil and Gas «Gubkin University» Publ., 2021. 121 p. (In Russ.)
23. Kochueva O.N., Panyusheva L.N., Approximation of dependencies in solving practical problems by methods of fuzzy logic. *Gubkin University in solving the issues of oil and gas industry of Russia. Proceedings of the IV Regional Scientific and Technical Conference dedicated to the 90th anniversary of Gubkin University and the Faculty of Economics and Management*. Moscow, October 22–23, 2020. Moscow, National University of Oil and Gas «Gubkin University» Publ., 2020. 276 p. (In Russ.)
24. Kochueva O.N., Itkin V.Y. Predicting the stability of water-in-oil emulsions based on fuzzy logic methods. *Modern Science: Actual Problems of Theory and Practice. Natural and technical sciences*, 2019, no. 3-2, pp. 67–69. (In Russ.)
25. Ivanova M.S., Vishnetskaya M.V., Tomskii K.O., Zainulin S.M. Kinetics of absorption of carbon dioxide and sulfur dioxide in fluorine-containing media. *Kinetics and Catalysis*, 2022, no. 63 (4), pp. 418–421. DOI: 10.1134/s0023158422040048
26. Ivanova M.S., Vishnetskaya M.V., Skrepleva I.Yu., Tomsky K.O. Catalytic purification of gas emissions from carbon dioxides and sulphur dioxides. *Ecology and Industry of Russia*, 2019, vol. 23, no. 1, pp. 46–49. (In Russ.) DOI: 10.18412/1816-0395-2019-01-46-49.

Information about the authors

Stepan M. Zainulin, Master's Student, National University of Oil and Gas «Gubkin University», 65, bld. 1, 119991, Leninsky avenue, Moscow, Russian Federation; Junior Researcher, Yu.A. Izrael Institute of Global Climate and Ecology, 20B, Glebovskaya street, Moscow, 107058, Russian Federation; stepanzainulin@gmail.com; <https://orcid.org/0009-0001-7320-8297>

Anna E. Storozheva, Cand. Sc., Associate Professor, National University of Oil and Gas «Gubkin University», 65, bld. 1, 119991, Leninsky avenue, Moscow, Russian Federation; storozheva.a@gubkin.ru; <https://orcid.org/0000-0001-6552-0021>

Received: 16.04.2024

Revised: 30.09.2024

Accepted: 24.01.2025

УДК 661.721.4:662.76:665.772
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4706
Шифр специальности ВАК: 2.6.13

Малотоннажная установка производства метанола с получением синтез-газа парциальным окислением природного газа кислородом с коррекцией состава для оптимального синтеза метанола

Ю.В. Загашвили¹✉, А.М. Кузьмин^{1,2}, В.Н. Ефремов¹

¹ 000 «BTP», Россия, г. Санкт-Петербург

² Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

✉ y.zagashvili@yandex.ru

Аннотация. Актуальность. Предложена концепция создания малотоннажных установок получения метанола. В них входят два основных узла: комплекс получения синтез-газа путем некаталитического парциального окисления природного газа кислородом и комплекс синтеза метанола с использованием прямоточного многореакторного каскада с выделением конденсированного метанола после каждого реактора. Установка может входить в химический кластер и перерабатывать метанол в полезные продукты. **Цель.** Описание технологии и конструкции установки, определение ее основных показателей. **Методы.** Проектирование установки, математическое и численное моделирование химико-технологических процессов. **Результаты и выводы.** Изложен новый технологический процесс малотоннажного производства метанола. Основным аппаратом установки является оригинальный малогабаритный газогенератор синтез-газа, который обеспечивает: высокую безопасность, надежность и ремонтопригодность; отсутствие необходимости применения катализатора при некаталитическом парциальном окислении и возможность проведения процесса при высоких давлениях до 8,0 МПа, не требующих компримирования газа при последующем каталитическом синтезе метанола; транспортабельность и модульность установки. Приведены результаты численного моделирования некаталитического парциального окисления природного газа кислородом, определены рациональные режимы процесса в газогенераторе синтез-газа. Основные задаваемые параметры некаталитического парциального окисления: коэффициент избытка окислителя, который должен находиться в диапазоне 0,34–0,36, и давление подач компонентов в диапазоне 6,0–7,0 МПа. Проведено численное моделирования процесса синтеза метанола без коррекции и с предварительной коррекцией состава синтез-газа. Полученные данные позволили: рассчитать степень превращения углерода из оксидов углерода в метанол; при использовании трехреакторного каскада с оптимальным составом газовой смеси степень превращения достигает 95 %; оценить максимальную удельную производительность установки до 1250 кг/час метанола на 1000 м³/ч природного газа и максимальную мощность установки до 20000 т метанола в год.

Ключевые слова: синтез метанола, малотоннажная установка, синтез-газ, газогенератор синтез-газа, численное моделирование, парциальное окисление природного газа

Для цитирования: Загашвили Ю.В., Кузьмин А.М., Ефремов В.Н. Малотоннажная установка производства метанола с получением синтез-газа парциальным окислением природного газа кислородом с коррекцией состава газа для оптимального синтеза метанола // Известия Томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 3. – С. 63–73. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4706

UDC 661.721.4:662.76:665.772
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4706

Low-tonnage methanol production plant with obtaining syngas by partial oxidation of natural gas with oxygen when correcting gas composition for optimal methanol synthesis

Yu.V. Zagashvili¹✉, A.M. Kuzmin^{1,2}, V.N. Efremov¹

¹ LLC «HTR», St Petersburg, Russian Federation

² National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

✉ y.zagashvili@yandex.ru

Abstract. Relevance. The concept of creating low-tonnage methanol production plants is proposed. They include two main nodes: a synthesis gas production complex by non-catalytic partial oxidation of natural gas with oxygen and a methanol synthesis complex using a direct-flow multi-reactor cascade with the release of condensed methanol after each reactor. The plant can enter a chemical cluster and process methanol into useful products. **Aim.** Describe the technology and design the installation, determine its main indicators. **Methods.** Design of the plant, mathematical and numerical modeling of chemical and technological processes. **Results and conclusions.** The paper describes a new technological process of low-tonnage production for methanol. The main apparatus of the installation is an original small-sized syngas gas generator, which provides: high safety, reliability and maintainability; no need to use a catalyst for partial oxidation and the possibility of carrying out the process at high pressures up to 8.0 MPa, which do not require gas compression during subsequent catalytic synthesis of methanol; transportability and modularity of the installation. The paper introduces the results of numerical simulation of natural gas partial oxidation by oxygen. The authors have determined the rational modes of the process in syngas gas generator. The main parameters of the partial oxidation are: the coefficient of excess oxidizer, which should be in the range of 0.34–0.36, and the supply pressure of the components in the range of 6.0–7.0 MPa. The authors carried out the numerical simulation of the methanol synthesis without correction and with preliminary correction of the syngas composition. The data obtained allowed: calculating the degree of conversion of carbon from carbon oxides to methanol; when using a three-reactor cascade with an optimal composition of the gas mixture, the degree of conversion reaches 95%; estimating the maximum specific capacity of the installation up to 1250 kg/hour of methanol per 1000 m³/hour of natural gas and the maximum capacity of the installation up to 20000 tons of methanol per year.

Keywords: methanol synthesis, low-tonnage installation, syngas, syngas gas generator, numerical simulation, partial oxidation of natural gas

For citation: Zagashvili Yu.V., Kuzmin A.M., Efremov V.N. Low-tonnage methanol production plant with obtaining syngas by partial oxidation of natural gas with oxygen when correcting gas composition for optimal methanol synthesis. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 3, pp. 63–73. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4706

Введение

Метанол широко применяется в транспорте, энергетике, нефтехимической промышленности для производства формальдегида, пластмасс, смол, лаков, синтетических волокон, растворителей, присадок топлива, в фармацевтике и т. д. [1–4]. В мире крупные предприятия производства метанола обычно входят в состав химических кластеров, или их располагают вблизи морских портов с удобной экспортной логистикой [1–3, 5]. Малотоннажные установки целесообразно размещать в удалении от центров производства метанола на небольших месторождениях углеводородного сырья или на морских платформах, где используют метанол в качестве ингибитора гидратообразования [2, 3, 6, 7]. Однако из-за дорогой транспортной логистики ма-

лотоннажные установки могут входить в состав кластера специализированных предприятий,рабатывающих метанол в полезные продукты, при условии обустроенных промплощадок, имеющих газовые, электрические и тепловые сети, кислород, химочищенную воду, очистку газов и др.

В российских источниках приведена известная технология малотоннажного производства метанола путем парового реформинга природного газа (ПГ) с последующим каталитическим синтезом метанола с рециркуляцией непереработанного синтез-газа [2, 3]. Также в [8] детально описан новый способ технологии малотоннажного производства метанола в промысловых условиях с получением забалластированного азотом синтез-газа некatalитическим парциальным окислением (partial oxidation – POX) ПГ воз-

духом и затем каталитическим синтезом метанола в прямоточном трехреакторном каскаде.

В развитие статьи [8] представлена малотоннажная установка производства метанола с применением синтез-газа путем парциального окисления ПГ кислородом и с последующей коррекцией состава газа для получения оптимальной газовой смеси при синтезе метанола в прямоточном многореакторном каскаде. Проведенные исследования позволяют определить степень превращения углерода из оксидов углерода в метанол и оценить удельную производительность установки.

Технология производства метанола

Технологический промышленный процесс производства метанола включает две важнейшие стадии: переработку углеводородного сырья в синтез-газ (водород H_2 и монооксид углерода CO) и затем его конверсию в метанол (CH_3OH). В [1–7] описано большое количество способов и устройств производства синтез-газа, но в предлагаемой малотоннажной установке основным аппаратом является оригинальный газогенератор синтез-газа (ГСГ) компании ООО «ВТР» [8, 9].

Конструкция ГСГ представляет охлаждаемую блочно-модульную конструкцию на фланцевых прочно-плотных соединениях, состоящую из следующих основных элементов [8, 9]: узлов ввода компонентов (ПГ, окислитель – кислород, химочищенная вода), запальное устройство, смесительная головка (СМГ), камера сгорания (КС), испарительная камера (ИК). Камеры ГСГ имеют унифицированную конструкцию и различаются диаметрами и длинами вследствие различных физико-химических процессов: в КС – парциальное окисление ПГ кислородом, а в ИК – закалка синтез-газа с испарением химочищенной воды и перемешиванием парогазовой смеси для получения гомогенной парогазовой смеси (ПГС) на выходе ИК. В состав комплекса синтез-газа входят ГСГ с обвязкой, блоки конверсии синтез-газа и система управления.

Основным узлом комплекса синтеза метанола является прямоточный трехреакторный каскад с осуществлением каталитических экзотермических реакций превращения синтез-газа в метанол с выделением метанола-сырца после каждого реактора [8]. Изотермические реакторы стабилизируют температуру слоев катализаторов для их максимальной активности, уменьшения селективности побочных реакций, увеличенной степени конверсии синтез-газа и повышенной удельной производительности метанола [3, 8, 10, 11].

Работа установки поясняется на рисунках. На рис. 1 изображена упрощенная блок-схема комплекса синтез-газа.

На рис. 1 обозначены: 1 – компрессор ПГ, 2 – расходомер-регулятор массового расхода (РХМ) природного газа, 3 – теплообменник, 4 – смеситель, 5 – компрессор кислорода, 6 – РХМ кислорода, 7 – смесительная головка ГСГ, 8 – камера сгорания ГСГ, 9 – камера испарения ГСГ, 10 – теплообменник, 11 – насос, 12–15 – РХМ воды, 16 – котел-утилизатор, 17 – управляемый дроссель, 18 – реактор, 19 – смеситель, 20 – теплообменник-холодильник, 21 – сепаратор, 22 – управляемый дроссель, 23 – адсорбер, 24 – смеситель, 25 – теплообменник, 26 – регулятор давления.

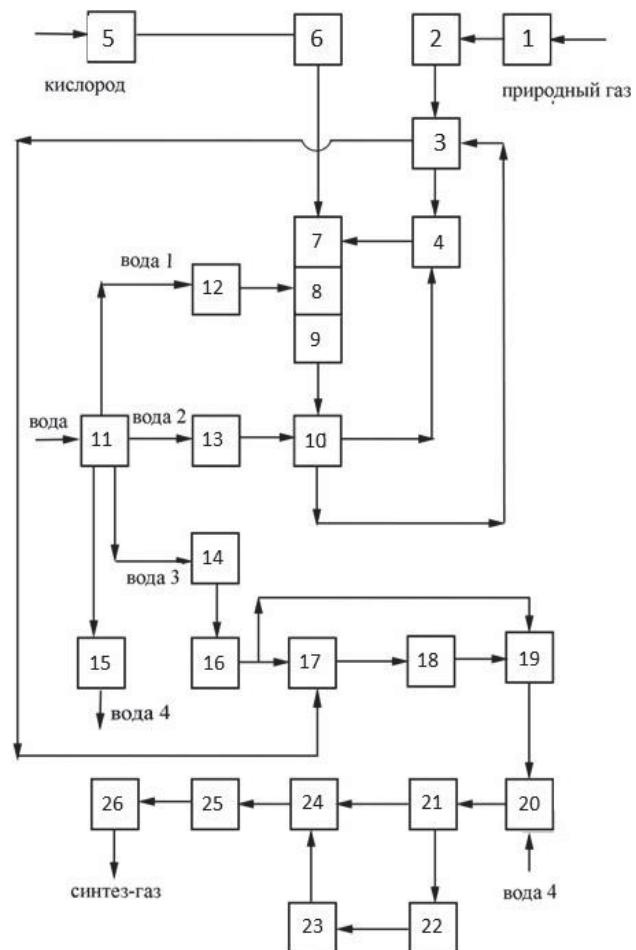


Рис. 1. Блок-схема комплекса синтез-газа
 Fig. 1. Block diagram of the syngas complex

С выхода компрессора – 1 ПГ подают с требуемым массовым расходом и давлением 6,5–7,5 МПа через РХМ – 2 по трубопроводу в теплообменник – 3, в котором ПГ нагревают до расчетной температуры порядка 500–550 °C парогазовой смесью с температурой примерно 850 °C, поступающей в – 3 с первого выхода теплообменника – 10. Нагретый ПГ подают в смеситель – 4, где его смешивают с водяным паром, поступающим в – 4 из второго вы-

хода теплообменника – 10, а из выхода – 4 ПГС подают в смесительную головку ГСГ – 7. Кислород с выхода компрессора – 5 с температурой порядка 150–170 °C подают с требуемым массовым расходом через РХМ – 6 с одинаковым давлением 6,5–7,5 МПа в смесительную головку ГСГ – 7. Кислород и ПГС раздельно поступают в смесительную головку – 7, откуда компоненты подают в проточную камеру сгорания – 8, где в турбулентном режиме течения газов происходит смешивание потоков и РОХ увлажненного ПГ кислородом с образованием синтез-газа на выходе КС. Процесс РОХ проводят при квазиоптимальном коэффициенте избытка окислителя в диапазоне от 0,34 до 0,36 и давлении в камере сгорания 6,0–7,0 МПа. В результате на выходе КС образуется ПГС, содержащая преимущественно синтез-газ, а также диоксид углерода CO₂, пары воды H₂O, азот N₂, остаточное количество метана CH₄ и конденсированную фазу C* (сажа, смолы). Из 8 подают ПГС в проточную испарительную камеру – 9, соосно соединенную с 8, и одновременно в ИС подают химочищенную воду (вода 1) через РХМ – 12 от насоса – 11. В ИК происходит распыление, смешение и испарение воды в потоке поступающего из КС газа. Регулируя массовый расход воды путем РХМ – 12, снижают температуру газа до заданного номинального значения T_н=900 °C и при этом увеличивается доля пара в ПГС. В камерах ГСГ протекают некatalитические реакции: основная реакция – РОХ ПГ с кислородом CH₄+0,5O₂=CO+2H₂, побочные реакции – паровые конверсии метана CH₄+H₂O=CO+3H₂ и монооксида углерода CO+H₂O=CO₂+H₂, в результате чего в составе выходной ПГС увеличивается мольное отношение H₂/CO>1,9.

ПГС с выхода ГСГ направляют в блок циклонов (не указан на рис. 1) для очистки от сажи и очищенную горячую ПГС подают в теплообменник – 10. Поток химочищенной воды в диапазоне 10–20 мас. % от номинального массового расхода ПГС подают от насоса – 11 через РХМ – 13 на второй вход в теплообменник – 10 (вода 2), где происходит теплообмен, и из второго выхода – 10 подают водяной пар с температурой 450 °C в смеситель – 4.

С выхода – 3 ПГС с расчетной температурой порядка 750 °C поступает в котел-утилизатор – 16, на второй вход которого подают химочищенную воду от насоса – 11 через РХМ – 14 (вода 3). На выходе – 16 образуется охлажденная ПГС с регулируемой температурой 350 °C и водяной пар, используемый для технологических нужд установки, в том числе для возможности нагрева ПГС перед ее подачей в комплекс синтеза метанола. При достаточной производительности установки водяной пар может применяться в паровой турбине для выработки электроэнергии.

ПГС с выхода котла-утилизатора – 16 подают в блок коррекции отношения H₂/CO, состоящий из ветвителя с двумя магистралями (трубопроводами) и смесителя – 19. Первая газовая магистраль ветвителя содержит управляемый высокотемпературный дроссель – 17 и последовательно соединенный с ним реактор – 18 с высокотемпературным катализатором паровой конверсии монооксида углерода, а выход – 18 соединен со смесителем – 19. Вторая, байпасная, газовая магистраль ветвителя соединена со смесителем – 19 напрямую. В результате экзотермической каталитической реакции паровой конверсии монооксида углерода CO+H₂O=H₂+CO₂ содержание водорода в синтез-газе на выходе – 18 увеличивается. Потоки газа, проходящие через обе магистрали ветвителя, рассчитывают из условия получения в номинальном режиме парциального окисления соотношения H₂/CO на выходе смесителя – 19 [12]. Оптимальное отношение H₂/CO зависит от типа окислителя и при использовании кислорода составляет 2,1–2,3. Отношение H₂/CO автоматически контролируется следящей системой, в состав которой входят дроссель, газоанализатор и персональный компьютер (не указаны на рис. 1). Система позволяет стабилизировать H₂/CO в заданном диапазоне вне зависимости от концентрации других компонентов в составе ПГС.

После смесителя – 19 газ поступает в теплообменник-холодильник – 20, в котором его охлаждают до температуры 30 °C потоком химочищенной воды, подаваемым через РХМ – 15 от насоса – 11. Далее газожидкостную смесь подают из 20 в сепаратор – 21 для отделения сконденсированного пара, который используется в обратном водоснабжении установки. С выхода сепаратора – 21 парогазовую смесь подают в блок коррекции диоксида углерода, который содержит ветвитель с двумя магистралями и смеситель – 24 [12]. Одна газовая магистраль связана со смесителем – 24 напрямую, а вторая газовая магистраль содержит последовательно включенные управляемый дроссель – 22 и адсорбер диоксида углерода – 23, выход которого соединяется со вторым входом смесителя – 24.

Адсорбер диоксида углерода состоит из параллельно соединенных адсорбиров-поглотителей, загруженных цеолитом САА. Каждый из адсорбиров-поглотителей работает последовательно в одном из трех периодически переключаемых режимов: режим адсорбции CO₂ из синтез-газа при температуре 20–40 °C, режим регенерации адсорбента от CO₂ потоком осущененного воздуха при температуре 170–250 °C, режим охлаждения после регенерации до температуры 20–40 °C. Количество адсорбиров-поглотителей зависит от объема утилизируемого CO₂, а их массогабаритные характеристики зависят от плотности адсорбента и допустимой линейной

скорости адсорбции. При указанной температуре адсорбционная емкость CO_2 на цеолите CaA составляет 0,2 г/г [12].

Расходы газовых потоков в магистралях второго ветвителя регулируют изменением проходного сечения управляемого дросселя – 22. Это позволяет уменьшать мольный состав диоксида углерода в газе на выходе смесителя – 24 и тем самым регулировать значение модуля в рекомендованном диапазоне $M=2,0-2,3$ [1–3, 10, 12]. Контроль состава газа и выработку управляющих воздействий для корректировки балансового состава ПГС, идущей на синтез метанола, осуществляют по данным анализа сухого охлажденного газа после смесителя – 24 с помощью газоанализатора (не указан на рис. 1), входящего в состав следящей системы контроля и управления установки [12]. Из смесителя – 24 газ подают в теплообменник – 25 для нагрева ПГС до требуемой температуры, после чего газ подают в регулятор давления – 26 для стабилизации рабочего давления в комплексе синтез-газа и подачи скорректированного газа в комплекс синтеза метанола на уровне 5,0–5,5 МПа.

На рис. 2 представлена упрощенная блок-схема комплекса синтеза метанола, где: 1–3 – изотермические реакторы, 4–10 – теплообменники, 11–13 – сепараторы, 14 – накопительная емкость метанола-сырца.

Газ с выхода комплекса синтез-газа подают в первый реактор – 1 комплекса синтеза метанола с требуемой температурой, зависящей от типа катализатора. Для поддержания изотермичности слоя катализатора осуществляют циркуляцию хладогента через размещенные в реакторе тепловые трубы (система циркуляции не показана).

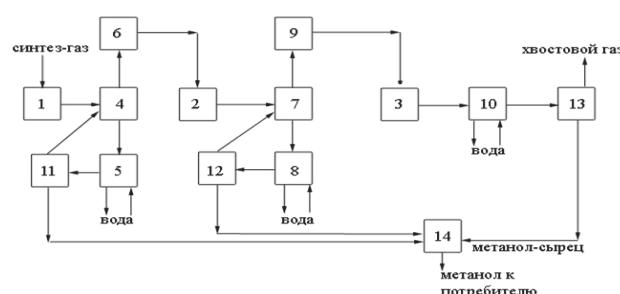


Рис. 2. Блок-схема комплекса синтеза метанола
 Fig. 2. Block diagram of the methanol synthesis complex

Охлаждение ПГС с выхода реактора – 1, содержащей пары метанола и воду, оксиды углерода, водород и азот, происходит в теплообменниках – 4, 5. Сначала ПГС охлаждают в теплообменнике – 4 до 150 °C сухим газом, поступающим из сепаратора – 11. С выхода – 4 ПГС поступает в теплообмен-

ник-холодильник – 5, где охлаждается обратной водой до 20 °C, после чего ПГС подают в сепаратор – 11. В 11 из газожидкостной смеси отделяют сжиженный метанол и водяной конденсат, и их направляют в сборник метанола-сырца – 14. Сухая смесь из 11 поступает в теплообменник – 4 и далее в теплообменник – 6, где ее нагревают до требуемой температуры и подают во второй реактор – 2. Аналогичным образом в теплообменниках – 7, 8 охлаждают ПГС с выхода реактора – 2. Охлажденную газожидкостную смесь из 8 подают в сепаратор – 12, где отделяют метанол-сырец и затем его направляют в сборник метанола – 14. Отходящую из 12 газовую сухую смесь нагревают в теплообменниках – 7, 9 до требуемой температуры, после чего подают в третий реактор – 3. ПГС с выхода реактора – 3 подают в теплообменник-холодильник – 10, в котором она охлаждается обратной водой до 20 °C, после чего газожидкостную смесь с выхода – 10 подают в сепаратор – 13, в котором отделяют сжиженный метанол-сырец и его отправляют в сборник метанола – 14. Потоки хвостовых газов, отходящих из 13, 14 и содержащих преимущественно водород и оксиды углерода, а также азот и пары метанола-сырца, подают в систему очистки, дожигают и сбрасывают газ в атмосферу.

Моделирование технологического процесса

Для проведения расчетов установки разработан интегрированный программный комплекс Complex SG calculations с применением удобного интерфейса, включающий отечественные программы для ЭВМ: программу моделирования термодинамики TermoCom, программу «Газогенератор синтез-газа» и «Программное обеспечение для расчета длины испарительной камеры газогенератора синтез-газа» [13]. В результате итерационных расчетов идентифицируют: равновесные объемно-массовые составы и температуры газов в камерах ГСГ, после чего рассчитывают геометрические характеристики элементов ГСГ; мощность и производительность компрессоров и насосов; объемно-массовые характеристики катализаторов и габариты реакторов установки; рассчитывают и выбирают расходомеры-регуляторы – основные элементы системы управления. В итоге определяют необходимые расходы компонентов для требуемой производительности установки и массогабаритные характеристики основных аппаратов.

В дальнейшем будем рассматривать только моделирование процесса получения метанола. Начальный этап – численное моделирование РОХ ПГ кислородом. В источниках приведено большое количество теоретических и экспериментальных исследований, посвященных описанию разветвленно-

цепных реакций POX [4, 14–19]. Упрощенно прием, что при температурах выше 1200 °C длительность окислительных реакций гомогенной смеси ПГ не превышает миллисекунды, а длительность процесса образования сажи превышает 10 мс, что позволяет ограничиваться термодинамическим расчетом состава продуктов сгорания ПГ [9, 14, 15].

При расчетах применялась программа ТермоСом [13] со следующими данными: состав ПГ (об. %) (CH₄ – 97,57, C₂H₆ – 1, C₃H₈ – 0,37, C₄H₁₀ – 0,15, N₂ – 0,84, CO₂ – 0,07), степень увлажнения ПГ – 15 %, начальные температуры компонентов: кислород – 170 °C, ПГС – 450 °C, давление в КС – 6,0 МПа, номинальная температура газа на выходе ИК – 900 °C. Основным параметром режима POX является коэффициент избытка окислителя $\alpha = m_0 / (m_c K_{m0})$, где m_c – массовый расход сырья (ПГ), m_0 – массовый расход окислителя (воздух), K_{m0} – массовый стехиометрический коэффициент соотношения компонентов, определяемый по табличным данным (для пары кислород–метан $K_{m0}=4,0$). На рис. 3, 4 приведены фрагменты расчетов.

Результаты численного моделирования, экспериментальных исследований и анализ, проведенный из указанных источников, позволили сформулировать рекомендации рациональных режимов POX ПГ кислородом в ГСГ [9, 14–20]:

- целесообразно проводить POX при $\alpha=0,34–0,36$, поскольку низкие значения α приводят к сажеобразованию, а более высокие значения приводят к уменьшению концентрации водорода;
- необходимо увлажнять ПГ в диапазоне 10–20 % массового расхода химоцищенной паровой воды по отношению к массовому расходу ПГ, что позволяет избегать сажеобразования, а также приводит к незначительному, на 3–5 %, увеличению отношения H₂/CO за счет побочной реакции паровой конверсии метана в КС;
- давление в КС целесообразно выбирать в диапазоне 6,0–7,0 МПа, чтобы процесс синтеза метанола проходил с давлением более 4,5 МПа;
- нагрев компонентов облегчает условия зажигания POX, способствует устойчивому горению и увеличению скорости кинетических реакций, поэтому начальную температуру компонентов выбирают из условий отсутствия самовозгорания смесей (кислород – до 200 °C, ПГ – до 550 °C) и без конденсации паров воды, которая зависит от парциального давления в ПГС, т. е. температура ПГС более 250 °C при давлении 6,0 МПа;
- увеличение отношения m_b/m_{kc} массовых расходов впрыска воды в ИК к выходу газа КС пропорционально снижает температуру газа на выходе ИК, а в составе ПГС увеличивается содержание водяного пара и уменьшаются концентрации H₂ и CO, также наблюдается более высокое

отношение H₂/CO>1,9 за счет некatalитического процесса паровой конверсии газа;

- для предотвращения сажеобразования рекомендуем снижать содержание гомологов метана в составе ПГ и использовать новые жаростойкие композитные сплавы с температурами до 1350 °C для уменьшения градиента температуры между ядром потока газа и внутренней стенкой камеры, в том числе для оптимального охлаждения ГСГ.

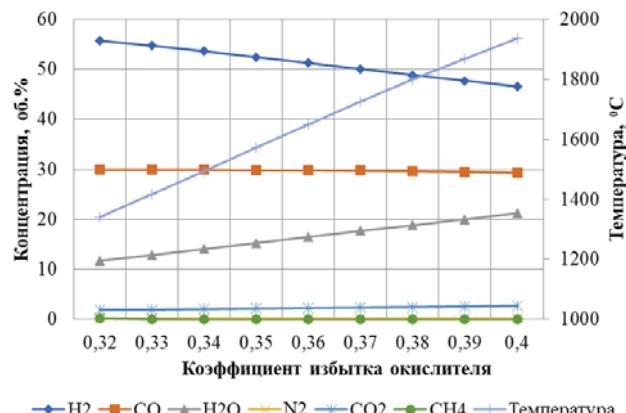


Рис. 3. Зависимость состава газа в камере сгорания и температуры от α

Fig. 3. Dependence of the gas composition in the combustion chamber and temperature on α

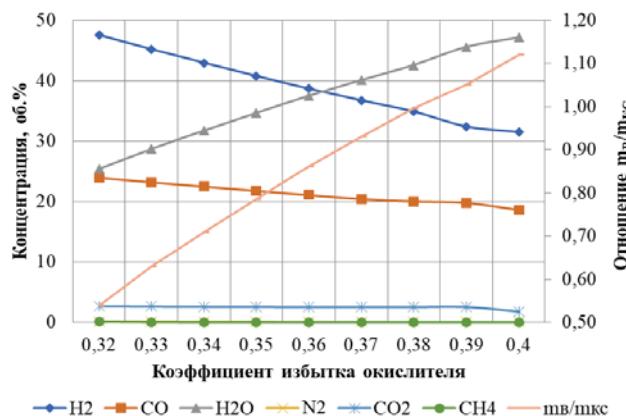
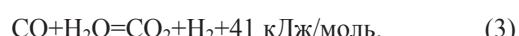
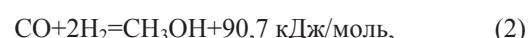


Рис. 4. Зависимость состава газа в испарительной камере и температуры от α

Fig. 4. Dependence of the gas composition in the evaporation chamber and temperature on α

Следующим этапом расчета является численное моделирование процесса синтеза метанола на основе макроскопических реакций [1–5, 8, 10]:



Все указанные экзотермические реакции являются обратимыми. Они зависят от многих взаимосвязанных факторов [1–5, 10]: температуры в слоях катализатора, активности катализатора, равновесного выхода метанола, степени превращения оксидов углерода в метанол, парциального давления компонентов газа, стехиометрического соотношения компонентов (модуля или факториала) синтез-газа $M=(H_2-CO_2)/(CO+CO_2)$, отношений мольных компонентов H_2/CO и CO/CO_2 , содержания двуокиси углерода и водяного пара в газе, инертных компонентов. Инертные компоненты – азот и остаточный метан – не оказывают прямого влияния на равновесие реакций образования метанола. На скорость синтеза метанола определяющее влияние оказывает концентрация воды в реакционной зоне. Она должна быть минимальной, поскольку пар сильно тормозит реакцию (1), причем интенсивность торможения зависит от концентрации CO_2 и не зависит от концентрации водорода. Оптимальная концентрация CO_2 в газе при использовании медьсодержащих катализаторов должна находиться в диапазоне 0,3–5 об. %. Избыточная концентрация CO_2 в реакционной зоне уменьшает скорость протекания реакции (1), что способствует увеличению содержания водяного пара в продуктах синтеза, поэтому для увеличения эффективности синтеза метанола рекомендуют увеличивать отношение $CO/CO_2 > 3$. Рекомендуют применять промышленные катализаторы для повышения производительности синтеза метанола – Katalko-51-9 Johnson Matthey (ICI), Великобритания, MK-121 Haldor Topsoe, Дания, и ряд современных катализаторов MegaMax компании Clariant International, Швейцария [1, 3, 11].

Для малотоннажных установок целесообразно применять проточную каскадную схему реакторов синтеза метанола без рецикла синтез-газа с конденсацией метанола-сырца после каждого реактора [8, 10, 21]. Такое техническое решение позволяет существенно уменьшить и упростить установку, снять термодинамическое ограничение, связанное с приближением концентрации метанола к равновесному пределу, повысить скорость синтеза. Вследствие экзотермичности реакций (1)–(3) одной из основных проблем конструирования реакторов синтеза метанола является надежный контроль температуры и эффективный отвод тепла от катализаторов. В работах приведены результаты исследований различных типов реакторов, где рекомендовано применять трубчатые изотермические реакторы, обеспечивающие высокий теплоотвод [3, 10, 21].

Разработаны алгоритмы программного управления показателями синтез-газа для оптимального синтеза метанола: алгоритм управления системой регулирования отношения компонентов H_2/CO и

алгоритм управления системой регулирования стехиометрического отношения компонентов газовой смеси (модуля) [12]. В табл. 1 приведены результаты расчетов РОХ природного газа кислородом без и с коррекцией состава газа [20], откуда следует: скорректированный состав газа обеспечивает оптимальные показатели $M=2,04$ и $H_2/CO=2,3$ и еще более высокое отношение $CO/CO_2 > 11,6$.

Таблица 1. Показатели газовой смеси на выходе комплекса синтез-газа

Table 1. Indicators of the gas mixture at the outlet of the syngas complex

Варианты/Variants	Показатели/Indicators		
	CO/CO_2	H_2/CO	M
ПГ с кислородом без коррекции NG with oxygen without correction	8,7	1,91	1,61
ПГ с кислородом с коррекцией NG with oxygen with correction	11,6	2,3	2,04

NG – natural gas.

С применением программного комплекса [13] проведено численное моделирование объемно-массовых расходов газожидкостных смесей, протекающих в аппаратах установки при условии следующих исходных данных: на вход в ГСГ подавали ПГ с указанным составом и объемным расходом $1000 \text{ м}^3/\text{ч}$, квазиоптимальный коэффициент $\alpha=0,35$, объемный расход кислорода – $693 \text{ м}^3/\text{ч}$, температура ПГС на выходе ИК – 900°C ; в реакторах каскада применяли бывший катализатор C79-7GL фирмы «Zud-Chemie», Германия, со следующими данными: в первом реакторе каскада входная температура газа – 215°C , объемная скорость – 8000 ч^{-1} , во втором реакторе – 220°C и 5000 ч^{-1} , в третьем реакторе – 230°C и 3000 ч^{-1} , давление газа в реакторах – $5,0 \text{ МПа}$. В табл. 2, 3 приведены итоговые данные балансов трехреакторного каскада комплекса синтеза метанола.

Для расчета степени превращения углерода из оксидов углерода в метанол в прямоточном каскаде применяем разработанную формулу:

$$\eta_k = K_{Me}^c \cdot m_{Me} / (K_{CO}^c \cdot m_{CO} + K_{CO_2}^c \cdot m_{CO_2}), \quad (4)$$

где η_k – степень превращения углерода в процессе каталитического синтеза в реакторном каскаде, k – нижний индекс, обозначающий количество реакторов в каскаде; m_{Me} – общий массовый расход выделенного конденсированного метанола из реакторов каскада, находящегося в сборникомплексе; m_{CO} , m_{CO_2} – массовые расходыmonoоксида и диоксида углерода, входящие в состав газовой смеси в первый реактор каскада; $K_{Me}^c = 0,375$, $K_{CO}^c = 0,429$, $K_{CO_2}^c = 0,273$ – коэффициенты молярных масс углерода в метаноле и в оксидах углерода.

Таблица 2. Материальный баланс аппаратов комплекса синтеза метанола без коррекции состава синтез-газа

Table 2. Material balance of the methanol synthesis complex devices without correction of the syngas composition

Наименования Names	T, °C	Объемно-массовые расходы газожидкостной смеси Volume and mass flow rates of a gas-liquid mixture									
		CO		CO ₂		H ₂		H ₂ O		N ₂	
		кг/ч/kg/h	об. %/vol. %	кг/ч/kg/h	об. %/vol. %	кг/ч/kg/h	об. %/vol. %	кг/ч/kg/h	об. %/vol. %	кг/ч/kg/h	об. %/vol. %
Газ в реактор 1 Gas to reactor 1	215	1134,1	32,9	204,3	3,8	155,8	62,8	4,0	0,2	10,5	0,3
В сборник из 11 To a collector from 11	20	2,0	0,3	21,9	1,9	0,1	0,2	31,3	6,6	0,1	0,0
Газ в реактор 2 Gas to reactor 2	220	497,0	36,9	115,7	5,4	55,0	56,7	0,0	0,0	10,4	0,8
В сборник из 12 To a collector from 12	20	0,9	0,4	12,5	3,4	0,0	0,2	7,8	4,2	0,1	0,0
Газ в реактор 3 Gas to reactor 2	230	245,0	44,1	81,3	8,7	16,3	45,0	0,0	0,0	10,3	1,7
В сборник из 13 To a collector from 13	20	0,4	0,4	7,1	4,5	0,0	0,1	3,6	5,6	0,1	0,1
Хвостовой газ Tail gas	20	186,6	55,6	68,3	13,0	6,7	27,6	0,0	0,0	10,3	3,1
										1,3	0,3

Таблица 3. Материальный баланс аппаратов комплекса синтеза метанола с коррекцией состава синтез-газа

Table 3. Material balance of the methanol synthesis complex devices with the correction of the syngas composition

Наименования Names	T, °C	Объемно-массовые расходы газожидкостной смеси Volume and mass flow rates of a gas-liquid mixture									
		CO		CO ₂		H ₂		H ₂ O		N ₂	
		кг/ч/kg/h	об. %/vol. %	кг/ч/kg/h	об. %/vol. %	кг/ч/kg/h	об. %/vol. %	кг/ч/kg/h	об. %/vol. %	кг/ч/kg/h	об. %/vol. %
Газ в реактор 1 Gas to reactor 1	215	998,1	29,3	135,1	2,5	165,5	67,6	4,1	0,2	10,5	0,3
В сборник из 11 To a collector from 11	20	1,6	0,2	12,1	1,1	0,2	0,3	35,5	5,9	0,1	0,0
Газ в реактор 2 Gas to reactor 2	220	294,9	27,1	46,4	2,7	53,8	68,8	0,0	0,0	10,4	1,0
В сборник из 12 To a collector from 12	20	0,4	0,1	5,3	2,3	0,1	0,4	6,6	2,6	0,1	0,1
Газ в реактор 3 Gas to reactor 2	230	84,5	20,6	25,1	3,9	21,4	72,4	0,0	0,0	10,2	2,5
В сборник из 13 To a collector from 13	20	0,1	0,1	1,9	1,7	0,0	0,3	3,0	6,6	0,1	0,1
Хвостовой газ Tail gas	20	26,0	12,2	16,0	4,8	11,9	77,5	0,0	0,0	10,2	4,8
										0,7	0,3

Удельную производительность каскада $\bar{\Pi}_k$ определяем как отношение массового расхода метанола-сырца в сборнике (емкости) комплекса в кг/ч на 1000 м³/ч входящего ПГ в ГСГ. Также из табл. 2, 3 рассчитываем массовые расходы конденсированного метанола-сырца на выходе каждого i -го реактора каскада (без хвостовых газов) по формуле

$$\Pi(i) = m_{Me}(i) + m_{H2O}(i), \quad (5)$$

где $i=1,3$ – последовательная нумерация реакторов каскада.

В табл. 4, 5 приведены показатели установки, которые рассчитывали по формулам (4), (5) с использованием данных из табл. 2, 3.

Из табл. 2–5 следует, что в проточном каскаде показатели газа ухудшаются последовательно после каждого реактора, но показатели скорректированного газа значительно лучше по сравнению с показателями газа без коррекции его состава.

Таблица 4. Показатели установки без коррекции состава газовой смеси

Table 4. Installation parameters without correction of the composition of the gas mixture

Показатели Indicators	Прямоточный каскад Direct-flow cascade		
	один реактор one reactor	два реакто- ра two reactors	три реакто- ра three reactors
Степень превращения углерода из оксидов углерода в метанол Degree of conversion of carbon from carbon oxides to methanol	0,53	0,72	0,79
Производительность метанола-сырца кг/ч на 1000 м ³ /ч ПГ Raw methanol capacity kg/h per 1000 m ³ /h of NG	801	1084	1190

Таблица 5. Показатели установки с коррекцией состава газовой смеси

Table 5. Installation parameters with correction of the composition of the gas mixture

Показатели Indicators	Прямоточный каскад Direct-flow cascade		
	один реактор one reactor	два реакто- ра two reactors	три реакто- ра three reactors
Степень превращения углерода из оксидов углерода в метанол Degree of conversion of carbon from carbon oxides to methanol	0,69	0,89	0,95
Производительность метанола-сырца кг/ч на 1000 м ³ /ч ПГ Raw methanol capacity kg/h per 1000 m ³ /h of NG	890	1151	1227

Например, из табл. 2 видно, что после первого реактора модуль уменьшается до $M=1,2$ и падает отношение $H_2/CO \approx 1,5$, а в хвостовом газе уже практически отсутствует водород, но зато много непереработанных оксидов углерода. Напротив, из данных табл. 3 вытекает, что интегрированный показатель повышается последовательно в реакторах каскада: $M=2,04$ – перед первым реактором, $M=2,21$ – перед вторым реактором и $M=2,79$ – перед третьим реактором, а водорода хватает для реакций синтеза метанола. Отметим, что перед синтезом метанола в комплексе синтез-газа частично удаляют CO_2 из газовой смеси, а из сравнительных данных табл. 2, 3 видно, что в процессе коррекции состава газовой смеси удалили углекислый газ с массовым расходом 280 кг/ч.

Анализ полученных результатов подтверждает целесообразность синтеза метанола с применением скорректированного состава газовой смеси. Это позволяет значительно увеличить степень перера-

ботки сырья, и в трехреакторном каскаде степень превращения достигает $\eta_3=0,95$. Кроме того, отношение массовых расходов оксидов углерода между хвостовым газом и входящим газом в первый реактор каскада падает до 3,7 %, из-за этого резко сокращаются выбросы парниковых газов в атмосферу. Максимальная удельная производительность метанола в прямоточном трехреакторном каскаде с применением скорректированной газовой смеси составляет $\bar{P}_3 \approx 1230$ кг/ч метанола-сырца на 1000 м³/ч природного газа, что примерно на 40–50 % больше по сравнению с удельной производительностью установки, работающей на газовой смеси, забалластированной азотом [8].

При использовании современных катализаторов можно применять прямоточный двухреакторный каскад с показателями $\bar{P}_2 \approx 1250$ кг/ч и $\eta_2 > 0,95$ (в [21] показано, что в двухреакторном прямоточном каскаде с отечественным медьсодержащим катализатором при отношении $CO/CO_2 > 10$ можно достигать $\eta_2 \approx 0,90 \div 0,95$). В качестве примера новый промышленный катализатор MegaMax-900 в сравнении с катализатором C79-7GL имеет: на 15–20 % больший выход метанола, на 20–30 % более высокую активность, более пологую температурную характеристику в диапазоне 230–270 °C, высокую объемную скорость до 22000 ч⁻¹, более высокую селективность и низкие побочные продукты [11].

Заключение

Разработана новая технология малотоннажной установки производства метанола, в состав которой входят комплексы синтез-газа и синтеза метанола. В комплексе синтез-газа осуществляют некатализическое РОХ ПГ кислородом с последующей коррекцией состава газовой смеси, а частично удаленный углекислый газ может перерабатываться в полезные продукты (сухой лед, карбоаммонийная соль, удобрения и др.). В состав комплекса синтеза метанола входит прямоточный многореакторный каскад без рецикла газа с конденсацией метанола-сырца после каждого реактора. Основным аппаратом установки является отечественный газогенератор синтез-газа, обеспечивающий: малые массогабаритные характеристики при производительности до 5000 м³/ч синтез-газа, безопасность и ремонтопригодность в эксплуатации, автоматизированный технологический процесс с быстрым включением и отключением не более 10 с. При наличии развитой инфраструктуры малотоннажную установку можно включать в состав химического кластера.

В результате экспериментальных исследований, численного моделирования парциального окисления природного газа кислородом и макроскопических реакций синтеза метанола с последующей обработкой данных на основе формул (4), (5) следует:

установлена возможность почти полной переработки сырья в метanol при применении прямоточного не более трехреакторного каскада; при использовании оптимального состава газовой смеси степень превращения углерода из оксидов углерода в метanol в трехреакторном каскаде с катализатором

C79-7GL составляет $\eta_3=95\%$, а удельная производительность установки $\bar{P}_3\approx1230$ кг/ч метанола-сырца на $1000\text{ м}^3/\text{ч}$ природного газа; допустимая максимальная мощность установки составляет до 20 000 т метанола в год.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Methanol. The basic chemical and energy feedstock of the future / M. Bertau, H. Offermanns, L. Plass, F. Schmidt, H.-J. Wernicke. – Berlin; Heidelberg: Springer-Verlag, 2014. – 661 p. DOI: 10.7868/S0028242118020077
2. Технология переработки углеводородных газов / В.С. Арутюнов, И.А. Голубева, О.Л. Елисеев, Ф.Г. Жагфаров. – М.: Юрайт, 2020. – 723 с.
3. Кемалов Р.А., Кемалов А.Ф. Технологии получения и применения метанола. – Казань: Казан. ун-т, 2016. – 167 с.
4. Non-catalytic partial oxidation of hydrocarbon gases to syngas and hydrogen: a systematic review / I.A. Makaryan, E.A. Salgansky, V.S. Arutyunov, I.V. Sedov // Energies. – 2023. – Vol. 16. – № 2916. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16062916>
5. Autothermal reforming technology for modern large-scale methanol plants / P.J. Dahl, T.S. Christensen, S. Winter-Madsen, S.M. King. – Paris. Nitrogen+Syngas, 2014. – 12 p.
6. Prodan V.D., Klyushenkova M.I., Borodacheva E.I. Low-tonnage methanol production, Russia // Chemical and Petroleum Engineering. – 2013. – Vol. 49 (7–8). – P. 443–446. DOI: 10.1007/s10556-013-9771-z
7. New concept for small-scale GTL / V.S. Arutyunov, A.V. Nikitin, L.N. Strekova et al. // Chemical Engineering Journal. – 2015. – Vol. 282. – P. 206–212. DOI: 10.1016/j.cej.2015.02.082
8. Загашвили Ю.В., Кузьмин А.М., Ефремов В.Н. Малотоннажная установка метанола в промышленных условиях // Нефтегазовое дело. – 2024. – № 1. – С. 195–237. DOI: <https://dx.doi.org/10.17122/ogbus-2024-1-195-237>.
9. Малотоннажные установки получения водорода с некатализитическим газогенератором парциального окисления природного газа / Ю.В. Загашвили, В.Н. Ефремов, А.М. Кузьмин, Е.З. Голосман // Получение, хранение и применение водорода. Новые идеи и перспективные разработки. – М.: РАН, 2023. – С. 43–62.
10. Розовский А.Я., Лин Г.И. Теоретические основы процесса синтеза метанола. – М.: Химия, 1990. – 272 с.
11. Синтез метанола – повышение эффективности установки и производительности в течение всего срока службы. URL: <https://www.clariant.com/en/Business-Units/Catalysts/Syngas-Catalysts/Methanol> (дата обращения 20.02.2024).
12. Загашвили Ю.В., Кузьмин А.М. Управление составом синтез-газа для малотоннажного производства метанола // Технологии нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 54–59.
13. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2023616495 РФ. Complex SG calculations / А.М.Кузьмин, А.А. Бараневич, Ю.В. Загашвили и др. 2023610566, заявлено 11.01.2023, опубл. 28.03.2023.
14. Арутюнов В.С. Окислительная конверсия природного газа. – М.: Красанд, 2011. – 590 с.
15. Soot formation in the methane partial oxidation process under conditions of partial saturation with water vapor / D.S. Lugvishchuk, P.I. Kulchakovskiy, E.B. Mitberg, V.Z. Mordkovich // Petroleum Chemistry. – 2018. – Vol. 58. – № 5. – P. 427–433. DOI: 10.1134/S0965544118050109
16. Numerical simulation of natural gas non-catalytic partial oxidation reformer / Y. Xu, Z. Dai, C. Li et al. // Int. J. Hydrogen Energy. – 2014. – Vol. 39. – № 6. – P. 9149–9157. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2014.03.204
17. Influence of temperature and pressure on the non-catalytic partial oxidation of natural gas / P. Brüggemann, P. Seifert, B. Meyer, M. Müller-Hagedorn // Chemical Product and Process Modeling. – 2010. – Vol. 5. – Iss. 1. – Article 1. – P. 1–24. DOI: 10.2202/1934-2659.1444
18. Ghoneim S.A., El-Salamony R.A., El-Temtamy S.A. Review on innovative catalytic reforming of natural gas to syngas // World Journal of Engineering and Technology. – 2016. – № 4. – P. 116–139. DOI: 10.4236/wjet.2016.41011
19. Simulation of non-catalytic partial oxidation and scale-up of natural gas reformer / W. Guo, Y. Wu, L. Dong, C. Chen, F. Wang // Fuel Processing Technology. – 2012. – Vol. 1. – № 6. – P. 45–50. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2012.01.019>
20. Загашвили Ю.В., Кузьмин А.М. Влияние состава водородсодержащего газа на выход метанола // Известия Томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов. – 2021. – Т. 331. – № 10. – С. 187–195. DOI: 10.18799/24131830/2020/10/2871
21. Синтез метанола в системе проточных реакторов / А.В. Черепнова, А.А. Лендер, А.Г. Краснянская, Н.А. Бондарева // Катализ и нефтехимия. – 2000. – № 5–6. – С. 69–74.

Информация об авторах

Юрий Владимирович Загашвили, доктор технических наук, профессор, научный руководитель ООО «ВТР», Россия, 194358, г. Санкт-Петербург, ул. Заречная, 17/1. y.zagashvili@yandex.ru; <https://orcid.org/0000-0001-0303-8309>

Алексей Михайлович Кузьмин, кандидат технических наук, доцент, заместитель проректора по образовательной деятельности, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30; генеральный директор ООО «ВТР», Россия, 194358, г. Санкт-Петербург, ул. Заречная, 17/1. kuzmin.lex@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0002-0153-5683>

Василий Николаевич Ефремов, кандидат технических наук, доцент, главный технолог ООО «ВТР», Россия, 194358, г. Санкт-Петербург, ул. Заречная, 17/1. vne45@yandex.ru

Поступила в редакцию: 07.05.2024

Поступила после рецензирования: 08.07.2024

Принята к публикации: 10.02.2025

REFERENCES

1. Bertau M., Offermanns H., Plass L., Schmidt F., Wernicke H.-J. *Methanol. The Basic Chemical and Energy Feedstock of the Future*. Berlin, Heidelberg, Springer-Verlag, 2014. 661 p. DOI: 10.7868/S0028242118020077
2. Arutyunov V.S., Golubeva I.A., Eliseev O.L., Zhagfarov F.G. *Hydrocarbon Gas Processing Technology*. Moscow, Yurait Publ., 2020. 723 p. (In Russ.)
3. Kemalov R.A., Kemalov A.F. *Technologies for the production and use of methanol*. Kazan, Kazan University Publ., 2016. 167 p. (In Russ.)
4. Makaryan I.A., Salgansky E.A., Arutyunov V.S., Sedov I.V. Non-catalytic partial oxidation of hydrocarbon gases to syngas and hydrogen: a systematic review. *Energies*, 2023, vol. 16, no. 2916. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16062916>
5. Dahl P.J., Christensen T.S., Winter-Madsen S., KingProven S.M. *Autothermal reforming technology for modern large-scale methanol plants*. Paris, Nitrogen+Syngas, 2014. 12 p.
6. Prodan V.D., Klyushenkova M.I., Borodacheva E.I. Low-tonnage methanol production, Russia. *Chemical and Petroleum Engineering*, 2013, vol. 49 (7–8), pp. 443–446. DOI: 10.1007/s10556-013-9771-z.
7. Arutyunov V.S., Nikitin A.V., Strekova L.N. New concept for small-scale GTL. *Chemical Engineering Journal*, 2015, vol. 282, pp. 206–212. DOI: 10.1016/j.cej.2015.02.082.
8. Zagashvili Yu.V., Kuzmin A.M., Efremov V.N. Low-tonnage methanol production plant in field conditions. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal Neftegazovoe delo*, 2024, no. 1, pp. 195–237. (In Russ.) DOI: <https://dx.doi.org/10.17122/ogbus-2024-1-195-237>.
9. Zagashvili Yu.V., Efremov V.N., Kuzmin A.M., Golosman E.Z. Low-tonnage hydrogen production plants with a non-catalytic gas generator for partial oxidation of natural gas. *Production, storage and use of hydrogen. New ideas and promising developments*. Moscow, RAN, 2023. pp. 43–62. (In Russ.).
10. Rozovskii A.Ya., Lin G.I. *Theoretical foundations of the methanol synthesis process*. Moscow, Khimiya Publ., 1990. 272 p. (In Russ.)
11. Methanol synthesis – increasing plant efficiency and lifetime productivity. (In Russ.) Available at: <https://www.clariant.com/en/Business-Units/Catalysts/Syngas-Catalysts/Methanol> (accessed 8 December 2023).
12. Zagashvili Yu.V., Kuzmin A.M. Operations of syngas composition for small methanol production plants. *Science and Technology of Hydrocarbons*, 2018, no. 3, pp. 54–59. (In Russ.)
13. Kuzmin A.M., Barankevich A.A., Zagashvili Yu.V. *Complex SG calculations*. Computer Program RF, no. 2023610566, 2023. (In Russ.)
14. Arutyunov V.S. *Oxidative conversion of natural gas*. Moscow, Krasand Publ., 2011. 590 p. (In Russ.).
15. Lugvishchuk D.S., Kulchakovskiy P.I., Mithberg E.B., Mordkovich V.Z. Soot formation in the methane partial oxidation process under conditions of partial saturation with water vapor. *Petroleum Chemistry*, 2018, vol. 58, no. 5, pp. 427–433. DOI: 10.1134/S0965544118050109
16. Xu Y., Dai Z., Li C. Numerical simulation of natural gas non-catalytic partial oxidation reformer. *Int. J. Hydrogen Energy*, 2014, vol. 39, no. 6, pp. 9149–9157. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2014.03.204
17. Brüggemann P., Seifert P., Meyer B., Müller-Hagedorn M. Influence of temperature and pressure on the non-catalytic partial oxidation of natural gas. *Chemical Product and Process Modeling*, 2010, vol. 5, Iss. 1, Article 1, pp. 1–24. DOI: 10.2202/1934-2659.1444
18. Ghoneim S.A., El-Salamony R.A., El-Temtamy S.A. Review on innovative catalytic reforming of natural gas to syngas. *World Journal of Engineering and Technology*, 2016, no. 4, pp. 116–139. DOI: 10.4236/wjet.2016.41011
19. Guo W., Wu Y., Dong L., Chen C., Wang F. Simulation of non-catalytic partial oxidation and scale-up of natural gas reformer. *Fuel Processing Technology*, 2012, vol. 1, no. 6, pp. 45–50. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2012.01.019>
20. Zagashvili Yu.V., Kuzmin A.M. Influence of hydrogen containing gas composition on methanol yield. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 10, pp. 187–195. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2020/10/2871.
21. Cherepnova A.V., Lender A.A., Krasnyanskaya A.G., Bondareva N.A. Methanol synthesis in a system of flow reactors. *Catalysis and petrochemistry*, 2000, no. 5–6, pp. 69–74. (In Russ.)

Information about the authors

Yuriy V. Zagashvili, Dr. Sc., Professor, Scientific Supervisor, LLC «HTR», 17/1, Zarechnaya street, St Petersburg, 194358, Russian Federation. y.zagashvili@yandex.ru; <https://orcid.org/0000-0001-0303-8309>

Aleksey M. Kuzmin, Cand. Sc., Associate Professor, Deputy Vice-Rector for Educational Activities, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation; Chief Executive Officer, LLC «HTR», 17/1, Zarechnaya street, St Petersburg, 194358, Russian Federation; kuzmin.lex@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0002-0153-5683>

Vasiliy N. Efremov, Cand. Sc., Associate Professor, Chief Technologist, LLC «HTR», 17/1, Zarechnaya street, St Petersburg, 194358, Russian Federation vne45@yandex.ru

Received: 07.05.2024

Revised: 08.07.2024

Accepted: 10.02.2025

УДК 553.21/.24
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4673
Шифр специальности ВАК: 1.6.10

Золото-кварцевое месторождение Аяхта (Енисейский кряж): условия формирования и источник флюидов

М.А. Петрова¹, Н.А. Гибшер¹, Е.О. Шапаренко¹✉, А.А. Томиленко¹,
Т.А. Бульбак¹, А.М. Сазонов², М.О. Хоменко¹, С.А. Сильянов²

¹ Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН, Россия, г. Новосибирск

² Сибирский федеральный университет, Россия, г. Красноярск

✉ shaparenko@igm.nsc.ru

Аннотация. **Актуальность** исследования определяется потребностью установления параметров рудоносных флюидов золоторудного месторождения Аяхта, одного из эталонных и крупных объектов в Енисейском кряже. Полученные данные могут быть использованы для разработки целостной модели формирования золотого оруденения региона. **Цель:** определить физико-химические условия формирования кварцево-жильных зон и источник рудоносных флюидов. **Методы:** состав рудных минералов был проанализирован методом микрорентгеноспектрального анализа, метод микротермометрии использовался для определения температур фазовых переходов во флюидных включениях, состав индивидуальных флюидных включений был определен методом рамановской спектроскопии, валовый состав флюида проанализирован методом газовой хромато-масс-спектрометрии, для установления источника флюида определены изотопы серы ($\delta^{34}\text{S}$) сульфидов и углекислоты ($\delta^{13}\text{C}$) во флюидных включениях в кварце. **Результаты и выводы.** Установлено, что формирование золото-кварцевых жильных зон протекало в среднетемпературных условиях (121–424 °C) при значительных колебаниях давления (0,5–1,5 кбар). Соленость флюида была умеренной (до 25,5 мас. %, NaCl-экв.). Методом газовой хромато-масс-спектрометрии в составе рудоносного флюида было обнаружено от 178 до 286 соединений, среди них преобладают H_2O и CO_2 . На долю углеводородов, их производных, S-, N- и галогенсодержащих соединений в сумме приходится 7,4–22,6 отн. %. Мы предполагаем, что органические соединения принимали непосредственное участие в обогащении кварцевых жил золотой минерализацией. Значения изотопного состава серы (+6,6...+9,5 ‰) и углерода из флюидных включений в кварце (−12,5...−21,9 ‰) свидетельствуют в пользу метаморфогенно-корового источника флюидов.

Ключевые слова: золото, Енисейский кряж, флюидные включения, условия минералообразования, GC-MS

Благодарности: Микрорентгеноспектральные, микротермометрические, раман, GC-MS, изотопного-геохимические (изотопы S, C) исследования выполнены за счет гранта Российского научного фонда (проект № 23-77-01063, <https://rscf.ru/project/23-77-01063/>), отбор фактического материала и верификация методики GC-MS осуществлены по государственному заданию Института геологии и минералогии СО РАН (№ 122041400312-2).

Для цитирования: Золото-кварцевое месторождение Аяхта (Енисейский кряж): условия формирования и источник флюидов / М.А. Петрова, Н.А. Гибшер, Е.О. Шапаренко, А.А. Томиленко, Т.А. Бульбак, А.М. Сазонов, М.О. Хоменко, С.А. Сильянов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 3. – С. 74–88. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4673

UDC 553.21/.24
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4673

Ayakhta gold-quartz deposit (Yenisei Ridge): formation conditions and source of fluids

M.A. Petrova¹, N.A. Gibsher¹, E.O. Shaparenko¹✉, A.A. Tomilenko¹,
T.A. Bulbak¹, A.M. Sazonov², M.O. Khomenko¹, S.A. Silyanov²

¹ V.S. Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS, Novosibirsk, Russian Federation

² Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russian Federation

✉ shaparenko@igm.nsc.ru

Abstract. Relevance. The need to establish the parameters of ore-bearing fluids of the Ayakhta gold deposit, one of the standard and large objects in the Yenisei Ridge. The data obtained can be used to develop a holistic model of gold mineralization in the region. **Aim.** To determine the physicochemical conditions for the formation of quartz vein zones and ore-bearing fluids source. **Methods.** We analyzed the ore minerals composition by micro-X-ray spectral analysis, determined the temperatures of phase transitions in fluid inclusions using the microthermometry method, determined the individual fluid inclusions composition by Raman spectroscopy. The fluid bulk composition was analyzed by gas chromatography-mass spectrometry (GC-MS). To establish the source of the fluid, we used isotopes of sulfur ($\delta^{34}\text{S}$) sulfides and carbon dioxide ($\delta^{13}\text{C}$) in fluid inclusions in quartz. **Results and conclusions.** We established that the gold-quartz vein zones formation occurred under medium temperature conditions (121–424°C) with significant pressure fluctuations (0.5–1.5 kbar). The fluid salinity was moderate (up to 25.5 wt %, NaCl-eq.). Using the GC-MS method, we detected from 178 to 286 compounds in the ore-bearing fluid, H_2O and CO_2 predominate among them. The share of hydrocarbons, their derivatives, S-, N- and halogenated compounds in total accounts for 7.4–22.6 rel %. We assume that organic compounds were directly involved in the enrichment of quartz veins with gold mineralization. The isotope composition values of sulfur (+6.6...+9.5 ‰) and carbon from fluid inclusions in quartz (-12.5...-21.9 ‰) indicate a metamorphic-crustal source of fluids.

Keywords: gold, Yenisei Ridge, fluid inclusions, mineral formation conditions, GC-MS

Acknowledgments: Micro-X-ray spectral, microthermometric, Raman, GC-MS, isotope-geochemical (S, C isotopes) studies were supported by the Russian Science Foundation (project no. 23-77-01063, <https://rscf.ru/project/23-77-01063/>), the selection of factual material and verification of the GC-MS methodology were carried out on the state assignment of V.S. Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS (no. 122041400312-2).

For citation: Petrova M.A., Gibsher N.A., Shaparenko E.O., Tomilenko A.A., Bulbak T.A., Sazonov A.M., Khomenko M.O., Silyanov S.A. Ayakhta gold-quartz deposit (Yenisei Ridge): formation conditions and fluids source. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 3, pp. 74–88. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4673

Введение

Аяхтинское золоторудное месторождение находится в Красноярском крае (рис. 1, a), который является лидером по добыче золота в России и одним из крупнейших в мире. Всего в крае известно около 300 месторождений и рудопроявлений золота. Большинство разрабатываемых месторождений относятся к коренному типу. Например, такие крупные объекты, как Олимпиадинское, Благодатное, Советское, Ведугинское, Эльдорадо. Помимо крупных, известны более 100 объектов с запасами золота менее 10 т [1–3]. Согласно современной генетической классификации, эти месторождения являются орогенными [4]. В геологическом плане золоторудная минерализация располагается в пределах Енисейского кряжа – древнего орогена коллизионно-аккреционного типа. Рудные тела представлены золото-сульфидными кварце-

выми жилами во вмещающих метаморфических толщах [5]. Более 25 % рудного золота состредоточено в месторождениях и рудопроявлениях труднообогатимых золото-сульфидно-кварцевых руд с низким содержанием металла [2].

Вопросы металлогенеза золота широко обсуждаются многими исследователями [1, 4–10]. До сих пор остаются дискуссионными вопросы генезиса золоторудных месторождений, длительности их формирования, источника золота, механизмов его транспортировки и осаждения [5, 11–14]. Получить ответы на часть вопросов стало возможным благодаря развитию методов термобарогеохимии. Комплексный анализ флюидных включений в комбинации с изотопно-геохимическими исследованиями позволяет получить РТХ-характеристики гидротермального рудоносного раствора.

Ряд исследователей занимаются изучением золоторудной минерализации методами термобаро-геохимии. Авторы получают данные о солености, температурах и давлении флюида [15–20]. Большое количество работ посвящено изучению состава флюида месторождений Енисейского кряжа, а также ряда других регионов [13, 16, 21–25]. В последние десятилетия с помощью метода газовой хромато-масс-спектрометрии (GC-MS) получены уникальные данные о составе флюида не только в кварце, но и сульфидах, а также о самородном золоте золоторудных месторождений Енисейского кряжа [14, 22, 26, 27].

Целью представленной работы является определение физико-химических параметров и источника рудоносного флюида, сформировавшего месторождение Аякта.

Краткая геолого-минералогическая характеристика Аяхтинского золоторудного месторождения

Аяхтинское золоторудное месторождение расположено в Северо-Енисейском районе Красноярского края в нижнем течении р. Пенченги. Месторождение входит в состав одноименного рудного

узла, относящегося к центральной части Енисейского кряжа. Район расположен в северо-западной части Татарского антиклиниория вблизи сочленения с Ангаро-Питским синклиниорием [1, 28].

Первые сведения о геологии месторождения Аякта изложены в [29]. Кварцево-жильные зоны месторождения расположены в сланцевом клине, входящем в гранитоиды Аяхтинского массива. Основной рудолокализующей структурой является Кадринская брахиантеклиналь, сложенная породами кординской и горбилокской свиты, метаморфизированными в условиях зеленосланцевой и эпидот-амфиболитовой фаций метаморфизма. Сланцы и гранитоиды рудного поля месторождения интенсивно грейзенизированы. Вдоль складчатой структуры проходит зона тектонических нарушений, осложненных разломами субширотных направлений (рис. 1). В этой зоне находятся метасоматически измененные вмещающие породы, в которых присутствует золото-кварцевая минерализация [3, 29, 30].

Инtrузивные образования на площади месторождения представлены гранитоидами татарско-аяхтинского комплекса (RF_3ta), в частности аяхтинского массива, возраст которого 760–750 млн лет [31, 32].

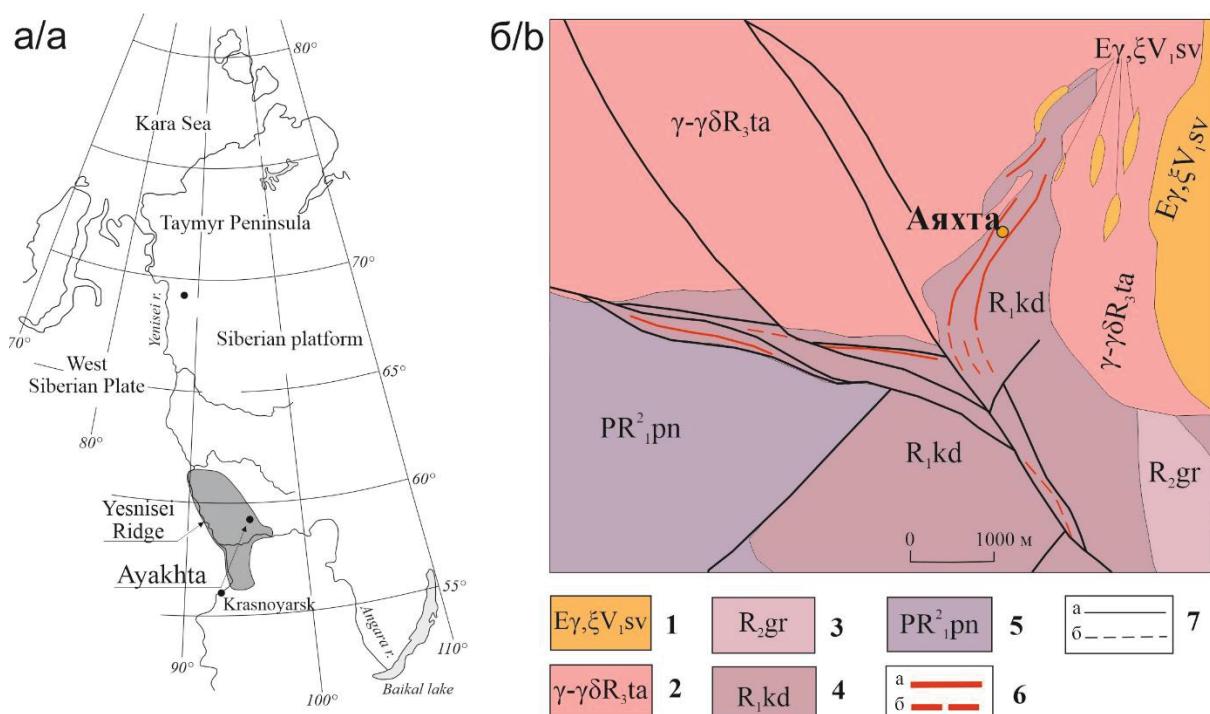


Рис. 1. а) географическое положение месторождения Аякта; б) фрагмент геологической карты Аяхтинского рудного узла [33]. 1 – Средневороговский комплекс щелочно-гранит-сиенитовый; 2 – Татарско-аяхтинский комплекс гранитовый; 3 – Горбилокская свита; 4 – Кординская свита; 5 – Пенченгинская свита; 6 – золоторудные минерализованные зоны (а – установленные, б – предполагаемые); 7 – разрывные нарушения (а – установленные, б – предполагаемые)

Fig. 1. а) geographical location of the Ayakhta deposit; б) fragment of the Ayakhta ore cluster geological map [33]. 1 – Srednevorogovsky alkali-granite-syenite complex; 2 – Tatar-ayakhta granite complex; 3 – Gorbilok formation; 4 – Corda formation; 5 – Penchenga formation; 6 – gold mineralized zones (a – established, b – supposed); 7 – fracture faults (a – established, b – supposed)

Вмещающие породы представлены кординской свитой рифея, состоящей из кварц-биотитовых и кварц-биотит-мусковитовых сланцев с гранатом, реже с андалузитом и силлиманитом. Возраст пород составляет 1030 ± 130 млн лет [34]. Вмещающие породы имеют экзонтактовую зону с Аяхтинским массивом позднеорогенных гранитоидов. На площади широко развиты мелкие тела гранитоидов, в различной степени подвергшиеся метасоматическим преобразованиям [5].

Рудная кварцево-жильная зона Аяхтинского рудного узла имеет протяженность более 10 км и ширину от первых сотен метров до 2 км, протягивающиеся в юг-юго-западном направлении. На месторождении выделено две кварцево-жильные зоны: Основная и Западная, состоящие из системы параллельных и субпараллельных жил, прожилков и линз различной мощности [3]. Основными минералами рудных кварцево-жильных образований является кварц и сульфиды, с которыми связана золоторудная минерализация.

Кварц представлен жильным (I) и гнездовой (II) разновидностью в окварцованных породах зальбандов кварцевых жил. Кварц I представлен крупными зернами (>2 мм) неправильной формы с волнистыми краями (рис. 2, а). Кварц I преобладает в рудной зоне месторождения. Кварц II (0,05–1,5 мм) имеет изометрическую полигональную форму и образуют гранобластическую сотовую структуру (рис. 2, б).

Рудная минерализация представлена золотом, пиритом, арсенопиритом, реже встречаются пирротин, халькопирит, сфалерит (рис. 3). Содержание сульфидов составляет не более 3 %. Микрозондовый анализ показал незначительные вариации химического состава в халькопирите ($\text{Cu} - 27,59\text{--}34,05\%$, $\text{Fe} - 30,39\text{--}32,39\%$, $\text{S} - 34,30\text{--}35,15\%$) и пирите ($\text{Fe} - 46,27\text{--}59,24\%$, $\text{S} - 38,93\text{--}53,67\%$). Самородное золото в виде мелкой неравномерно рассеянной вкрапленности и небольших прожилок наблюдается как в срастании с кварцем, так и в сланцевых породах. Пробность золота составляет 850 %. Запасы золота оцениваются в 11,6 т при среднем содержании 8,3 г/т [35].

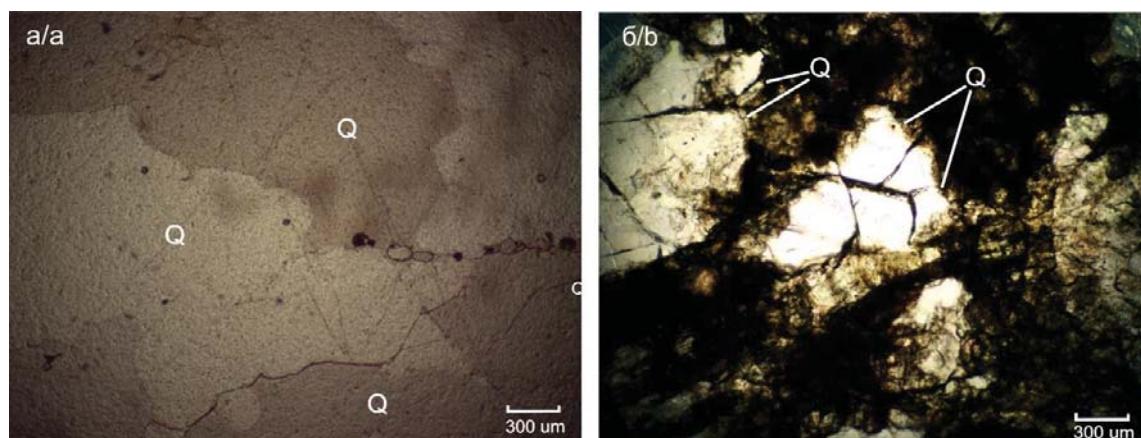


Рис. 2. Разновидности кварца месторождения Аяхта: а) жильный кварц (I) (обр. 2/71.6); б) гнездовой (II) кварц (обр. 607/37), Q – кварц

Fig. 2. Quartz types from the Ayakhta deposit: a) vein quartz (I) (sample 2/71.6); b) nested (II) quartz (sample 607/37), Q – quartz

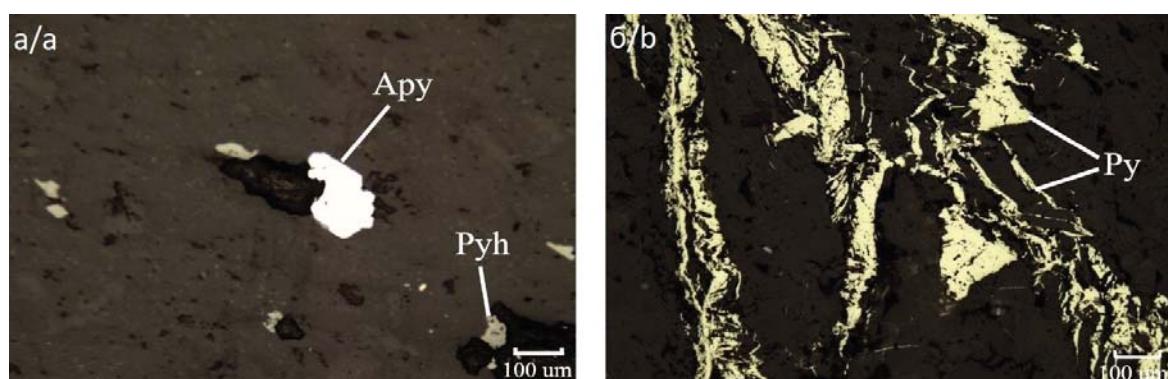


Рис. 3. Сульфидная минерализация месторождения Аяхта: а) вкрапленники арсенопирита и пирротина (обр. 712/124); б) пиритовые прожилки (обр. 2-71.6). Apy – арсенопирит, Py – пирит, Pyh – пирротин

Fig. 3. Sulfide mineralization of the Ayakhta deposit: a) phenocrysts of arsenopyrite and pyrrhotite (sample 712-124); b) pyrite veinlets (sample 2/71.6). Apy – arsenopyrite, Py – pyrite, Pyh – pyrrhotite

Фактический материал и методы исследования

Фактический материал представлен коллекцией, отобранный из скважин 2, 607, 708, 712, 728, 747, 795 и рудного склада. Образцы представлены кварцевыми и кварц-сульфидными агрегатами с прожилками, линзочками сланцев вмещающих пород и слюдами (мусковит, биотит). Сульфиды в образцах присутствуют в виде небольших вкраплений, примазок, прожилков, гнезд в кварце или в сланцевых агрегатах.

Из каменного материала из одной половины образца были сделаны кварцевые пластинки, полированные с двух сторон, и петрографические шлифы для изучения флюидных включений. Другую часть образца дробили и рассеивали на ситах и отбирали фракции минералов без посторонних примесей для дальнейших исследований.

Методом микротемперометрии в индивидуальных флюидных включениях были измерены температура общей гомогенизации ($T_{\text{гом}}$), температура эвтектики ($T_{\text{эвт}}$), температура плавления льда в водной фазе ($T_{\text{пл-льда}}$), температура плавления ($T_{\text{пл,CO}_2}$) и частичной гомогенизации смеси газов $\text{CO}_2 \pm \text{CH}_4 \pm \text{N}_2$ ($T_{\text{гом,CO}_2}$). Также фиксировался вид гомогенизации – в жидкую или газовую fazу. Исследования проводились в микротермокамере THMSG-600 фирмы Linkam в диапазоне от -196 до $+600$ $^{\circ}\text{C}$. Стандартная температурная погрешность измерений составляет $\pm 0,1$ $^{\circ}\text{C}$ в отрицательной и ± 5 $^{\circ}\text{C}$ в положительных температурных значениях. Полученные параметры позволяют оценить давление по методам, представленным в работах [36, 37].

Состав водной фазы получен на основе значений температур эвтектики [38]. Соленость водной фазы флюидных включений оценивалась по температуре плавления льда и температуре растворения кристаллика соли при использовании двухкомпонентной водно-солевой системы $\text{NaCl-H}_2\text{O}$ [39].

Методом рамановской спектроскопии были проанализированы индивидуальные флюидные включения в кварце на одноканальном раман-спектрометре Horiba J.Y. LabRAM HR800 по методике, изложенной в работах [40, 41].

Валовый состав флюидов в кварце и сульфидах определен методом GC-MS на газовом хроматом-масс-спектрометре Focus GC-DSQ II MS (Thermo Scientific, USA). Методика GC-MS анализа подробно изложена в работе [26].

Микротермометрические, раман и GC-MS исследования проведены в лаборатории термобарогеохимии ИГМ СО РАН.

Изотопный состав серы ($\delta^{34}\text{S}$) в сульфидах измерялся в газе SO_2 , полученном при взаимодействии сульфидов с CuO при 1000 $^{\circ}\text{C}$, и нормировался относительно изотопного состава троилита из метеорита Каньон-Дьябло. Воспроизводимость

значений $\delta^{34}\text{S}$, включая подготовку образца, составляет $0,1\%$ [42].

Изотопный состав $\delta^{13}\text{C}$ углекислоты флюидных включений в кварце определялся в газе, извлеченном из навесок в 1000 мг методом декрепитации при нагревании образца до 600 $^{\circ}\text{C}$. CO_2 связывалось при температуре жидкого азота, затем криоловушки изолировались от вакуумной линии. Ампулы с CO_2 анализировались на масс-спектрометре Thermo Finnigan Delta Plus – XP, оснащенном системой двойного напуска [43]. Результаты нормировались через стандарт VPDB (Pee Dee Belemnite).

Состав сульфидов проанализирован микрорентгеноспектральным методом на электронно-зондовом микронализаторе JXA-8230 (Jeol Ltd) при следующих параметрах: 20 kV – напряжение, 50 нА – сила тока зонда (аналитик В.Н. Королюк).

Микрорентгеноспектральный анализ и изотопно-геохимические исследования (S,C) проведены в ЦКП Многоэлементных и изотопных исследований СО РАН.

Характеристика флюидных включений

В образцах с месторождения Аякта было обнаружено два типа кварца: жильный (I) и гнездовой (II) (рис. 2). Флюидные включения из кварца II присутствовали в небольших количествах, имели размеры менее 5 мкм и оказались непригодны для термобарогеохимических исследований. Поэтому в данной статье будут представлены результаты изучения флюидных включений из жильного кварца (I).

По фазовому составу при комнатной температуре выделены три типа флюидных включений в кварце (рис. 4):

- А – двухфазные газово-жидкие включения, содержащие fazу жидкой H_2O и газовый пузырек ($\text{Ж}_{\text{H}_2\text{O}} + \Gamma, \text{Ж}_{\text{CO}_2 \pm \text{CH}_4 \pm \text{N}_2}$) (рис. 4, а), с меняющимися соотношениями газа и жидкости во включениях. Форма вакуолей округлая, реже неправильная, средние размеры включений $10\text{--}20$ мкм;
- В – однофазные жидкые или газовые включения ($\Gamma, \text{Ж}_{\text{CO}_2 \pm \text{CH}_4 \pm \text{N}_2}$) (рис. 4, б). Форма вакуолей чаще всего неправильная или вытянутая, размеры достигают $5\text{--}15$ мкм;
- С – трехфазные включения, состоящие из водной fazы ($\text{Ж}_{\text{H}_2\text{O}}$), газового пузырька и твердой fazы (кристаллика). Они составляют менее 5% от общего количества включений. Форма вакуолей вытянутая, реже неправильная, размеры $5\text{--}10$ мкм (реже до 30 мкм). Расположены чаще группами до $7\text{--}10$ штук (рис. 4, в).

По генетической классификации на месторождении Аякта выделены первичные, первично-вторичные и вторичные генерации включений.

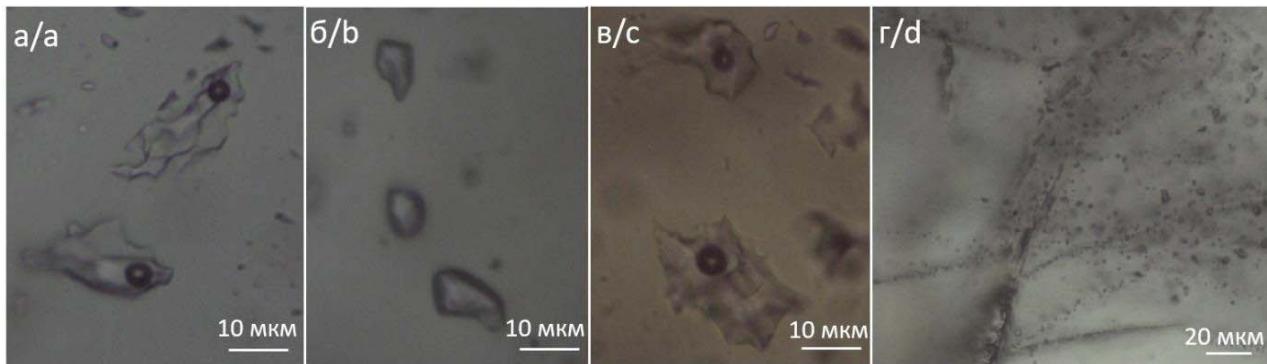


Рис. 4. Типы флюидных включений Аяхтинского месторождения: а) тип А, двухфазные ($\text{Ж}_{\text{H}2\text{O}}+\text{Г}_{\text{CO}2\pm\text{CH}4\pm\text{N}2}$); б) тип В, однофазные ($\text{Г,Ж}_{\text{CO}2\pm\text{CH}4\pm\text{N}2}$; в) тип С, трехфазные ($\text{Ж}_{\text{H}2\text{O}}+\text{Г+кр}$); г) система взаимно пересекающихся трещин, заполненных вторичными включениями

Fig. 4. Fluid inclusion types of the Ayakhta deposit: a) type A, two-phase ($\text{L}_{\text{H}2\text{O}}+\text{V}_{\text{CO}2\pm\text{CH}4\pm\text{N}2}$); b) type B, single-phase ($\text{L,V}_{\text{CO}2\pm\text{CH}4\pm\text{N}2}$; c) type C, three-phase ($\text{L}_{\text{H}2\text{O}}+\text{V+CR}$); d) system of mutually intersecting cracks filled with secondary inclusions

Первичные и первично-вторичные генерации включений (тип А и В) располагаются внутри зерен кварца группами до 25 штук и не относятся к залеченным трещинам. К вторичным генерациям относятся некоторые включения типа А и В, а также включения типа С, приуроченные к залеченным трещинкам, секущим границы кварцевых зерен (рис. 4, г).

Результаты исследования

Температура гомогенизации флюидных включений, состав, соленость и давление флюидов

Результаты микротермометрических исследований первичных и первично-вторичных флюидных включений в кварце Аяхтинского месторождения представлены в табл. 1. Интервал температур гомогенизации газово-жидких включений из рудной зоны (тип А) составляет 121–424 °С при гомогенизации в жидкость (в большинстве случаев) и газ. Соленость флюида достигала 25,5 мас. %, NaCl-экв. Давление составило интервал 0,5–1,5 кбар.

Первично-вторичные и первичные однофазные флюидные включения (тип В) имеют температуры плавления в интервале от –127 до –57,0 и температуры частичной гомогенизации от –25,9 до 9,0 °С. Гомогенизация однофазных включений преимущественно протекает в жидкую fazу.

Вторичные двухфазные включения гомогенизируются только в жидкую fazу в интервале 73–146 °С, а соленость колеблется от 1,4 до 5,0 мас. %, NaCl-экв., температура эвтектики от –23,8 до –21,2 °С. Вторичные трехфазные включения гомогенизировались при температуре 91–225 °С, соленость составила 27,6–28,5 мас. %, NaCl-экв.

Состав газовой фазы флюида

В результате анализа первичных и первично-вторичных индивидуальных флюидных включений

(n=32) методом рамановской спектроскопии были обнаружены три компонента CO_2 , CH_4 , N_2 в различных соотношениях (табл. 2, рис. 5). В газовом пузырьке двухфазных включений типа А отношение CO_2/CH_4 варьирует в интервале 8,10–120,3, а в жидких (реже газовых) однофазных включениях (тип В) – в интервале 82,3–199.

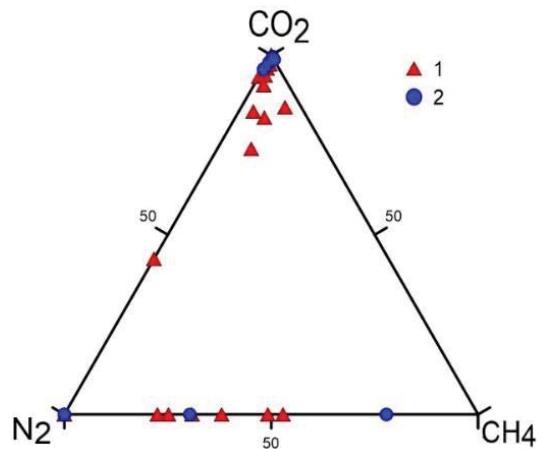


Рис. 5. Состав газовой фазы индивидуальных флюидных включений в кварце месторождения Аяхта (по результатам рамановской спектроскопии): 1 – тип А, двухфазные ($\text{Ж}_{\text{H}2\text{O}}+\text{Г}_{\text{CO}2\pm\text{CH}4\pm\text{N}2}$), 2 – тип В, однофазные ($\text{Г,Ж}_{\text{CO}2\pm\text{CH}4\pm\text{N}2}$) включения

Fig. 5. Vapor phase composition of individual fluid inclusions in quartz from the Ayakhta deposit (Raman spectroscopy data): 1 – type A, two-phase ($\text{L}_{\text{H}2\text{O}}+\text{V}_{\text{CO}2\pm\text{CH}4\pm\text{N}2}$); 2 – type B, single-phase ($\text{L,V}_{\text{CO}2\pm\text{CH}4\pm\text{N}2}$) inclusions

Методом GC-MS было проанализировано две пробы кварца и одна пробы пирита из рудной зоны месторождения Аяхта. Анализ показал, что газовая составляющая флюида имеет водно-углекислотный

состав с примесью углеводородов, S-, N- и галоген-содержащих соединений (табл. 3). Основными компонентами минералообразующего флюида являются вода (9,9–83,8 отн. %) и углекислота (2,6–82,7 отн. %). Доля органических соединений составляет 7,4–22,6 отн. %. Был обнаружен широкий ряд органических соединений: бескислородные алифатические и циклические углеводороды (парафины, олефины, циклические алканы и алкены, арены, полициклические ароматические углеводороды – ПАУ), кислородсодержащие углеводороды (спирты, эфиры простые и сложные, фураны, аль-

дегиды, кетоны, карбоновые кислоты), амины, амины, SO_2 , H_2S , тиофены, галогенсодержащие предельные, циклические углеводороды. Общее количество определенных соединений во флюиде варьирует от 178 до 286.

Соотношение $\text{CO}_2/(\text{CO}_2+\text{H}_2\text{O})$ в кварце меняется от 0,9 до 0,02, а в пирите составляет 0,09. Во всех образцах содержание алканов выше, чем содержание алkenов (алканы/алкены=1,13–3,08). Соотношение тяжелых ($\text{C}_5\text{--C}_{17}$) углеводородов к легким ($\text{C}_1\text{--C}_4$) в кварце значительно ниже, чем в пирите, и составляет 1,75–2,75 и 21,65, соответственно.

Таблица 1. Результаты микротермометрических исследований флюидных включений в кварце рудных жил Аяктинского месторождения

Table 1. Results obtained by microthermometric studies of fluid inclusions in quartz from Ayakhta deposit ore veins

№ образца ¹ Sample no.	Тип ФВ ² Fl type	N ³	Т _{гом.} T _{hom} , °C	Вид гом. ⁴ Hom. type	Водная фаза/Liquid phase			CO ₂ ±CH ₄ ±N ₂ фаза/phase			P, кбар kbar
					Т _{эвт.} T _{eut} , °C	Т _{пл льда} T _{i.m.} , °C	Сол. мас. % (NaCl-экв.) Sal. wt % (NaCl eq.)	Т _{пл.} T _m , °C	Т _{част. гом.} T _{p,hom} , °C	Вид гом. ⁴ Hom. type	
2/71.6	A	10	190–193	Ж/L	-21,3...-20,6	-4,1...-3,7	6,0–6,6	-	-	-	0,5–1,5
	B	123	-	-	-	-	-	-59,3...-57,0	-25,9...9,0	Ж	
728-132	A	25	205–404	Ж/L	-	-24...-23,8	24,8–25,0	-	-	-	0,5–1,5
	A	20	146–201	Ж/L	-43...-41	-21,5...-20,7	22,9–23,3	-	-	-	
728-132.5	A	11	281–424	Ж/L	-24,3...-23,9	-5...-3,8	6,2–7,9	-	-	-	
747/221.2-127	A	30	124–414	Г, Ж V, L	-42,8...-42,1	-16,5...-9,3	13,2–19,8	-	-	-	0,5–1,5
	A	22	121–187	Ж/L	-34,6...-30,6	-24,9...-23,9	24,9–25,5	-	-	-	
	A	26	126–216	Ж/L	-	-3,8...-3,5	5,7–6,2	-	-	-	
	B	47	-	-	-	-	-	-127...-126	-	-	

Примечание: 1 – № скважины/(глубина, м) – разведочная линия; 2 – тип флюидных включений: А – двухфазные ($\text{ЖH}_2\text{O}+\text{ГCO}_2\pm\text{CH}_4\pm\text{N}_2$), В – однодофазные ($\text{Ж,Г})\text{CO}_2\pm\text{CH}_4\pm\text{N}_2$ включения; 3 – количество включений; 4 – Вид гомогенизации: Г – в газ, Ж – в жидкость.

Note: 1 – well number/(depth, m) – exploration line; 2 – fluid inclusion type: type A, two-phase ($\text{LH}_2\text{O}+\text{VCO}_2\pm\text{CH}_4\pm\text{N}_2$), type B, single-phase ($\text{V,L})\text{CO}_2\pm\text{CH}_4\pm\text{N}_2$ inclusions; 3 – number of inclusions; 4 – type of homogenization: V – into vapor, L – into liquid.

Таблица 2. Состав газовой фазы флюидных включений по данным рamanовской спектроскопии

Table 2. Vapor phase composition of individual fluid inclusions in quartz from the Ayakhta deposit (Raman spectroscopy data)

N образца Sample no.	Содержание. мол. % Content, mol. %			CO ₂ /CH ₄	N образца Sample no.	Содержание. мол. % Content, mol. %			CO ₂ /CH ₄
	CO ₂	CH ₄	N ₂			CO ₂	CH ₄	N ₂	
Тип А ($\text{ЖH}_2\text{O}+\text{ГCO}_2\pm\text{N}_2\pm\text{CH}_4$) Type A ($\text{LH}_2\text{O}+\text{VCO}_2\pm\text{CH}_4\pm\text{N}_2$)					Тип А ($\text{ЖH}_2\text{O}+\text{ГCO}_2\pm\text{N}_2\pm\text{CH}_4$) Type A ($\text{LH}_2\text{O}+\text{VCO}_2\pm\text{CH}_4\pm\text{N}_2$)				
2/71.6	-	25,1	74,9	-	607/149	-	37,9	62,1	-
	-	52,7	47,3	-		93,9	-	6,1	-
	97,1	-	2,9	-		43,2	-	56,8	-
	85,3	10,5	4,1	8,1		-	-	100	-
	82,5	7,1	10,4	11,6		100	-	-	-
	96,9	-	3,1	-	Тип В ($\text{Ж,Г})\text{CO}_2\pm\text{N}_2\pm\text{CH}_4$ /Type B (L,V) $\text{CO}_2\pm\text{CH}_4\pm\text{N}_2$				
	96,8	-	3,2	-	-	77,7	22,3	-	
712-124	96,3	0,8	2,9	120,3	2/71.6	-	-	100	-
	73,9	8,2	17,9	9,03		96,4	-	3,6	-
	97,3	1	1,7	97,3		96,1	-	3,9	-
	94,4	1,3	4,3	72,62		-	-	100	-
	91,6	2,3	6,1	30,82	747/221.2	-	30,3	69,7	-
	84,3	3,5	12,2	24,08		98,0	0,5	1,5	196
	-	-	100	-		99,5	0,5	-	199
747/221.2	-	49,1	50,9	-	712-124	99,4	0,6	-	186,4
	-	30,8	69,2	-		98,8	1,2	-	82,3
	-	22,4	77,6	-					

Изотопный состав S и C

Изотопный состав углерода во флюидных включениях определен в трех образцах кварца из золотоносной зоны. Значения $\delta^{13}\text{C}$ составляют $-12,5$, $-7,0$ и $-21,9$ ‰. Значения $\delta^{34}\text{S}$ в пирите составляет $+6,6$ ‰, а в пирротине $+8,2$ и $+9,5$ ‰.

Обсуждение результатов

Обобщение полученных данных при исследовании флюидных включений на золоторудном месторождении Аякта позволяет сделать вывод, что рудные кварцево-жильные зоны были сформированы водно-углекислотно-углеводородными флюидами умеренной солености (6–25,5 мас. %, NaCl-экв.), в интервале температур 121–424 °C (рис. 6) и давлений 0,5–1,5 кбар. Такие РТХ-характеристики флюида характерны для других золоторудных месторождений Енисейского кряжа (рис. 6) и орогенных месторождений золота в целом [4, 44, 45].

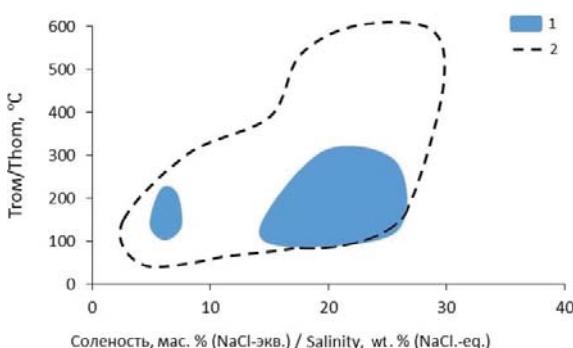


Рис. 6. Температура гомогенизации (T_{hom}) и соленость флюида месторождения Аякта (1) и флюидов других месторождений золота Енисейского кряжа (2) – Олимпиада, Эльдорадо, Советское, Герфед, Богунайское, Ведуга, Удерей, Панимба, Благодатное [12, 13, 19, 22, 27, 46–51]

Fig. 6. Homogenization temperature (T_{hom}) and salinity of fluid from the Ayakhta deposit (1) and fluids from other gold deposits located in the Yenisei Ridge (2) – Olympiada, Eldorado, Sovetskoe, Gerfed, Bogunaiskoe, Veduga, Uderey, Panimba, Blagodatnoe [12, 13, 19, 22, 27, 46–51]

Широкие вариации температур и давления в процессе минералообразования отражают режим формирования рудных кварцево-жильных зон, когда кипящий флюид поднимался по ослабленным разломным зонам и внедрялся во вмещающие кристаллические сланцы. По-видимому, было несколько порций флюида, при этом снижалась соленость раствора. Появление вторичных высокосоленых (27,6–28,5 мас. %, NaCl-экв.) флюидов могло быть вызвано наложением постмагматических гидротермальных растворов, источником которых были близлежащие гранитоиды.

Флюиды, сформировавшие золоторудное месторождение Аякта, имеют поликомпонентный состав. В газовой фазе методом рамановской спектроскопии обнаружены CO_2 , CH_4 и N_2 в различных соотношениях (табл. 2, рис. 4), а методом GC-MS было обнаружено до 286 химических компонентов (табл. 3, рис. 7). Преобладающими компонентами являются CO_2 и H_2O , также стоит отметить наличие органических, S-, N- и галогенсодержащих соединений. Вариации отношения $\text{CO}_2/(\text{CO}_2+\text{H}_2\text{O})$ во флюиде от 0,02 до 0,9, а также CO_2/CH_4 от 8,1 до 199 (табл. 2) указывают на изменение окислительно-восстановительных условий в процессе минералообразования. Такие изменения условий являются неотъемлемой частью формирования золотоносных залежей и связаны с резким изменением флюидного давления, что приводит к кипению (гетерогенизации) флюида [52]. Поэтому в образцах мы наблюдаем различные по фазовому (Γ , Ж , $\Gamma+\text{Ж}$) и химическому составу флюидные включения в одном зерне.

Летучие соединения сыграли огромную роль в формировании золотоносных кварцево-жильных зон. Во флюиде Аяктина месторождения преобладают H_2O и CO_2 . Вода является основой гидротермальных растворов, а углекислота обеспечивает буферную емкость флюида для поддержания высокой растворимости в нём золота [53].

Органические соединения, обнаруженные в минералообразующих флюидах, могли участвовать в образовании металлоорганических комплексов [54, 55], в виде которых далее шла транспортировка золота. При распаде металлоорганических соединений происходила кристаллизация золота и сульфидов, а их транспортеры (углеводороды) законсервировались во флюидных включениях.

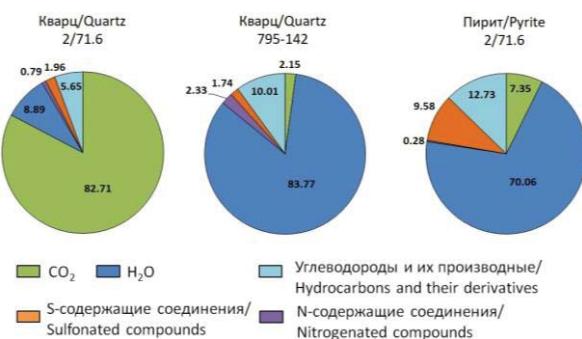


Рис. 7. Валовый состав летучих во флюиде на месторождении Аякта по данным GC-MS

Fig. 7. Bulk composition of volatiles in the fluid at the Ayakhta deposit (GC-MS data)

В экспериментальных работах показано, что растворимость золота увеличивается при добавлении компонентов сырой нефти [56].

Таблица 3. Состав (в отн. %) и количество (в скобках) летучих компонентов, выделившихся при однократном ударном вскрытии флюидных включений в минералах месторождения Аякта (по данным GC-MS)

Table 3. Composition (rel. %) and quantity (in parentheses) of volatile components released upon single shock destruction from minerals of the Ayakhta deposit (GC-MS data)

Компонент Component	Формула Formula	MW	Кварц Quartz 2/71,6	Кварц Quartz 795-142	Пирит Pyrite 2/71,6
Алифатические углеводороды/Aliphatic hydrocarbons					
Парафины (алканы)/Paraffins (alkanes)	CH ₄ –C ₁₈ H ₃₈	16–226	0,23 (16)	1,37 (24)	0,59 (21)
Олефины (алкены)/Olefins (alkenes)	C ₂ H ₂ –C ₁₇ H ₃₄	56–210	0,08 (17)	0,54 (34)	0,52 (37)
Циклические углеводороды/Cyclic hydrocarbons					
Циклоалканы, циклоалкены, арены, ПАУ Cycloalkanes, cycloalkenes, arenes, PAH	C ₆ H ₆ –C ₁₆ H ₂₆	78–204	0,20 (19)	0,40 (28)	0,78 (48)
Кислородсодержащие углеводороды/Oxygenated hydrocarbons					
Спирты/Alcohols	CH ₄ O–C ₁₁ H ₁₆ O	32–108	0,14 (7)	0,41 (10)	0,23 (11)
Эфиры/Ethers and esters	C ₄ H ₆ O ₂ –C ₁₆ H ₂₂ O ₄	86–232	2,75 (15)	3,19 (23)	7,82 (27)
Альдегиды/Aldehydes	CH ₂ O–C ₁₅ H ₃₀ O	44–226	1,67 (24)	1,01 (24)	1,18 (27)
Кетоны/Ketones	C ₃ H ₆ O–C ₁₆ H ₃₂ O	58–240	0,13 (18)	1,20 (22)	0,44 (22)
Карбоновые кислоты/Carboxylic acids	C ₂ H ₄ O ₂ –C ₁₅ H ₃₀ O ₂	60–228	0,38 (13)	1,85 (16)	1,12 (15)
Гетероциклические соединения/Heterocyclic hydrocarbons					
Диоксаны, диоксины, фураны Dioxanes, dioxins, furans	C ₄ H ₄ O–C ₁₃ H ₂₂ O	88–138	0,01 (8)	0,03 (6)	0,05 (24)
Азотсодержание соединения/Nitrogenated compounds					
Азот, аммиак, нитрилы/N ₂ , ammonia, nitriles	N ₂ –C ₁₀ H ₂₁ NO	28–171	0,79 (16)	2,33 (16)	0,28 (20)
Серосодержащие соединения/Sulfonated compounds					
H ₂ S, SO ₂ , CS ₂ , COS, тиофены(thiophenes)	H ₂ S–C ₁₄ H ₂₄ S	34–210	1,96 (19)	1,74 (12)	9,58 (31)
Фосфоросодержащие соединения/Phosphorus compounds					
Фосфаты/Phosphate		182–266	0,06 (3)	0,01 (1)	–
Неорганические соединения/Inorganic compounds					
CO ₂		44	82,71	2,15	7,35
H ₂ O		18	8,89	83,77	70,06
Ar		40	<0,01	0,01	<0,01
Общее количество компонентов/Number of components			178	219	286
Алканы/алкены/Alkanes/alkenes			3,08	2,51	1,13
CO ₂ /(CO ₂ +H ₂ O)			0,90	0,02	0,09
Σ(C ₅ –C ₁₇)/Σ(C ₁ –C ₄)			1,75	2,75	21,65

Примечание: Относительные концентрации (отн. %) летучих компонентов в изучаемой смеси были получены методом нормализации площадей индивидуальных хроматографических пиков к общей площади всех пиков. MW – номинальная масса. В номер образца: скважина/глубина–разведочная линия.

Note: Relative concentrations (rel. %) of volatile components in the mixture under study were obtained by normalizing the areas of individual chromatographic peaks to the total area of all peaks. MW – nominal weight. In sample number: well/depth-exploration line.

Такие компоненты были определены и во флюидах Аяктинского месторождения. Присутствие карбоновых кислот во флюиде, как известно [57], благотворно влияет на подвижность флюида. Наличие углеводородов в минералообразующих флюидах золоторудных месторождений отмечается на других золоторудных месторождениях Енисейского кряжа [22, 24, 26, 27, 51]. В мировой практике термобарогеохимических исследований отмечается наличие на месторождениях Черри Хилл (США) [58], Детур Лэйк и Перрон (Канада) [59, 60]. Таким образом, результаты приведенных исследований подтверждают, что органические соединения участвуют в формировании золотоносных руд [61].

Наличие молекулярного азота и других азотсодержащих соединений во флюидных включениях в кварце и сульфидах (0,3–2,3 отн. %), вероятно, связано с химическими реакциями между флюидом и аммонийсодержащими силикатами вмещающих пород (слюды, калиевый полевой шпат), в которых

азот в форме NH₄⁺ изоморфно замещает калий [62]. Соединения серы, доля которых во флюиде составляет до 9,6 отн. %, благотворно влияют на растворимость комплексов золота [63].

Изотопное исследование углерода ($\delta^{13}\text{C}$) углекислоты флюидных включений в кварце месторождения Аякта показали значения в интервале от –12,5 до –21,9 %. Углерод с такими значениями тяжелее органического углерода терригенных толщ, для которого $\delta^{13}\text{C}$ попадает в интервал от –22,4 до –28,7 % [64, 65]. Значения $\delta^{34}\text{S}$ в пирите и пирротине находятся в интервале от +6,6 до +9,5. Сера в сульфидах месторождения попадает в интервал гидротермально-осадочных сульфидов [13]. Таким образом, результаты изотопно-геохимических исследований указывают на коровую природу минералообразующих флюидов, сформировавших месторождение Аякта. Наиболее вероятным механизмом образования флюидов могла быть деволатилизация (высвобождение летучих) глубинных осад-

дочных пород во время тектонической активизации Енисейского кряжа.

Заключение

Результаты проведенного исследования демонстрируют, что флюиды, сформировавшие золотоносные кварцево-жильные зоны Аяхтинского месторождения, имеют разнообразный многокомпонентный состав (до 286 соединений). В целом минералообразующий флюид можно охарактеризовать как водно-углекислотный с примесью органических соединений.

Формирование рудной зоны месторождения Аяхта проходило при температуре 121–424 °С и

давлении 0,5–1,5 кбар. Соленость флюида была умеренной и достигала 25,5 мас. % (NaCl-экв.).

Углеводороды, их производные, S-, N- и галогенсодержащие соединения принимали участие в формировании месторождения, благотворно влияя на растворимость золота в минералообразующем растворе и перенос рудных компонентов.

Изотопно-геохимические характеристики ($\delta^{13}\text{C} = -12,5 \dots -21,9 \text{ ‰}$, $\delta^{34}\text{S} = +6,6 \dots +9,5 \text{ ‰}$) указывают на метаморфогенно-коровую природу флюидов. Генерация флюидов происходила в процессе деволатилизации глубинных пород в периоды тектонических событий на Енисейском кряже.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бровков Г.Н., Ли Л.В. Геология и металлогения Енисейского рудного пояса. – Красноярск: Изд-во КНИИГиМС, 1985. – 291 с.
2. Поляков А.В. Оценка эффективности освоения группы золоторудных месторождений на примере Раздолинского рудного узла // Состояние и проблемы геологического изучения недр и развития минерально-сырьевой базы Красноярского края. – Красноярск: Изд-во КНИИГиМС, 2003. – С. 239–241.
3. Модели месторождений золота Енисейской Сибири / С.С. Сердюк, Ю.Е. Коморовский, А.И. Зверев, В.К. Ояберь, В.С. Власов, В.Е. Бабушкин, В.А. Кирилленко, С.А. Землянский. – Красноярск, СФУ, 2010. – 584 с.
4. Горячев Н.А. Месторождения золота в истории Земли // Геология рудных месторождений. – 2019. – Т. 61. – № 6. – С. 3–18. DOI: 10.31857/S0016-77706163-18
5. Золоторудная металлогения Енисейского кряжа: геолого-структурная позиция, структурные типы рудных полей / А.М. Сазонов, А.А. Ананьев, Т.В. Полева, А.Н. Хохлов, В.С. Власов, Е.А. Звягина, А.В. Фёдорова, П.А. Тишин, С.И. Леонтьев // Журнал Сибирского федерального университета. Техника и технология. – 2010. – Т. 3. – № 4. – С. 371–395.
6. Рудная минерализация месторождения Ожерелье: сопоставление с объектами «сухоложского» типа / А.Е. Будяк, Ю.И. Тарасова, Н.А. Горячев, А.В. Блинов, А.В. Игнатьев, Т.А. Веливецкая, В.Д. Абрамова, Д.Ю. Щербаков // Доклады Российской академии наук. Науки о Земле. – 2023. – Т. 509. – № 2. – С. 198–207. DOI 10.31857/S268673972260223X
7. Сафонов Ю.Г. Золоторудные и золотосодержащие месторождения мира – генезис и металлогенический потенциал // Геология руд. месторождений. – 2003. – Т. 45. – № 4. – С. 305–320.
8. Goldfarb R.J., Groves D.I. Orogenic gold: common vs. evolving fluid and metal sources through time // Lithos. – 2015. – Vol. 223. – Р. 2–26. DOI: 10.1016/j.lithos.2015.07.011
9. Gaboury D., MacKenzie D., Craw D. Fluid volatile composition associated with orogenic gold mineralization, Otago Schist, New Zealand: implications of H_2 and C_2H_6 for fluid evolution and gold source // Ore Geology Reviews. – 2021. – Vol. 133. – 104086. DOI: 10.1016/j.oregeorev.2021.104086
10. Mineral paragenesis, formation stages and trace elements in sulfides of the Olympiada Gold Deposit (Yenisei Ridge, Russia) / S.A. Silyanov, A.M. Sazonov, E.A. Naumov., B.M. Lobastov, Y.A. Zvyagina, D.A. Artemyev, N.A. Nekrasova, F. Pirajno // Ore Geology Reviews. – 2022. – 104750. DOI: 10.1016/j.oregeorev.2022.104750
11. Ли Л.В. Золоторудные месторождения Енисейского кряжа // Геология и полезные ископаемые Центральной Сибири. – Красноярск: КНИИГиМС, 1997. – С. 184–222.
12. Geochemical and isotopic properties of fluids from gold-bearing and barren quartz veins of the Sovetskoye gold deposit (Siberia, Russia) / A.A. Tomilenko, N.A. Gibsher, Y.V. Dublyansky, L. Dallai // Econ. Geol. – 2010. – Vol. 105. – № 2. – Р. 375–394. DOI: 10.2113/gsecongeo.105.2.375
13. Кряжев С.Г. Генетические модели и критерии прогноза золоторудных месторождений в углеродисто-терригенных комплексах: автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – М., 2017. – 52 с.
14. Шапаренко Е.О. Физико-химические условия формирования золоторудных месторождений Благодатное и Доброе (Енисейский кряж): автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Новосибирск, 2022. – 22 с.
15. Бортников Н.С., Прокофьев В.Ю., Раздолина И.В. Генезис золото-кварцевого месторождения Чармитан (Узбекистан) // Геология рудных месторождений. – 1996. – Т. 38. – № 3. – С. 238–256.
16. Кряжев С.Г. Изотопно-геохимический режим формирования золоторудного месторождения Мурунтау. – М.: ЦНИГРИ, 2002. – 91 с.
17. Сафонов Ю.Г., Прокофьев В.Ю. Модель конседиментационного гидротермального образования золотоносных рифов бассейна Витватерсrand // Геология руд. месторождений. – 2006. – Т. 48. – № 6. – С. 475–511.
18. Физико-химические параметры и возраст формирования Васильковского золоторудного месторождения (Северный Казахстан) / М.О. Хоменко, Н.А. Гибшер, А.А. Томиленко, Т.А. Бульбак, М.А. Рябуха, Д.В. Семенова // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 12. – С. 2192–2217. DOI: 10.15372/GiG20161206
19. Характеристика металлоносных флюидов и возраст формирования золоторудного месторождения Панимба (Енисейский кряж, Россия) / Н.А. Гибшер, М.А. Рябуха, А.А. Томиленко, А.М. Сазонов, М.О. Хоменко, Т.А. Бульбак, Н.А. Некрасова // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 11. – С. 1721–1741. DOI: 10.15372/GiG20180807

20. Linking lithospheric thinning and magmatic evolution of late Jurassic to early cretaceous granitoids in the Jiaobei Terrane, southeastern North China Craton / X.H. Li, H.R. Fan, F.F. Hu, P. Hollings, K.F. Yang, X. Liu // *Lithos*. – 2019. – Vol. 325. – P. 280–296. DOI: 10.1016/j.lithos.2018.11.022

21. Кряжев С.Г., Фридовский В.Ю. Флюидный режим формирования орогенных золоторудных месторождений Яно-Колымского пояса // Тихоокеанская геология. – 2023. – Т. 42. – № 6. – С. 118–130. DOI: 10.30911/0207-4028-2023-42-6-118-130

22. Олимпиадинское золоторудное месторождение (Енисейский кряж): температура, давление, состав рудообразующих флюидов, $\delta^{34}\text{S}$ сульфидов, $^{3}\text{He}/^{4}\text{He}$ флюидов, Ar-Ar возраст и продолжительность формирования / Н.А. Гибшер, А.А. Томиленко, А.М. Сазонов, Т.А. Бульбак, М.А. Рябуха, С.А. Сильянов, Н.А. Некрасова, М.О. Хоменко, Е.О. Шапаренко // Геология и геофизика. – 2019. – Т. 60. – № 9. – С. 1310–1329. DOI: 10.15372/GiG2019073

23. High solubility of gold in $\text{H}_2\text{S}-\text{H}_2\text{O}\pm\text{NaCl}$ fluids at 100–200 MPa and 600–800 °C: a synthetic fluid inclusion study / M. Hu, I-M. Chou, R. Wang, L. Shang, C. Chen // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 2022. – Vol. 330. – P. 116–130. DOI: 10.1016/j.gca.2022.03.006

24. Parameters for the formation of the Dobroe Gold Deposit (Yenisei Ridge, Russia): evidence from fluid inclusions and S–C isotopes / E. Shaparenko, N. Gibsher, M. Khomenko, A. Tomilenko, A. Sazonov, T. Bulbak, S. Silyanov, M. Petrova, M. Ryabukha // *Minerals*. – 2023. – Vol. 13. – № 1. – P. 11. DOI: 10.3390/min13010011

25. Characterization of deep ore-forming fluid in the Zhaoxian gold deposit within the Jiaodong gold province: insights from quartz vein fluid inclusion, in-situ trace element analysis, and S isotopic composition in pyrite / Z. Zhang, Q. Zeng, H.-R. Fan, R. Bai, J. Wu, X. Li, Y. Zhang, L. Huang // *Front. Earth Sci.*. – 2024. – 12:1354261. DOI: 10.3389/feart.2024.1354261

26. Углеводороды во флюидных включениях из самородного золота, пирита и кварца месторождения Советское (Енисейский кряж, Россия) по данным беспиролизной газовой хромато-масс-спектрометрии / Т.А. Бульбак, А.А. Томиленко, Н.А. Гибшер, А.М. Сазонов, Е.О. Шапаренко, М.А. Рябуха, М.О. Хоменко, С.А. Сильянов, Н.А. Некрасова // Геология и Геофизика. – 2020. – Т. 61. – № 11. – С. 1535–1560. DOI: 10.15372/GiG2020145

27. Ore-bearing fluids of the Blagodatnoye Gold Deposit (Yenisei Ridge, Russia): results of fluid inclusion and isotopic analyses / E. Shaparenko, N. Gibsher, A. Tomilenko, A. Sazonov, T. Bulbak, M. Ryabukha, M. Khomenko, S. Silyanov, N. Nekrasova, M. Petrova // *Minerals*. – 2021. – № 11. – P. 1090. DOI: 10.3390/min11101090

28. Сердюк С.С., Забияка А.И., Гусаров Ю.В. Золото // Тектоника и металлогенез Нижнего Приангарья. – Красноярск: Изд-во КНИИГиМС, 2004. – С. 203–221.

29. Натаров В.Н. Геохимия Аяхтинского месторождения рудного золота // Труды треста золоторазведка и института НИГРИЗОЛОТО. – М.; Л.: Изд-во ОНТИ НКТП СССР Главная редакция геолого-разведочной литературы, 1937. – С. 3–48.

30. Бернштейн П.С., Петровская Н.В. Золоторудное месторождение Советское (Енисейский кряж) // Геология главнейших золоторудных месторождений. – М.: Изд-во «Наука», 1954. – Т. 6. – 162 с.

31. Верниковский В.А., Верниковская А.Е. Тектоника и эволюция гранитоидного магматизма Енисейского кряжа // Геология и геофизика. – 2006. – Т. 47. – № 1. – С. 35–52.

32. Неволько П.А., Борисенко А.С. Сурьмяная минерализация на золото-сульфидных месторождениях Енисейского кряжа // Разведка и охрана недр. – 2009. – № 2. – С. 11–14.

33. Секретарев М.Н., Липищанов А.П. Прогнозно-поисковые работы на рудное золото в пределах Аяхтинского рудного узла (Южно-Енисейский район): отчет о результатах работ за 2005–2006 гг. – Красноярск, 2017. – 183 с.

34. Полева Т.В., Сазонов А.М. Геология золоторудного месторождения Благодатное в Енисейском кряже. – М.: Изд-во «Экономическая газета», 2012. – 290 с.

35. Сердюк С.С. Попутниковский тип золото-сульфидного оруденения Енисейской провинции // Сборник докладов XI международного конгресса «Цветные металлы и минералы». – Красноярск, 2019. – С. 700–712.

36. Bakker R.J. Package FLUIDS 1. Computer programs for analysis of fluid inclusion data and for modelling bulk fluid properties // *Chemical Geology*. – 2003. – Vol. 194. – P. 3–23.

37. Steele-MacInnis M., Lecumberri-Sanchez P., Bodnar R.J. A numerical model to estimate trapping conditions of fluid inclusions that homogenize by halite disappearance // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 2012. – Vol. 92. – P. 14–22. DOI: 10.1016/j.gca.2012.05.044

38. Борисенко А.С. Изучение солевого состава растворов газово-жидких включений в минералах методом криометрии // Геология и геофизика. – 1977. – № 8. – С. 16–27.

39. Киргинцев А.Н., Трушникова Л.И., Лаврентьева В.Г. Растворимость неорганических веществ в воде. Справочник. – Л.: Изд-во «Химия», 1972. – 247 с.

40. Burke E.A. Raman microspectry of fluid inclusions // *Lithos*. – 2001. – Vol. 55. – P. 139–158.

41. Frezzotti M.L., Tecce F., Casagli A. Raman spectroscopy for fluid inclusion analysis // *Journal of Geochemical Exploration*. – 2012. – Vol. 112. – P. 1–20. DOI: 10.1016/j.gexplo.2011.09.009

42. Пиритизированные двустворчатые моллюски из верхнего триаса орогенного золото-сурьмяного месторождения Сентачан (Восточная Якутия): минеральный состав и изотопный состав серы / Г.А. Пальянова, Е.С. Соболев, В.Н. Реутский, Н.С. Бортникова // Геология рудных месторождений. – 2016. – Т. 58. – № 6. – С. 513–521. DOI: 10.7868/S0016777016060071

43. The role of metamorphic devolatilization in building orogenic gold deposits within paleoproterozoic organic-rich sediments: P-T-X thermobarometric and carbon isotopic constraints from the Chertovo Koryto Deposit (Eastern Siberia) / Y. Tarasova, A. Budyak, N. Goryachev, S. Skuzovatov, V. Reutsky, B. Gareev, G. Batalin, A. Nizamova // *Russ. J. of Pac. Geol.* – 2022. – Vol. 16. – P. 387–404. DOI: 10.1134/S1819714022040078

44. Ridley J.R., Diamond L.W. Fluid chemistry of orogenic lode gold deposits and implications for genetic models // *Rev. Econ. Geol.* – 2000. – Vol. 13. – P. 141–162.

45. A holistic model for the origin of orogenic gold deposits and its implications for exploration / D.I. Groves, M. Santosh, J. Deng, Q. Wang, L. Yang, L. Zhang // *Mineralium Deposita*. – 2020. – Vol. 55. – P. 275–292.

46. Томиленко А.А., Гибшер Н.А. Особенности состава флюидов в рудных и безрудных зонах Советского кварц-золоторудного месторождения (по данным изучения флюидных включений) // Геохимия. – 2001. – № 2. – С. 167–177.

47. Золотоносный арсенопирит и условия его образования на золоторудных месторождениях Олимпиада и Ведуга (Енисейский кряж, Сибирь) / А.Д. Генкин, Ф.Е. Вагнер, Т.Л. Крылова, А.И. Цепин // Геология рудных месторождений. – 2002. – № 44. – С. 59–76.

48. Сурьма в гидротермальных процессах: растворимость, условия переноса, металлоносность растворов / А.А. Оболенский, Л.В. Гущина, А.С. Борисенко, А.А. Боровиков, Г.Г. Павлова // Геология и геофизика. – 2007. – Т. 48. – № 12. – С. 1276–1288.

49. Золоторудное месторождение Герфед: характеристика флюидов и РТ-условия образования кварцевых жил (Енисейский кряж, Россия) / Н.А. Гибшер, А.А. Томиленко, А.М. Сазонов, М.А. Рябуха, А.Л. Тимкина // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 11. – С. 1851–1867.

50. РТХ-параметры метаморфогенных и гидротермальных флюидов; изотопия и возраст формирования Богунайского золоторудного месторождения южной части Енисейского кряжа (Россия) / М.А. Рябуха, Н.А. Гибшер, А.А. Томиленко, Т.А. Бульбак, М.О. Хоменко, А.М. Сазонов // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56. – № 6. – С. 1153–1172.

51. Рудоносные флюиды золоторудного месторождения Эльдорадо / Н.А. Гибшер, М.А. Томиленко, А.М. Сазонов, Т.А. Бульбак, М.О. Хоменко, М.А. Рябуха, Е.О. Шапаренко, С.А. Сильянов, Н.А. Некрасова // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59. – № 8. – С. 1220–1237. DOI: 10.15372/GiG20180807

52. Рёддер Э. Флюидные включения в минералах. – М.: Изд-во «Мир», 1987. – Т. 1. – 558 с.

53. Phillips G.N., Evans K.A. Role of CO₂ in the formation of gold deposits // Nature. – 2004. – Vol. 429. – P. 860–863. DOI: 10.1038/nature02644

54. Баликов С.В., Дементьев В.Е. Золото: свойства. Геохимические аспекты. – Иркутск: Иргиредмет, 2015. – 328 с.

55. Особенности определения металлоорганических соединений в углеродистых веществах черно-сланцевых отложений с применением ИК-спектроскопии диффузного отражения / В.П. Иванов, Т.В. Тимкин, Д.А. Болдина, М.Г. Пахтаева // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 2. – С. 141–156. DOI: 10.18799/24131830/2024/2/4462

56. Hydrocarbons as ore fluids / A.A. Migdisov, X. Guo, H. Xu, A.E. Williams-Jones, C.J. Sun, O. Vasyukova, I. Sugiyama, S. Fuchs, K. Pearce, R. Roback // Geochim. Persp. Let. – 2017. – Vol. 5. – P. 47–52.

57. Organic geochemistry and mineralogy. I. Characterization of organic matter associated with metal deposits / P.F. Greenwood, J.J. Brocks, K. Grice, L. Schwark, J.M. Dick, K.A. Evans // Ore Geol. Rev. – 2013. – № 50. – P. 1–27. DOI: 10.1016/j.oregeorev.2012.10.004

58. Pearcey E.C., Burruss R.C. Hydrocarbons and gold mineralization in the hot-spring deposit at Cherry Hill, California // Bitumens in Ore Deposits. Special Publication of the Society for Geology Applied to Mineral Deposits. – Berlin, Heidelberg: Springer, 1993. – Vol. 9. – P. 117–137. DOI: 10.1007/978-3-642-85806-2_8

59. Gaboury D. Does gold in orogenic deposits come from pyrite in deeply buried carbon-rich sediments?: Insight from volatiles in fluid inclusions // Geology. – 2013. – Vol. 41 (12). – P. 1207–1210. DOI: 10.1130/G34788.1

60. The Perron gold deposit, Archean Abitibi belt, Canada: Exceptionally high-grade mineralization related to higher gold-carrying capacity of hydrocarbon-rich fluids / D. Gaboury, D. Genna, J. Trottier, M. Bouchard, J. Augustin, K. Malcolm // Minerals. – 2021. – Vol. 11. – № 10. – P. 1066. DOI: 10.3390/min11101066

61. Органическое вещество как формирующий и транспортирующий агент в процессах переноса ЭПГ и золота / И.В. Кубракова, С.Н. Набиуллина, Д.В. Пряжникова, М.С. Киселева // Геохимия. – 2022. – Т. 67. – № 8. – С. 741–749.

62. Bottrell S.H., Miller M.F. The geochemical behaviour of nitrogen compounds during the formation of black shale hosted quartz–vein gold deposits, north Wales // Applied Geochemistry. – 1990. – Vol. 5. – Iss. 3. – P. 289–296.

63. Sulfur radical species form gold deposits on Earth / G.S. Pokrovski, M.A. Kokh, D. Guillaume, A.Y. Borisova, P. Gisquet, J.-L. Hazemann, E. Lahera, W. del Net, O. Proux, D. Testemale et al. // Proceedings of the National Academy of Sciences. – 2015. – Vol. 112. – P. 13484–13489. DOI: 10.1073/pnas.1506378112

64. Галимов Э.М. Геохимия стабильных изотопов углерода. – М.: Изд-во «Недра», 1968. – 226 с.

65. Хёвс Й. Геохимия стабильных изотопов. – М.: Изд-во «Мир», 1983. – 200 с.

Информация об авторах

Марина Александровна Петрова, аспирант, инженер лаборатории термобарогеохимии Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН, Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3. petrovama@igm.nsc.ru

Надежда Александровна Гибшер, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории термобарогеохимии Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН, Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3. gibsher@igm.nsc.ru

Елена Олеговна Шапаренко, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории термобарогеохимии Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН, Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3. shaparenko@igm.nsc.ru, <https://orcid.org/0000-0001-6421-433X>

Анатолий Алексеевич Томиленко, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник лаборатории термобарогеохимии Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН, Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3. tomilen@igm.nsc.ru

Тарас Александрович Бульбак, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории термобарогеохимии Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН, Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3. taras@igm.nsc.ru

Анатолий Максимович Сазонов, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии, минералогии и петрографии Института цветных металлов Сибирского Федерального университета, Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 79. ASazonov@sfu-kras.ru

Маргарита Олеговна Хоменко, младший научный сотрудник лаборатории термобарогеохимии Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН, Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3. homenko@igm.nsc.ru

Сергей Анатольевич Сильянов, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии, минералогии и петрографии Института цветных металлов Сибирского Федерального университета, Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 79. silyanov-s@mail.ru

Поступила в редакцию: 02.05.2024

Поступила после рецензирования: 24.05.2024

Принята к публикации: 24.01.2025

REFERENCES

1. Brovko G.N., Li L.V. *Geology and metallogeny of the Yenisei Ore Belt*. Krasnoyarsk, KNIIGGiMS Publ., 1985. 291 p. (In Russ.)
2. Polyakov A.V. Assessment of efficiency of development of the group of gold deposits by the example of Razdolinsky ore cluster. *State and Problems of Geological Study of Subsoil and Development of Mineral and Raw Material Base of Krasnoyarsk Region*. Krasnoyarsk, KNIIGGiMS Publ., 2003. pp. 239–241. (In Russ.)
3. Serdyuk S.S., Komorovsky Y.E., Zverev A.I., Oyaber V.K., Vlasov V.S., Babushkin V.E., Kirillenko V.A., Zemlyansky S. *Models of gold deposits in Yenisei Siberia*. Krasnoyarsk, Siberian Federal University Publ., 2010. 584 p. (In Russ.).
4. Goryachev N.A. Gold deposits in the Earth's history. *Geol. Ore Depos.*, 2019, vol. 61 (6), pp. 495–511. (In Russ.) DOI: 10.31857/S0016-77706163-18
5. Sazonov A.M., Ananyev A.A., Poleva T.V., Khokhlov A.N., Vlasov V.S., Zvyagina E.A., Fedorova A.V., Tishin P.A., Leontiev S.I. Gold ore metallogeny of the Yenisei ridge: Geological-structural position, structural types of ore fields. *Tekhnika I Tekhnologii Zh.*, 2010, vol. 3 (4), pp. 371–395. (In Russ.)
6. Budyak A.E., Tarasova Yu.I., Goryachev N.A., Blinov A.V., Ignatiev A.V., Velivetskaya T.A., Abramova V.D., Shcherbakov D.Yu. Ore mineralization of the Ozherelye deposit: comparison with objects of the "Sukhoi Log" type. *Doklady Earth Sciences*, 2023, vol. 509, no. 2, pp. 198–207. (In Russ.) DOI: 10.31857/S268673972260223X
7. Safonov Yu.G. Gold and gold-bearing deposits of the world: genesis and metallogenic potential. *Geol. Ore Depos.*, 2003, vol. 45 (4), pp. 265–278. (In Russ.)
8. Goldfarb R.J., Groves D.I. Orogenic gold: common vs. evolving fluid and metal sources through time. *Lithos*, 2015, vol. 223, pp. 2–26. DOI: 10.1016/j.lithos.2015.07.011
9. Gaboury D., MacKenzie D., Craw D. Fluid volatile composition associated with orogenic gold mineralization, Otago Schist, New Zealand: implications of H_2 and C_2H_6 for fluid evolution and gold source. *Ore Geology Reviews*, 2021, vol. 133, 104086. DOI: 10.1016/j.oregeorev.2021.104086
10. Silyanov S.A., Sazonov A.M., Naumov E.A., Lobastov B.M., Zvyagina Y.A., Artemyev D.A., Nekrasova N.A., Pirajno F. Mineral paragenesis, formation stages and trace elements in sulfides of the Olympiada Gold Deposit (Yenisei Ridge, Russia). *Ore Geology Reviews*, 2022, 104750. DOI: 10.1016/j.oregeorev.2022.104750
11. Li L.V. Gold deposits of the Yenisei Ridge. *Geology and minerals of Central Siberia*. Krasnoyarsk, KNIIGGiMS Publ., 1997. pp. 184–222. (In Russ.)
12. Tomilenko A.A. Gibsher, N.A., Dublyansky, Y.V., Dallai L. Geochemical and isotopic properties of fluids from gold-bearing and barren quartz veins of the Sovetskoye gold deposit (Siberia, Russia). *Econ. Geol*, 2010, vol. 105 (2), pp. 375–394. DOI: 10.2113/gsecongeo.105.2.375
13. Kryazhev S.G. *Genetic models and criteria for prediction of gold deposits in carbon-terrigenous complexes*. Dr. Diss. Abstract. Moscow, 2017. 52 p. (In Russ.).
14. Shaparenko E.O. Physico-chemical conditions of the Blagodantnoe and Dobroe Gold deposits formation (Yenisei Ridge). Cand. Diss. Abstract. Novosibirsk, 2022. 22 p. (In Russ.)
15. Bortnikov N.S., Prokovev V.Y., Razdolina N.V. Origin of the Charmitan gold-quartz deposit (Uzbekistan). *Geol. Ore Depos.*, 1996, vol. 38, pp. 238–256. (In Russ.)
16. Kryazhev S.G. *Isotope-geochemical regime of the formation of the gold ore deposit Muruntau*. Moscow, TsNIGRI Publ., 2002. 91 p. (In Russ.)
17. Safonov Y.G., Prokofev, V.Yu. Model of cosedimentation hydrothermal formation of gold-bearing reefs of the Witwatersrand basin. *Geol. Ore Depos.*, 2006, vol. 48 (6), pp. 475–511. (In Russ.)
18. Khomenko M.O., Gibsher N.A., Tomilenko A.A., Bulbak T.A., Ryabukha M.A., Semenova D.V. Physicochemical parameters and age of the Vasilkovskoe gold deposit (Northern Kazakhstan). *Russ. Geol. Geophys.*, 2016, vol. 57, pp. 1728–1749. (In Russ.) DOI: 10.1016/j.rgg.2016.04.010
19. Gibsher N.A., Ruabukha M.A., Tomilenko A.A., Sazonov A.M., Khomenko M.O., Bul'bak T.A., Nekrasova N.A. Metal-bearing fluids and the age of the Panimba gold deposits (Yenisei Ridge, Russia). *Russ. Geol. Geophys.*, 2017, vol. 58, pp. 1366–1383. (In Russ.) DOI: 10.1016/j.rgg.2017.11.004
20. Li X.H., Fan H.R., Hu F.F., Hollings P., Yang K.F., Liu X. Linking lithospheric thinning and magmatic evolution of late Jurassic to early cretaceous granitoids in the Jiaobei Terrane, southeastern North China Craton. *Lithos*, 2019, vol. 325, pp. 280–296. DOI: 10.1016/j.lithos.2018.11.022
21. Kryazhev S.G., Fridovsky V.Y. Fluid regime of orogenic gold deposits formation within the Yana–Kolyma gold-bearing belt. *J. Geol. Pac. Ocean*, 2023, vol. 42 (6), pp. 118–130. (In Russ.) DOI: 10.30911/0207-4028-2023-42-6-118-130
22. Gibsher N.A., Tomilenko A.A., Sazonov A.V., Bulbak T.A., Ryabukha M.A., Silyanov S.A., Nekrasova N.A., Khomenko M.O., Shaparenko E.O. The Olimpiadinskoe Gold Deposit (Yenisei Ridge): temperature, pressure, composition of ore-forming fluids, $\delta^{34}S$ in sulfides, $^{3}He/^{4}He$ of fluids, Ar–Ar age and duration of formation. *Russ. Geol. Geophys.*, 2019, vol. 60 (9), pp. 1043–1059. (In Russ.) DOI: 10.15372/GiG2019073

23. Hu M., Chou I.-M., Wang R., Shang L., Chen C. High solubility of gold in H_2S - H_2O ± $NaCl$ fluids at 100–200 MPa and 600–800 °C: a synthetic fluid inclusion study. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2022, vol. 330, pp. 116–130. DOI: 10.1016/j.gca.2022.03.006

24. Shaparenko E., Gibsher N., Khomenko M., Tomilenko A., Sazonov A., Bulbak T., Silyanov S., Petrova M., Ryabukha M. Parameters for the formation of the Dobroe Gold deposit (Yenisei Ridge, Russia): evidence from fluid inclusions and S–C isotopes. *Minerals*, 2023, vol. 13 (1), p. 11. DOI: 10.3390/min13010011

25. Zhang Z., Zeng Q., Fan H.-R., Bai R., Wu J., Li X., Zhang Y., Huang L. Characterization of deep ore-forming fluid in the Zhaoxian gold deposit within the Jiaodong gold province: insights from quartz vein fluid inclusion, in-situ trace element analysis, and S isotopic composition in pyrite. *Front. Earth Sci.*, 2024, 12:1354261. DOI: 10.3389/feart.2024.1354261

26. Bulbak T.A., Tomilenko A.A., Gibsher N.A., Sazonov A.M., Shaparenko E.O., Ryabukha M.A., Khomenko M.O., Silyanov S.A., Nekrasova N.A. Hydrocarbons in fluid inclusions from native gold, pyrite, and quartz of the Sovetskoe Deposit (Yenisei Ridge, Russia) according to pyrolysis-free gas chromatography-mass spectrometry data. *Russ. Geol. Geophys.*, 2020, vol. 61 (11), pp. 1260–1282. (In Russ.) DOI: 10.15372/GiG2020145

27. Shaparenko E., Gibsher N., Tomilenko A., Sazonov A., Bulbak T., Ryabukha M., Khomenko M., Silyanov S., Nekrasova N., Petrova M. Ore-bearing fluids of the Blagodatnoe Gold Deposit (Yenisei Ridge, Russia): results of fluid inclusion and isotopic analyses. *Minerals*, 2021, no. 11, p. 1090. DOI: 10.3390/min11101090

28. Serdyuk S.S., Zabiyaka A.I., Gusarov Yu.V. Gold. *Tectonics and metallogenesis of the Lower Angara region*. Krasnoyarsk, KNIGiMS Publ., 2004. pp. 203–221. (In Russ.)

29. Natarov V.N. Geochemistry of the Ayakhtinskoe ore gold deposit. *Proceedings of the Gold Prospecting Trust and the NIGRIZOLOTO Institute*. Moscow, Leningrad, ONTI NKTP of the USSR Publ., 1937. pp. 3–48. (In Russ.)

30. Bernstein P.S., Petrovskaya N.V. *Sovetskoe gold-ore deposit (Yenisei Ridge); Geology of the major gold-ore deposits of the USSR*. Moscow, Nauka Publ., 1954. Vol. 6. 162 p. (In Russ.)

31. Vernikovsky V.A. Vernikovskaya A.E. Tectonics and evolution of granitoid magmatism in the Yenisei Ridge. *Russ. Geol. Geophys.*, 2006, vol. 47 (1), pp. 35–52. (In Russ.) DOI: [https://doi.org/10.1016/S0040-1951\(03\)00337-8](https://doi.org/10.1016/S0040-1951(03)00337-8)

32. Nevolko P.A., Borisenko A.S. Stibium mineralization at the gold-sulfide deposits of the Yenisei Range. *Geology and methods of prospecting and exploration of deposits*, 2009, vol. 2, pp. 11–14. (In Russ.)

33. Sekretarev M.N., Lipishanov A.P. *Forecasting and prospecting work for ore gold within the Ayakhtinsky ore cluster (South Yenisei region): report on the results of work for 2005–2006*. Krasnoyarsk, 2017. 183 p. (In Russ.)

34. Poleva T.V., Sazonov A.M. *Geology of the Blagodatnoe Gold Deposit in the Yenisei Ridge*. Moscow, ITKOR Publ., 2012. 290 p. (In Russ.)

35. Serdyuk S.S. Poputninsky type of gold-sulfide mineralization of the Yenisei province. *Collection of reports from the XI International Congress. Non-Ferrous Metals and Minerals*. Krasnoyarsk, 2019. pp. 700–712. (In Russ.)

36. Bakker R.J. Package FLUIDS 1. Computer programs for analysis of fluid inclusion data and for modelling bulk fluid properties. *Chemical Geology*, 2003, vol. 194, pp. 3–23.

37. Steele-MacInnis M., Lecumberri-Sanchez P., Bodnar R.J. A numerical model to estimate trapping conditions of fluid inclusions that homogenize by halite disappearance. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2012, vol. 92, pp. 14–22. DOI: 10.1016/j.gca.2012.05.044

38. Borisenko A.S. Studies of salinity of gas-liquid inclusions in minerals by the cryometric method. *Russ. Geol. Geophys.*, 1977, no. 8, pp. 16–27. (In Russ.)

39. Kirgintsev A.N., Trushnikova L.I., Lavrentieva V.G. *Water solubility of inorganic compounds. Handbook*. Leningrad, Khimiya Publ., 1972. 247 p. (In Russ.)

40. Burke E.A.J. Raman microspectrometry of fluid inclusions. *Lithos*, 2001, vol. 55, pp. 139–158. DOI: 10.1016/S0024-4937(00)00043-8

41. Frezzotti M.L., Tecce F., Casagli A. Raman spectroscopy for fluid inclusion analysis. *Journal of Geochemical Exploration*, 2012, vol. 112, pp. 1–20. DOI: 10.1016/j.gexplo.2011.09.009.

42. Palyanova G.A., Reutsky V.N., Sobolev E.S., Bortnikov N.S. Upper Triassic pyritized bivalve mollusks from the Sentachan orogenic gold-antimony deposit, Eastern Yakutia: mineralogy and sulfur isotopic composition. *Geol. Ore Depos.*, 2016, vol. 58 (6), pp. 513–521. (In Russ.) DOI: 10.1134/S1075701516060064

43. Tarasova Y., Budyak A., Goryachev N., Skuzovatov S., Reutsky V., Gareev B., Batalin G., Nizamova A. The role of metamorphic devolatilization in building orogenic gold deposits within paleoproterozoic organic-rich sediments: P-T-X Thermobarometric and carbon isotopic constraints from the Chertovo Koryto Deposit (Eastern Siberia). *Russ. J. of Pac. Geol.*, 2022, vol. 16, pp. 387–404. DOI: 10.1134/S1819714022040078

44. Ridley J.R., Diamond L.W. Fluid chemistry of orogenic lode gold deposits and implications for genetic models. *Rev. Econ. Geol.*, 2000, vol. 13, pp. 141–162.

45. Groves D.I., Santosh M., Deng J., Wang Q., Yang L., Zhang L.A holistic model for the origin of orogenic gold deposits and its implications for exploration. *Mineralium Deposita*, 2020, vol. 55, pp. 275–292.

46. Tomilenko A.A., Gibsher N.A. Composition of fluids in mineralized and barren zones of the Sovetskoe quartz-gold deposit, Yenisei Ridge as Deduced from Fluid Inclusions Study. *Geochim., 2001*, no. 2, pp. 167–177. (In Russ.)

47. Genkin A.D., Wagner F.E., Krylova T.L., Tsepina A.I. Gold-bearing arsenopyrite and its formation condition at the Olimpiada and Veduga gold deposits (Yenisei ridge, Siberia). *Geol. Ore Depos.*, 2002, no. 44, pp. 59–76. (In Russ.)

48. Obolensky A.A., Gushchina L.V., Borisenko A.S., Borovikov A.A., Pavlova G.G. Antimony in hydrothermal processes: solubility, conditions of transfer, and metal-bearing capacity of solutions. *Russ. Geol. Geophys.*, 2007, vol. 48 (12), pp. 992–1001. (In Russ.) DOI: 10.1016/j.rgg.2007.11.006

49. Gibsher N.A., Tomilenko A.A., Sazonov A.M., Ryabukha M.A., Timkina A.L. The Gerfed gold deposit: fluids and PT-conditions for quartz vein formation (Yenisei Ridge, Russia). *Russ. Geol. Geophys.*, 2011, vol. 52, pp. 1461–1473. (In Russ.) DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2011.10.014>

50. Ryabukha M.A., Gibsher N.A., Tomilenko A.A., Bulbak T.A., Khomenko M.O., Sazonov A.M. PTX-parameters of metamorphogenic and hydrothermal fluids; isotopy and age of formation of the Bogunai gold deposit southern Yenisei ridge (Russia). *Russ. Geol. Geophys.*, 2015, vol. 56 (6), pp. 1153–1172. (In Russ.)

51. Gibsher N.A., Tomilenko A.A., Sazonov A.M., Bulbak T.A., Khomenko M.O., Ryabukha M.A., Shaparenko E.O., Silyanov S.A., Nekrasova N.A. Ore-bearing fluids of the Eldorado gold deposit (Yenisei Ridge, Russia). *Russ. Geol. Geophys.*, 2018, vol. 59, pp. 983–996. (In Russ.) DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2018.07.018>
52. Roedder E. *Fluid inclusions in minerals*. Moscow, Mir Publ., 1987. Vol. 1, 558 p. (In Russ.)
53. Phillips G.N., Evans K.A. Role of CO₂ in the formation of gold deposits. *Nature*, 2004, vol. 429, pp. 860–863. DOI: [10.1038/nature02644](https://doi.org/10.1038/nature02644)
54. Balikov S.V., Dementyev V.E. *Gold: properties. Geochemical aspects*. Irkutsk, Irkutsk Publ., 2015. 328 p. (In Russ.)
55. Ivanov V.P., Timkin T.V., Boldina D.A., Pakhtaeva M.G. Features of determining organometallic compounds in organic matters of black shale using diffuse reflectance infrared Fourier transform spectroscopy. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 2, pp. 141–156. (In Russ.) DOI: [10.18799/24131830/2024/2/4462](https://doi.org/10.18799/24131830/2024/2/4462)
56. Migdisov A.A., Guo X., Xu H., Williams-Jones A.E., Sun C.J., Vasyukova O., Sugiyama I., Fuchs S., Pearce K., Roback R. Hydrocarbons as ore fluids. *Geochem. Persp. Let.*, 2017, vol. 5, pp. 47–52.
57. Greenwood P.F., Brocks J.J., Grice K., Schwark L., Dick J.M., Evans K.A. Organic geochemistry and mineralogy. I. Characterization of organic matter associated with metal deposits. *Ore Geol. Rev.*, 2013, no. 50, pp. 1–27. DOI: [10.1016/j.oregeorev.2012.10.004](https://doi.org/10.1016/j.oregeorev.2012.10.004)
58. Pearcey E.C., Burruss R.C. Hydrocarbons and gold mineralization in the hot-spring deposit at Cherry Hill, California. Bitumens in ore deposits. *Special Publication of the Society for Geology Applied to Mineral Deposits*. Berlin, Heidelberg, 1993. Vol. 9, pp. 117–137. DOI: [10.1007/978-3-642-85806-2_8](https://doi.org/10.1007/978-3-642-85806-2_8)
59. Gaboury D. Does gold in orogenic deposits come from pyrite in deeply buried carbon-rich sediments?: Insight from volatiles in fluid inclusions. *Geology*, 2013, vol. 41 (12), pp. 1207–1210. DOI: [10.1130/G34788.1](https://doi.org/10.1130/G34788.1)
60. Gaboury D., Genna D., Trottier J., Bouchard M., Augustin J., Malcolm K. The Perron gold deposit, Archean Abitibi belt, Canada: exceptionally high-grade mineralization related to higher gold-carrying capacity of hydrocarbon-rich fluids. *Minerals*, 2021, vol. 11 (10), p. 1066. DOI: [10.3390/min11101066](https://doi.org/10.3390/min11101066)
61. Kubrakova I.V., Nabiullina S.N., Pryazhnikov D.V., Kiseleva M.S. Organic matter as a forming and transporting agent in transfer processes of PGE and gold. *Geochemistry*, 2022, vol. 67 (8), pp. 741–749. (In Russ.)
62. Bottrell S.H., Miller M.F. The geochemical behaviour of nitrogen compounds during the formation of black shale hosted quartz–vein gold deposits, north Wales. *Applied Geochemistry*, 1990, vol. 5, Iss. 3, pp. 289–296.
63. Pokrovski G.S., Kokh M.A., Guillaume D., Borisova A.Y., Gisquet P., Hazemann J.-L., Lahera E., Del Net W., Proux O., Testemale D., Testelman D., Haigis V., Jonchière R., Seitsonen A.P., Ferlat G., Vuilleumier R., Marco Saitta A., Boiron M.-C., Dubessy J. Sulfur radical species form gold deposits on Earth. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 2015, vol. 112, pp. 13484–13489. DOI: [10.1073/pnas.1506378112](https://doi.org/10.1073/pnas.1506378112)
64. Galimov E.M. *Geochemistry of Stable Carbon Isotopes*. Moscow, Nedra Publ., 1968. 300 p. (In Russ.)
65. Hoefs J. *Geochemistry of stable isotopes*. Moscow, Mir Publ., 1983. 200 p. (In Russ.)

Information about the authors

Marina A. Petrova, Postgraduate Student, Engineer, Sobolev Institute of Geology and Mineralogy, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 3, Academician Koptyug avenue, Novosibirsk, 630090, Russian Federation. petrovama@igm.nsc.ru

Nadezhda A. Gibsher, Cand. Sc., Senior Researcher, Sobolev Institute of Geology and Mineralogy, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 3, Academician Koptyug avenue, Novosibirsk, 630090, Russian Federation. gibsher@igm.nsc.ru

Elena O. Shaparenko, Cand. Sc., Researcher, Sobolev Institute of Geology and Mineralogy, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 3, Academician Koptyug avenue, Novosibirsk, 630090, Russian Federation. shaparenko@igm.nsc.ru, <https://orcid.org/0000-0001-6421-433X>

Anatoly A. Tomilenko, Dr. Sc., Chief Researcher, Sobolev Institute of Geology and Mineralogy, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 3, Academician Koptyug avenue, Novosibirsk, 630090, Russian Federation. tomilen@igm.nsc.ru

Taras A. Bulbak, Cand. Sc., Senior Researcher, Sobolev Institute of Geology and Mineralogy, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 3, Academician Koptyug avenue, Novosibirsk, 630090, Russian Federation. taras@igm.nsc.ru

Anatoly M. Sazonov, Dr. Sc., Professor, Siberian Federal University, 79, Svobodny avenue, Krasnoyarsk, 660041, Russian Federation. sazonov_am@mail.ru

Margarita O. Khomenko, Junior Researcher, Sobolev Institute of Geology and Mineralogy, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 3, Academician Koptyug avenue, Novosibirsk, 630090, Russian Federation. homenko@igm.nsc.ru

Sergey A. Silyanov, Cand. Sc., Associate Professor, Federal University, 79, Svobodny avenue, Krasnoyarsk, 660041, Russian Federation. silyanov-s@mail.ru

Received: 02.05.2024

Revised: 24.05.2024

Accepted: 24.01.2025

УДК 622.24.05

DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4088

Шифр специальности ВАК: 2.8.1

Анализ условий забуривания нового направления скважины в твердых горных породах съемным отклоняющим комплексом

**В.В. Нескоромных¹, И.А. Комаровский¹, Д.В. Лысаков¹,
А.Е. Головченко¹✉, М.С. Попова², Л. Баочанг³**

¹ Сибирский федеральный университет, Россия, г. Красноярск

² Югорский государственный университет, Россия, г. Ханты-Мансийск

³ Университет Цзилинь, Китай, г. Чанчунь

✉ antong77@yandex.ru

Аннотация. Актуальность. В настоящее время в практике геологоразведочных работ при необходимости корректировки направления проведения скважин главным образом используются отклонители непрерывного действия. Однако их применение сопряжено с определенными сложностями. Затраты времени на спускоподъемные операции, связанные с необходимостью подготовки скважины к искривлению, спуска отклонителя, проработки интервала искривления и т. д., значительны и непроизводительны. Формируемая кривизна скважины со значениями интенсивности от 1,5 град/м даже после проработки интервала специальными снарядами приводит к риску образования значительных перегибов колонны и потенциальным аварийным ситуациям, в особенности при применении снаряда со съемным керноприемником, ввиду невозможности его использования в скважинах, имеющих интенсивность искривления более 0,1–0,3 град/м. Конструктивные особенности отклонителей и ориентирующих устройств предопределяют сложности с корректной постановкой и надежным закреплением устройств на забое, нередки случаи отклонения плоскости набора кривизны от проектной. Принимая во внимание вышеизложенное, разработка специального технического средства, позволяющего с высокой точностью и умеренной интенсивностью кривизны производить оперативную корректировку направления проведения скважин без подъема буровой колонны с применением комплекса снаряда со съемным керноприемником является актуальной и требующей решения задачей.

Цель: оценка силового воздействия на породоразрушающий инструмент при формировании нового направления ствола скважины съемным отклоняющим комплексом; оценка влияния бокового вооружения алмазного инструмента на траекторию забуриваемого ствола скважины; обоснование оптимального расположения вооружения на периферии алмазного породоразрушающего инструмента. **Объект:** механизм формирования нового направления проведения скважины при фрезеровании её стенки. **Методы:** сбор, анализ и обобщение информации о работе отклонителей непрерывного действия, аналитические исследования силового взаимодействия в призабойной зоне при формировании нового направления проведения скважин фрезерованием её стенки. **Результаты.** Приведена оценка временных затрат на непроизводительные технологические операции при корректировке направления проведения скважин с использованием отклонителей непрерывного действия и съемным отклоняющим комплексом; приведена зависимость формируемого отклоняющего усилия при использовании съемного отклоняющего комплекса от физико-механических и геометрических характеристик инструмента, свойств горных пород; приведена зависимость для определения оптимального угла наклона алмазосодержащих штабиков для компенсирования дезориентирующего усилия при фрезеровании стенки скважины алмазным породоразрушающим инструментом.

Ключевые слова: бурение, скважина, горная порода, направленное бурение, отклоняющий комплекс

Для цитирования: Анализ условий забуривания нового направления скважины в твердых горных породах съемным отклоняющим комплексом / В.В. Нескоромных, И.А. Комаровский, Д.В. Лысаков, А.Е. Головченко, М.С. Попова, Л. Баочанг // известия томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 3. – С. 89–99. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4088

UDC 622.24.05
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4088

Analysis of conditions for drilling a new direction of a well in solid rocks with a removable deflecting complex

V.V. Neskromnykh¹, I.A. Komarovskiy¹, D.V. Lysakov¹,
A.E. Golovchenko¹✉, M.S. Popova², L. Baochang³

¹ Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russian Federation

² Yugra State University, Khanty-Mansiysk, Russian Federation

³ Jilin University, Changchun, China

✉ antong77@yandex.ru

Abstract. Relevance. Currently, in the practice of geological exploration, if the adjustments to well direction is required, the continuous action deflectors are mainly used. However, their application is fraught with certain difficulties. The time spent on lifting operations associated with the need to prepare the well for curvature, deflector descent, study of the curvature interval, etc. are significant and unproductive. The formed curvature of the well with intensity values from 1.5 degrees/m, even after working through the interval with special projectiles, leads to the risk of significant column bends and potential emergencies, especially when using a projectile with a removable core receiver, due to the impossibility of its use in wells with a curvature intensity of more than 0.1–0.3 degrees/m. The design features of the deflectors and orienting devices determine the difficulties with the correct setting and reliable fixing of the devices on the face, there are frequent cases of deviation of the curvature set plane from the design one. Taking into account the above, the development of a special technical tool that allows with high accuracy and moderate intensity of curvature making operational adjustments to the direction of wells without lifting the drilling column using the removable core receiver complex is an urgent and demanding task. **Aim.** To assess the force effect on the rock-cutting tool during the formation of a new direction of the borehole by a removable deflecting complex; assess the influence of the side armament of the diamond tool on the trajectory of the drilled borehole; justify the optimal location of the armament on the periphery of the diamond rock-cutting tool. **Object.** Mechanism of formation of a new well direction during milling its wall. **Methods.** Collection, analysis and generalization of information about the operation of continuous action deflectors, analytical studies of force interaction in the bottomhole zone when forming a new direction of wells by milling its wall. **Results.** The paper introduces the estimate of the time spent on unproductive technological operations when adjusting the direction of wells using continuous action deflectors and a removable deflecting complex. The authors have described the dependence of the formed deflecting force when using a removable deflecting complex on the physico-mechanical and geometric characteristics of the tool, properties of rocks. The paper introduces the dependence to determine the optimal angle of inclination of diamond-cutting stacks to compensate the disorienting force when milling the well wall with a diamond rock-cutting tool.

Keywords: drilling, well, rock, directional drilling, deflecting complex

For citation: Neskromnykh V.V., Komarovskiy I.A., Lysakov D.V., Golovchenko A.E., Popova M.S., Baochang L. Analysis of conditions for drilling a new direction of a well in solid rocks with a removable deflecting complex. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 3, pp. 89–99. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4088

Введение

При производстве геологоразведочных работ главным источником фактической информации о структурно-текстурных особенностях, форме и параметрах залегания, элементном составе полезного ископаемого является разведочное колонковое бурение с отбором керна комплексами со съемным керноприемником (ССК) [1–3]. Однако в процессе бурения нередко встречаются случаи ухода траектории скважины от запланированной под действием большого количества случайных факторов, обусловленных особенностями геологического строения массива горных пород и работы бурового ин-

струмента в скважине, как следствие скважина перестает попадать в круг допуска и возникает необходимость корректировки ее направления [4–7].

Для возврата траектории скважин в круг допуска могут использоваться специальные технические средства – отклонители. В геологоразведочном бурении наиболее распространены отклонители непрерывного действия (ОНД), например, ТЗ-3 и его модификация ТЗ-3П; «КЕДР»; СБС-59; ОБС-76 и др. [8–10]. В настоящее время при бурении на твердые полезные ископаемые наиболее эффективным и активно используемым способом сооружения скважин является алмазное колонковое бурение с примене-

нием ССК. Следует учитывать, что допустимые значения интенсивности искривления для серийно изготавливаемых труб ССК типоразмеров BQ, NQ и HQ находятся в диапазоне 0,1–0,3 град/м, что обуславливает необходимость последующей проработки интервала искривления при применении ОНД с целью уменьшения кривизны траектории скважин, так как она негативно влияет на механическую скорость бурения и повышает риск обрыва буровой колонны [11–13].

Помимо вышеуказанного, серьезным ограничением применения ОНД в практике геологоразведочных работ является необходимость проведения спускоподъемных операций (СПО) и соответствующие значительные временные затраты на работы по направленному бурению скважин. При использовании ОНД существует необходимость подъема буровой колонны с целью установки отклонителя и спуска на интервал искривления. Также следует учитывать, что перед спуском отклонителя зачастую требуется подготовка ствола скважины в интервале постановки ОНД, что приводит к дополнительным временными издержкам [14–16]. Помимо этого, после формирования пилот-скважины интервалу искривления потребуется проработка, для чего необходимо заменить низ буровой компоновки с отклонителем на специальный снаряд для проработки интервала. В завершении работ по направленному бурению замена специального снаряда на стандартный колонковый набор также обуславливает дополнительный цикл СПО.

Затраты времени на проведение СПО при использовании отклонителей непрерывного действия можно оценить исходя из следующей зависимости:

$$t_1 = K \cdot H \cdot n,$$

где K – время, затрачиваемое на спуск–подъем одного метра бурильной колонны, ч/м ($K=2 \cdot 10^{-3}$); H – глубина бурения, м; n – число СПО.

Соответственно, при необходимости корректировки направления проведения скважины и выбора ОНД как средства достижения поставленной задачи затраты времени на выполнение непроизводительных технологических операций, сформированных главным образом необходимостью проведения дополнительных циклов СПО, будут расти прямо пропорционально увеличению глубины скважины [17].

Помимо отклонителей непрерывного действия, которые на сегодняшний день используются в геологоразведочном производстве и конструкции которых в большинстве разработаны полвека назад на соответствующем техническом уровне, известен и используется снаряд DeviDrill компании Devico.

Снаряд DeviDrill имеет неоспоримые преимущества относительно ОДН, применяясь со снаря-

дом ССК типоразмера NQ и позволяя в процессе корректировки направления проведения скважины (с интенсивностью искривления 0,3 град/м) отбирать керн диаметром 31,5 мм. К недостаткам данного отклонителя можно отнести затраты времени на СПО, связанные с заменой низа компоновки бурильной колонны, меньший диаметр керна по сравнению со стандартным типоразмером ССК. Также к недостаткам можно отнести то, что проведение работ по искусственному искривлению является услугой компании Devico без возможности приобретения данного устройства.

Основываясь на вышеперечисленном, разработана специальный съемного отклоняющего комплекса, позволяющего производить оперативную корректировку направления проведения скважин без подъема бурильной колонны при применении комплекса ССК с интенсивностью набора кривизны, не превышающей 0,1–0,3 град/м, является актуальной и требующей поиска современных методов решения задачей.

Принцип работы съемного отклоняющего комплекса и оценка затрат времени на спускоподъемные операции

Согласно сформированной цели работ в рамках обозначенной актуальности была разработана и запатентована конструкция съемного отклоняющего комплекса, способного осуществлять корректировку траектории скважины с малой интенсивностью искривления без подъема бурильной колонны [18].

Съемный отклоняющий комплекс состоит из трёх основных узлов: ориентатор – 1, устанавливающий комплекс под определенным азимутальным углом за счет эксцентризитета центра масс попечного сечения в скважинах с зенитным углом от 3° (по принципу работы самоориентатора ОП, использующегося совместно с ОНД ТЗ-3П, «Кедр» и т. д.), узел блокирования – 2 и отклоняющий узел – 3 (рис. 1).

Отклоняющий узел включает в себя шарнир – 4, связывающий направляющий шток – 5 с корпусом отклоняющего узла – 6 и фиксирующий угол его смещения. На нижнем торце направляющего штока закреплен профильный башмак – 7, оснащенный резцами – 8 для предотвращения изменения направления искривления скважины в процессе работы комплекса. Для снижения влияния динамических нагрузок на конструкцию и обеспечения продольного перемещения стандартного внешнего снаряда ССК – 9 относительно съемного отклоняющего комплекса в процессе работы служит пружина сжатия – 10. Центрирование и закрепление нижней части съемного отклоняющего комплекса обеспечивается фиксирующей втулкой – 11, име-

ющей в поперечном сечении промывочные каналы. Площадь промывочных каналов фиксирующей втулки равна площади зазора между коронкой и кернорвательным стаканом в стандартном исполнении комплекса ССК.

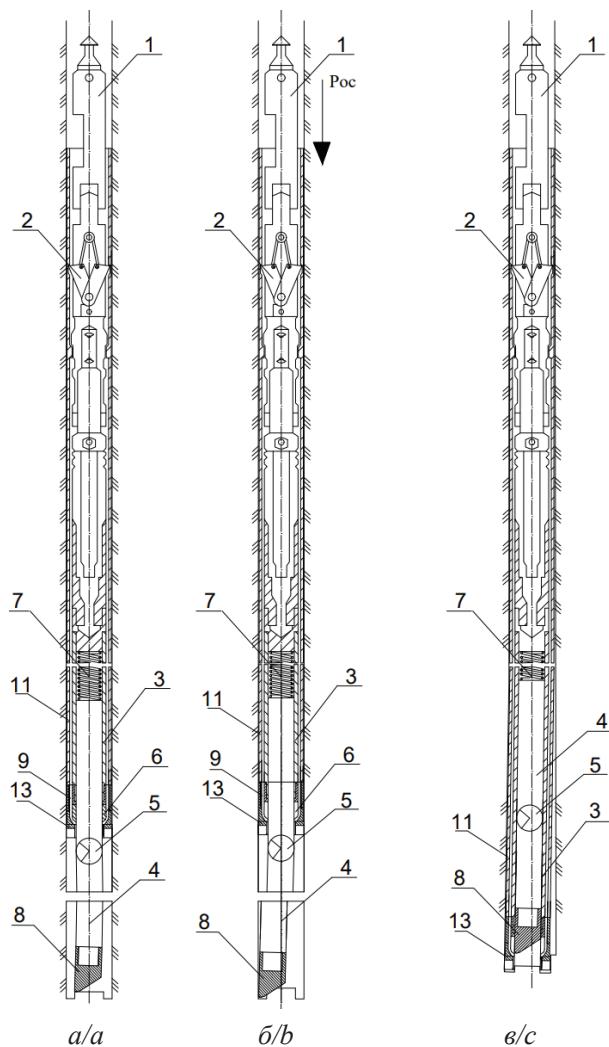


Рис. 1. Принцип работы съемного отклоняющего комплекса: а) постановка отклонителя на забой; б) отклонение штока под действием осевого усилия; в) процесс корректировки направления про- ведения скважины: 1 – ориентатор; 2 – механизм блокирования; 3 – корпус отклоняющего узла; 4 – направляющий шток; 5 – шарнир; 6 – фиксирующая втулка; 7 – пружина сжатия; 8 – профильный башмак; 9 – промывочные каналы; 10 – породоразрушающий инструмент 11 – бурильная труба

Fig. 1. Principle of operation of the removable deflecting complex: a) setting the deflector on the well bottom; b) deflection of the guide rod under the action of axial force; c) adjusting the direction of the well: 1 – orientator; 2 – locking mechanism; 3 – deflecting assembly housing; 4 – guide rod; 5 – hinge; 6 – locking sleeve; 7 – compression spring; 8 – profile shoe; 9 – flushing channels; 10 – rock cutting tool; 11 – drill pipe

Принцип работы съемного отклоняющего комплекса следующий (рис. 1). На первом этапе на поверхности ориентатор фиксируют на установочный угол для соблюдения проектного направления искривления скважины. Затем извлекается керноприемник, а колонна бурильных труб поднимается над забоем на величину, равную длине направляющего штока. Затем комплекс с помощью овершота опускается на забой, в процессе спуска самоориентируясь в азимутальной плоскости за счет эксцентричности центра масс, и, достигнув проектного положения, на месте фиксации керноприемника, закрепляется посредством механизма блокирования. Благодаря скосу нижнего торца профильного башмака под действием осевого усилия направляющий шток отклоняется относительно оси скважины, упираясь и закрепляясь острием башмака в сопряжение стенки скважины и забоя в направлении, соответствующем проектному направлению искривления скважины. На этом процесс установки съемного отклоняющего комплекса завершается.

Следующий этап – формирование нового направления проведения скважины – производится при умеренных технологических режимах. В процессе бурения, за счет отклонения направляющего штока, буровая коронка фрезерует стенку скважины. Процесс завершается при углублении породоразрушающего инструмента на величину, равную сумме длины направляющего штока и высоты алмазосодержащей матрицы для того, чтобы, с одной стороны, сформировать проектный ориентированный перекос забойной части буровой колонны, а с другой – обеспечить последующую беспрепятственную постановку керноприемника на свое посадочное место для продолжения процесса бурения.

Для оценки затрат времени на СПО при использовании отклонителей непрерывного действия и съемного отклоняющего комплекса воспользуемся зависимостью для определения затрат времени на транспортировку оборудования стандартной лебедкой ССК [17]:

$$t_2 = C \cdot H \cdot n, \quad (1)$$

где C – время, затрачиваемое на спуск–подъем одного метра троса лебедкой ССК, ч/м ($C=0,2 \cdot 10^{-3}$).

Согласно представленной зависимости (1), при проведении работ по корректировке направления проведения скважины скорость транспортировки съемного отклоняющего комплекса кратно выше скорости транспортировки ОНД, определяя значительно меньшие временные издержки при использовании первого. Также за счет малой величины интервала искривления съемным отклоняющим комплексом и подбора направляющего штока длины, обуславливающей формирование кривизны скважины, не превышающей максимально допу-

стимых значений для соответствующих типоразмеров бурильных труб ССК, последующая проработка интервала искривления не требуется. Что касается непосредственно затрат времени на формирование нового направления скважины – они сопоставимы при использовании как ОНД, так и съемного отклоняющего комплекса, так как в обоих случаях процесс производится на умеренных технологических режимах.

Результаты расчета затрачиваемого времени на СПО отклонителем непрерывного действия t_1 и съемным отклоняющим комплексом t_2 представлены в табл. 1.

Таблица 1. Оценка времени, затрачиваемого на СПО при применении ОНД и съемного отклоняющего комплекса, отнесенного к глубине скважины

Table 1. Estimation of the time spent on descent and lifting operations when using continuous deflection complex and a removable deflecting complex related to the depth of the well

Глубина H , м/Depth H , m	400	600	800	1000	1200	1400
Время t_1 , ч/Time t_1 , h	4,8	7,2	9,6	12	14,4	16,8
Время t_2 , ч/Time t_2 , h	0,16	0,24	0,32	0,4	0,48	0,56

Оценка силового воздействия при формировании нового направления ствола скважины

Принцип работы съемного отклоняющего комплекса, реализующего набор кривизны за счет фрезерования стенки скважины породоразрушающим инструментом при его поступательном движении по отклоненному от осевого положения направляющему штоку, предопределяет возникновение сил, соотношение которых определяет механизм набора кривизны.

Смещение породоразрушающего инструмента от оси скважины происходит под действием отклоняющей силы, формируемой под действием осевой нагрузки и горизонтальной реакции в точке опоры на направляющий шток (рис. 2):

$$P_{\text{от}} = P_{\text{г}} - N_{\text{г}} - P_y,$$

где $P_{\text{г}}$ – горизонтальная реакция со стороны стенки скважины, Н; $N_{\text{г}}$ – горизонтальная реакция со стороны опоры буровой коронки на штоке, Н; P_y – упругая реакция при изгибе колонкового набора, Н.

Вопрос формирования горизонтальной реакции горной породы рассматривался в работе [17]:

$$P_{\text{г}} = \frac{P_{\text{oc}} K}{(K+1)\text{tg}\gamma(1+\text{tg}\varphi)},$$

$$N_{\text{г}} = \frac{P_{\text{oc}}(K-1)}{(K+1)\text{tg}\gamma},$$

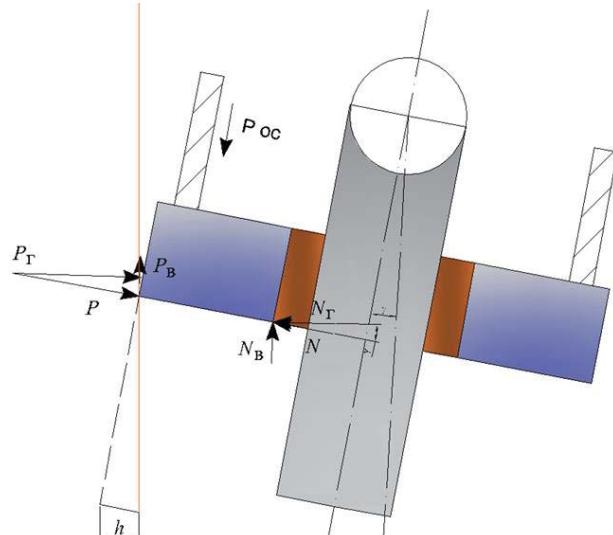


Рис. 2. Схема силового взаимодействия при формировании нового направления ствола скважины съемным отклоняющим комплексом

Fig. 2. Scheme of force interaction when forming a new direction of a borehole by a removable deflecting complex

где P_{oc} – осевая нагрузка на инструмент, Н; K – соотношение модулей упругости горной породы и материала втулки между штоком и коронкой отбурочного набора; φ – угол внутреннего трения горной породы при деформации в момент силового воздействия и разрушения, град; γ – угол наклона штока, град.

Упругая реакция P_y определяется как:

$$P_y = \frac{\pi^2 E J (D_c - d_k)}{0,25 l^3},$$

где EJ – жесткость буровой компоновки (наружной трубы колонкового набора – произведение модуля упругости стали E и осевого момента инерции поперечного сечения трубы колонкового набора J), $\text{Н}\cdot\text{м}^2$; D_c – диаметр скважины, м; d_k – диаметр колонкового набора, м; l – длина отбурочного набора (нижняя часть колонковой трубы), формирующая отклонение вдоль штока (равна сумме длины направляющего штока и высоты алмазосодержащей матрицы), м.

После преобразований формула расчёта $P_{\text{от}}$ принимает вид:

$$\begin{aligned} P_{\text{от}} &= \frac{P_{\text{oc}} K}{(K+1)\text{tg}\gamma(1+\text{tg}\varphi)} - \\ &- \frac{P_{\text{oc}}(K-1)}{(K+1)\text{tg}\gamma} - \frac{\pi^2 E J (D_c - d_k)}{0,25 l^3} = \\ &= \frac{P_{\text{oc}}}{(K+1)\text{tg}\gamma} \left[\frac{K}{1+\text{tg}\varphi} - (K-1) \right] - \\ &- \frac{\pi^2 E J (D_c - d_k)}{0,25 l^3}. \end{aligned}$$

Из полученной зависимости следует, что в начальный момент формирования нового направления проведения скважины со стороны ее стенки будет действовать максимальная реакция, уменьшающаяся по мере увеличения ширины уступа и отклонения оси нового направления скважины от изначального.

В начальный момент формирования нового направления скважины на торец буровой коронки будет оказывать действие опрокидывающий момент M , который ориентирует коронку в направлении увеличения угла забуривания γ . Этот момент равен:

$$M_h = P_{oc}R(1 - \operatorname{tg}\varphi),$$

где R – радиус коронки, м.

При этом в процессе увеличения ширины уступа (рис. 3) центр тяжести опирания коронки на забуриваемый уступ шириной h будет смещаться в сторону центра торца коронки, и момент M несколько снизится. Его величина в зависимости от ширины уступа h будет равна:

$$M = P_{oc}(R - h)(1 - \operatorname{tg}\varphi).$$

Согласно представленным теоретическим зависимостям, были произведены расчеты отклоняющего усилия P_{ot} в различных по твердости горных породах, жесткость буровой компоновки EJ принята для стальных труб диаметром 73 мм. Расчетные данные представлены в табл. 2.

Таблица 2. Расчетные значения отклоняющего усилия при изменении длины направляющего штока

Table 2. Calculated values of the deflecting force when changing the length of the guide rod

Известняк/Limestone		Диорит/Diorite		Сиенит/Syenite	
l , м/м	P_{ot} , Н/Н	l , м/м	P_{ot} , Н/Н	l , м/м	P_{ot} , Н/Н
0,66	-2133	0,7	197	0,72	-2114
0,68	111	0,72	1978	0,74	-521
0,7	2107	0,74	3571	0,76	908
0,72	3888	0,76	5001	0,78	2195
0,74	5481	0,78	6288	0,8	3357

После анализа полученных данных был выделен ряд зависимостей, которые оказывают прямое влияние на результативность искривления съемным отклоняющим комплексом. Во-первых, можно отметить прямую зависимость отклоняющего усилия от длины штока отклонителя, во-вторых, в различных по физико-механическим свойствам горных породах оптимальная длина направляющего штока индивидуальна и требует расчета. Так, например, в известняках, согласно расчетам, длина штока при использовании комплекса должна превышать 0,68 м. Несоблюдение этого условия при искривлении скважины приведет к тому, что силы, действующие со стороны горной породы и препятствую-

щие забуриванию в стенку скважины, будут превышать нагрузку, которую может выдержать шток, что приведет к его поломке и выходу отклонителя из строя.

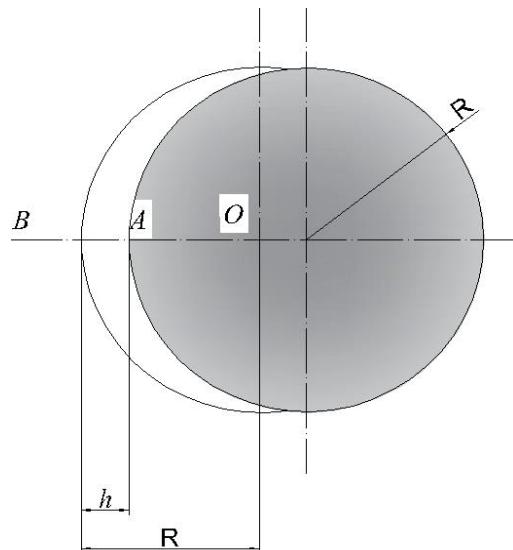


Рис. 3. Схема забоя после формирования уступа
Fig. 3. Scheme of the face after ledge formation

Помимо представленных сил, действующих на шток, следует учитывать силы, действующие на вооружение алмазного инструмента, которые также способны оказывать существенное влияние на точность искривления скважины.

Механизм повышения точности формирования нового направления скважины при фрезеровании стенки скважины

В связи с тем, что отклоняющий комплекс реализует искривление за счет фрезерования стенки скважины под действием отклоняющего усилия, а угол встречи бокового вооружения со стенкой скважины очень мал, можно сказать, что принцип работы комплекса аналогичен механизму набора кривизны, свойственному отклонителям непрерывного действия фрезерующего типа, а значит подвержен тем же недостаткам. Например, к таковым относится смещение плоскости набора кривизны от запланированной вследствие появления дезориентирующей силы на породоразрушающем инструменте при разрушении горной породы и момента, вызванного действием отклоняющей силы со стороны долота на стенку скважины [17, 19, 20].

В процессе искривления скважины съемным отклоняющим комплексом на этапе забуривания в стенку скважины и формирования уступа существует вероятность смещения штока отклонителя в сторону, противоположную вращению породоразрушающего инструмента, которое вызвано появле-

нием дезориентирующего усилия P_d , что приведет к потере ориентации снаряда и уходу траектории скважины от запланированной. Усилие P_d обусловлено сопротивлением разрушению горной породы резцами, контактирующими со стенкой скважины, и имеет тем большую величину, чем выше значения отклоняющей силы $P_{\text{от}}$ (рис. 4).

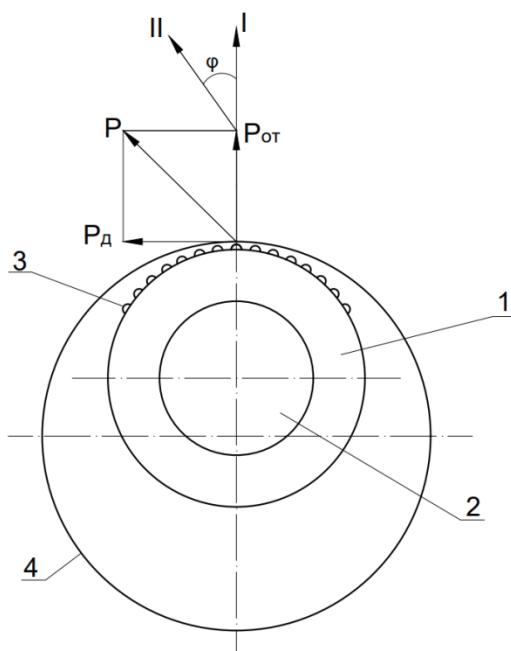


Рис. 4. Схема, поясняющая процесс смещения траектории скважины в сторону дезориентирующего усилия: 1 – породоразрушающий инструмент, 2 – шток отклонителя, 3 – боковое вооружение алмазного инструмента, 4 – стенка скважины

Fig. 4. Diagram explaining a well trajectory shifting towards disorienting force: 1 – rock-destroying tool, 2 – deflector rod, 3 – side armament of the diamond tool, 4 – well wall

Совместное действие усилия P_d и $P_{\text{от}}$ приводит к появлению реактивного момента, направленного параллельно результирующей P . В результате будет происходить смещение заданной плоскости набора кривизны I при постановке задачи в направлении искривления II на угол ϕ (рис. 4).

Для решения проблемы смещения плоскости набора кривизны от проектной под действием дезориентирующего усилия разработана конструкция породоразрушающего инструмента со специальной геометрией бокового вооружения.

Конструкция включает присоединительную резьбу, корпус, матрицу, имеющую на боковой поверхности наклонные алмазосодержащие штабики (рис. 5), причем угол их наклона определяется индивидуально, исходя из показателей физико-

механических свойств горных пород, слагающих массив, режимных параметров бурения, геометрических параметров забойного инструмента и т. д.



Рис. 5. Разработанная конструкция алмазного породоразрушающего инструмента: P_{oc} – осевая нагрузка на инструмент, N ; P_d – дезориентирующее усилие, N ; $P_{\text{откл}}$ – отклоняющее усилие, N ; P_r – результирующее усилие, N

Fig. 5. Developed design of a diamond rock-breaking tool; P_{oc} – axial load on the tool, N ; P_d – disorienting force, N ; $P_{\text{откл}}$ – deflecting force, N ; P_r – resultant force, N

Отклонение плоскости набора кривизны ϕ вследствие действия дезориентирующего усилия определяется как:

$$\varphi = \arctg \frac{P_d}{P_{\text{от}}}$$

Условием формирования проектного направления искривления скважины как съемным отклоняющим комплексом, так и отклонителями непрерывного действия фрезерующего типа с использованием алмазного породоразрушающего инструмента, является полная компенсация дезориентирующего усилия P_d . Так как оно является сопротивлением разрушению горной породы резцами, контактирующими со стенкой скважины, дезориентирующее усилие, согласно приведенной в работе [17] зависимости усилия резания-скалывания горных пород алмазным резцом, определяется как:

$$P_d = \frac{\pi \cdot (h + 0.25\sqrt{d \cdot h})^2 \cdot n_b}{2 \operatorname{tg} \gamma_{\text{ск}}} \cdot \sigma_{\text{ск}} + P_{\text{от}} \cdot \mu = P_a + P_{\text{от}} \cdot \mu,$$

где P_a – усилие резания–скалывания горной породы алмазным резцом, дан; h – глубина внедрения алмазного резца в породу, мм; d – диаметр алмазного резца, мм; n_b – количество прижатых к стенке скважины боковых алмазных резцов; $\gamma_{ск}$ – угол скальвания породы перед передней гранью резца, градус; $\sigma_{ск}$ – предел прочности горной породы на скальвание, дан/мм²; μ – коэффициент трения алмазного резца о породу.

Глубина внедрения алмазного резца в породу может быть рассчитана из следующей зависимости [17]:

$$h = 0,5d - \sqrt{0,25d^2 - \frac{P_{от}}{\pi \cdot p_{ш} \cdot (1 + \operatorname{tg}\varphi_{н})}},$$

где $p_{ш}$ – твердость горной породы, дан/мм²; $\varphi_{н}$ – угол внутреннего трения горной породы, градус.

Механизм работы породоразрушающего инструмента с наклонным расположением алмазосодержащих штабиков на боковой поверхности определяется силовым взаимодействием торцевых n_t и боковых n_b алмазных резцов с горной породой под действием осевого P_{oc} и отклоняющего $P_{от}$ усилий. С учетом того, что часть осевого усилия P_{oc} компенсируется силой прижатия резцов, на каждый торцевой и боковой алмазный резец будет действовать усилие P_i , определяемое как (рис. 6):

$$P_i = \frac{P_{oc} + P_{от} \cdot \mu}{n_t + n_b},$$

где P_{oc} – осевое усилие, дан; n_t – количество торцевых алмазных резцов.

Осевому внедрению алмазных резцов в штабике препятствует реакция разрушенной горной породы P_c , направленная от породы в направлении резцов, определяющая геометрию наклонного штабика. С учетом того, что сопротивление со стороны твердой горной породы вызвано в основном ее упругими реакциями, которые могут быть выражены через коэффициент внутреннего трения $\operatorname{tg}\varphi$, на все боковые резцы, прижатые к стенке скважины, отклоняющей силой действует усилие сопротивления:

$$P_c = n_b \cdot P_i (1 - \operatorname{tg}\varphi).$$

Ввиду наклонного расположения алмазосодержащих штабиков на боковом торце породоразрушающего инструмента реакция разрушенной горной породы P_c может быть представлена как горизонтальная составляющая P_r , с учетом угла наклона γ имеющая вид:

$$\begin{aligned} P_r &= P_c \cdot \sin \gamma \cdot \cos \gamma = \\ &= n_b \cdot P_i (1 - \operatorname{tg}\varphi) \cdot \sin \gamma \cdot \cos \gamma = \\ &= \frac{n_b \cdot (P_{oc} - P_{от} \cdot \mu) \cdot (1 - \operatorname{tg}\varphi) \cdot \sin 2\gamma}{2(n_t + n_b)}. \end{aligned}$$

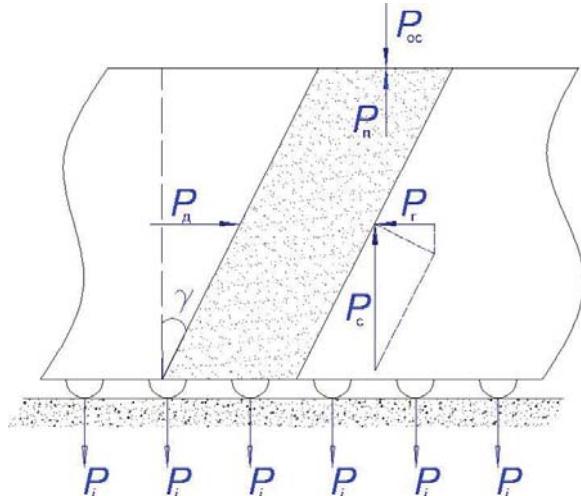


Рис. 6. Схема силового воздействия на наклонный алмазосодержащий штабик в процессе работы: P_d – дезориентирующее усилие, N ; P_c – реакция разрушенной горной породы, N ; P_r – горизонтальная составляющая реакции разрушенной горной породы, N ; γ – угол наклона штабика, град; P_{oc} – осевая нагрузка, дан; P_i – сила, действующая на резец, N

Fig. 6.

Scheme of force action on an inclined diamond-bearing stack during operation: P_d – disorienting force, N ; P_c – reaction of the destroyed rock, N ; P_r – horizontal component of the reaction of the destroyed rock, N ; γ – angle of inclination of the stack, deg; P_{oc} – axial load, daN; P_i – force, acting on the cutter, N

Согласно схеме, представленной на рис. 4, для обеспечения искривления ствола скважины фрезерованием её стенки (при использовании съемного отклоняющего комплекса разработанной конструкции и отклонителей непрерывного действия) в проектном направлении необходимо исключить возникновение угла отклонения плоскости набора кривизны φ путем компенсирования дезориентирующего усилия P_d горизонтальной составляющей реакции разрушенной горной породы P_r , величину которой возможно регулировать изменением угла наклона алмазосодержащих штабиков:

$$\begin{aligned} P_a + P_{от} \cdot \mu &= \\ &= \frac{n_b \cdot (P_{oc} - P_{от} \cdot \mu) \cdot (1 - \operatorname{tg}\varphi) \cdot \sin 2\gamma}{2(n_t + n_b)}. \end{aligned}$$

Следовательно, оптимальная величина γ может быть определена как

$$\gamma = \frac{1}{2} \arcsin \frac{2(n_t + n_b) \cdot (P_p + P_{от} \cdot \mu)}{n_b \cdot (P_{oc} - P_{от} \cdot \mu) \cdot (1 - \operatorname{tg}\varphi)}.$$

Согласно представленным теоретическим зависимостям, были произведены расчеты оптимального угла наклона алмазосодержащих штабиков γ при различных параметрах режима бурения, которые представлены в табл. 3.

Таблица 3. Расчетные значения углов наклона алмазосодержащих штабиков, компенсирующих дезориентирующую усилие при фрезеровании стенки скважины

Table 3. Calculated values of the angles of inclination of diamond-containing stacks that compensate the disorienting force when milling the well wall

$P_{\text{откл.}}$ даH даN	Известняк Limestone			Диорит/Diorite			Сиенит/Syenite		
	$P_{\text{ос.}}$ кН	$P_{\text{д.}}$ даH даN	γ , град deg	$P_{\text{ос.}}$ кН	$P_{\text{д.}}$ даH даN	γ , град deg	$P_{\text{ос.}}$ кН	$P_{\text{д.}}$ даH даN	γ , град deg
60	10	44,04	15,11	10	40,58	16,95	10	37,21	23,32
70		51,38	17,99		47,34	20,32		43,42	29,03
80		58,72	21,12		54,11	24,07		49,62	38,01
90		66,06	24,61		60,86	28,49		55,82	–
100		73,39	28,67		67,63	34,41		62,02	–

Таким образом, угол наклона бокового вооружения γ , полностью компенсирующий действие дезориентирующего усилия $P_{\text{д.}}$ для устранения угла отклонения плоскости набора кривизны при фрезеровании стенки скважины имеет прямую зависимость от создаваемого отклоняющего усилия, и тем он выше, чем выше твердость горных пород, в которых производятся работы по корректировке направления ствола скважины.

Заключение

Разработка съемного отклоняющего комплекса – актуальная задача в практике проведения геологоразведочных работ, решение которой позволит повысить точность выполнения геологического задания, значительно уменьшить процент забракованных скважин и увеличить экономическую эффективность геологоразведочного бурения.

Оптимальная область применения съемного отклоняющего комплекса разработанной конструкции для использования со стандартным снарядом ССК – скважины с зенитным углом величиной от 3° без ограничений по предельной глубине использования и типу пород, слагающих проектный разрез.

Основные выводы по результатам проведенного исследования:

- применение съемного отклоняющего комплекса разработанной конструкции по сравнению с промышленными моделями отклонителей непрерывного действия позволяет значительно снизить время на проведение операций по кор-

ректировке направления проведения скважин за счет меньшего количества необходимых циклов спускоподъемных операций;

- отклоняющее усилие, возникающее при формировании нового направления проведения скважины с использованием съемного отклоняющего комплекса разработанной конструкции обуславливается силовым воздействием на породоразрушающий инструмент со стороны точки его опоры на направляющий шток, горизонтальной реакции со стороны стенки скважины и упругой реакции, возникающей при изгибе колонкового набора;
- длина направляющего штока съемного отклоняющего комплекса разработанной конструкции оказывает влияние на формируемое отклоняющее усилие, причем оптимальная величина длины направляющего штока зависит от физико-механических свойств горных пород, материала исполнения конструктивных элементов комплекса и диаметра бурения;
- при корректировке направления проведения скважины за счет фрезерования её стенки под действием отклоняющего усилия с использованием съемного отклоняющего комплекса происходит смещение заданной плоскости искривления, обусловленное возникновением дезориентирующего усилия, направленного против направления вращения и обусловленного сопротивлением резанию–скалыванию горной породы резцами, прижатыми к стенке скважины, дезориентирующее усилие возможно с помощью породоразрушающего инструмента с наклонным расположением алмазосодержащих штабиков на боковой поверхности;
- повышение точности работ по корректировке направления проведения скважин за счет компенсации формируемого сопротивлением резанию–скалыванию горной породы резцами, прижатыми к стенке скважины, дезориентирующее усилие возможно с помощью породоразрушающего инструмента с наклонным расположением алмазосодержащих штабиков на боковой поверхности;
- оптимальный угол наклона алмазосодержащих штабиков на боковой поверхности породоразрушающего инструмента, компенсирующий за счет горизонтальной составляющей реакции разрушающей горной породы дезориентирующее усилие, увеличивается по мере увеличения отклоняющего и дезориентирующего усилий.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Che D., Zhu W.-L., Ehmann K.F. Chipping and crushing mechanisms in orthogonal rock cutting // International Journal of Mechanical Sciences. – 2016. – № 119. – P. 224–236.
2. A novel method for measuring and analyzing the interaction between drill bit and rock / X. Wang, Z. Wang, D. Wang, L. Chai // Measurement. – 2018. – № 121. – P. 344–354.
3. Оценка влияния абразивности горных пород на параметры породоразрушающих машин / А.Б. Жабин, А.В. Поляков, Е.А. Аверин, Ю.Н. Линник, В.Ю. Линник // Записки Горного института. – 2019. – Т. 240. – С. 621–627.
4. Toolface control method for a dynamic point-the-bit rotary steerable drilling system / Wang Weiliang, Geng Yanfeng, Wang Ning, Pu Xiaojiao, Joice de Oliveira Fiaux // Energies. – 2019. – № 12. – P. 1–20.

5. Tianshou Ma, Ping Chen, Jian Zhao Overview on vertical and directional drilling technologies for the exploration and exploitation of deep petroleum resources // Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources. – 2016. – Vol. 2. – № 4. – P. 365–395.
6. Bashir B., Piaskowy M., Alusta G. Overview on directional drilling wells // ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences. – 2021. – Vol. 16. – № 22. – P. 2305–2316.
7. Петенев П.Г. Исследование и совершенствование компоновки бурильной колонны для повышения эффективности бурения геологоразведочных скважин: дис. ... канд. техн. наук. – Томск, 2016. – 179 с.
8. Сулакшин С.С., Кривошеев В.В., Рязанов В.И. Методическое руководство по направленному бурению геологоразведочных скважин. – М.: Изд-во «Недра», 1978. – 186 с.
9. Морозов Ю.Т., Мочуловский А.М. Механизм искусственного искривления скважин скользящими отклонителями непрерывного действия // Записки Горного Института. – 2017. – Т. 170. – № 1. – С. 33–36.
10. Еловых П.Ф. Совершенствование забуривания новых направлений в открытом стволе скважины с искусственного забоя: дис. ... канд. техн. наук. – М., 2021. – 146 с.
11. Evaluation and prediction of drilling wear based on machine vision / G. Peng, Z. Chuanmin, Y. Yiqing, W. Yinyue // The International Journal of Advanced Manufacturing Technology. – 2021. – Vol. 114 (11). – P. 2055–2074.
12. Prediction model of build rate of push-the-bit rotary steerable system / M. Wang, X. Li, G. Wang, W. Huang, Y. Fan, W. Luo, J. Zhang, X. Shi // Mathematical problems in engineering. – 2020. – Vol. 2020. – P. 1–9.
13. Prediction of drill bit breakage using an infrared sensor / M.-J. Jeong, S.-W. Lee, W.-K. Jang, H.-J. Kim, Y.-H. Seo, B.-H. Kim // Sensors. – 2021. – Vol. 21. – P. 1–13.
14. Васильев С.И., Милосердов Е.Е., Тряпичкин М.А. Технологические приемы забуривания дополнительных направлений с искусственных забоя в необсаженных ствалах скважин // Горная промышленность. – 2016. – Т. 128. – № 4. – С. 73–76.
15. Morenov V., Leusheva E. Development of drilling mud solution for drilling in hard rocks // International journal of engineering, transactions A: basics. Materials and Energy Research Center. – 2017. – Vol. 30. – № 4. – P. 620–626.
16. Epikhin A., Zhironkin V. Method for determining the loads on the deflection module of the push-the-bit rotary steerable system // IOP Conference Series Earth and Environmental Science. – 2021. – № 1. – P. 1–7.
17. Нескоромных В.В., Лысаков Д.В. Разработка технологий и средств забуривания дополнительных стволов скважин с искусственного забоя отклонителями непрерывного действия в твердых и очень твердых горных породах // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2020. – № 2. – С. 86–94.
18. Устройство для направленного бурения скважин: пат. Рос. Федерации, № 2714998, заявл. 28.12.2018; опубл. 21.02.2020. Бюл. № 6. – 5 с.
19. Разработка алмазного бурового долота для направленного бурения / В.В. Нескоромных, П.Г. Петенёв, Д.В. Лысаков, М.С. Попова, А.Е. Головченко, Лиу Баочанг // Известия Томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 5. – С. 116–125.
20. Алмазное буровое долото: пат. Рос. Федерации, № 198234, заявл. 06.02.2020; опубл. 25.06.2020. Бюл. № 18. – 5 с.

Информация об авторах

Вячеслав Васильевич Нескоромных, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой технологии и техники разведки Института цветных металлов Сибирского федерального университета, Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 79. sovair@bk.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8922-0779>

Игорь Андреевич Комаровский, аспирант кафедры технологии и техники разведки Института цветных металлов Сибирского федерального университета, Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 79. igorkomarovskij702@gmail.com

Дмитрий Викторович Лысаков, аспирант кафедры технологии и техники разведки Института цветных металлов Сибирского федерального университета, Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 79. Lysackovd@yandex.ru

Антон Евгеньевич Головченко, кандидат технических наук, доцент кафедры технологии и техники разведки Института цветных металлов Сибирского федерального университета, Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 79. antong77@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0002-7069-6483>

Марина Сергеевна Попова, кандидат технических наук, доцент высшей нефтяной школы Югорского государственного университета, Россия, 628012, г. Ханты-Мансийск, ул. Чехова, 6. alleniram83@mail.ru, <http://orcid.org/0000-0002-1462-8339>

Лиу Баочанг, профессор геоинженерии кафедры разведки и бурения, Университет Цзилинь, Китай, 130061, г. Чанчунь, ул. Химинжу, 938. liubcc@jlu.edu.cn, <http://orcid.org/0000-0002-0185-3684>

Поступила в редакцию: 17.02.2024

Поступила после рецензирования: 07.05.2024

Принята к публикации: 24.01.2025

REFERENCES

1. Che D., Zhu W.-L., Ehmann K.F. Chipping and crushing mechanisms in orthogonal rock cutting. *International Journal of Mechanical Sciences*, 2016, no. 119, pp. 224–236.

2. Wang X., Wang Z., Wang D., Chai L. A novel method for measuring and analyzing the interaction between drill bit and rock. *Measurement*, 2018, no. 121, pp. 344–354.
3. Zhabin A.B., Polyakov A.V., Averin E.A., Linnik Y.N., Linnik V.Y. Estimation of abrasiveness impact on the parameters of rock-cutting equipment. *Journal of Mining institute*, 2019, vol. 240, pp. 621–627.
4. Weiliang Wang, Yanfeng Geng, Ning Wang, Xiaoqiao Pu, Joice de Oliveira Fiaux. Toolface control method for a dynamic point-the-bit rotary steerable drilling system. *Energies*, 2019, no. 12, pp. 1–20.
5. Tianshou Ma, Ping Chen, Jian Zhao. Overview on vertical and directional drilling technologies for the exploration and exploitation of deep petroleum resources. *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources*, 2016, vol. 2, no. 4, pp. 365–395.
6. Bashir B., Piaskowy M., Alusta G. Overview on directional drilling wells. *ARP Journal of Engineering and Applied Sciences*, 2021, vol. 16, no. 22, pp. 2305–2316.
7. Petenev P.G. *Research and improvement of the layout of the drill string to improve the efficiency of drilling exploration wells*. Cand. Diss. Tomsk, 2016. 179 p. (In Russ.)
8. Sulakshin S.S., Krivosheev V.V., Ryazanov V.I. *Guidelines for directional drilling of exploration wells*. Moscow, Nedra Publ., 1978. 186 p. (In Russ.)
9. Morozov Yu.T., Mochulovskiy A.M. Mechanism of artificial curvature of wells by sliding deflectors of continuous action. *Zapiski Gornogo Instituta*, 2017, vol. 170, no. 1, pp. 33–36. (In Russ.)
10. Elovych, P.F. *Improvement of drilling of new directions in an open borehole from an artificial face*. Cand. Diss. Moscow, 2021. 146 p. (In Russ.)
11. Peng G., Chuanmin Z., Yiqing Y., Yinyue W. Evaluation and prediction of drilling wear based on machine vision. *The International Journal of Advanced Manufacturing Technology*, 2021, vol. 114 (11), pp. 2055–2074.
12. Wang M., Li X., Wang G., Huang W., Fan Y., Luo W., Zhang J., Shi X. Prediction model of build rate of push-the-bit rotary steerable system. *Mathematical problems in engineering*, 2020, vol. 2020, pp. 1–9.
13. Jeong M.-J., Lee S.-W., Jang W.-K., Kim H.-J., Seo Y.-H., Kim B.-H. Prediction of Drill Bit Breakage Using an Infrared Sensor. *Sensors*, 2021, vol. 21, pp. 1–13.
14. Vasil'ev S.I., Miloserdov E.E., Trjapichkin M.A. Technological techniques for drilling additional directions from artificial faces in unsettled boreholes. *Russian Mining Industry*, 2016, vol. 128, no. 4, pp. 73–76.
15. Morenov V., Leusheva E. Development of drilling mud solution for drilling in hard rocks. *International journal of engineering, transactions A: basics. Materials and Energy Research Center*, 2017, vol. 30, no. 4, pp. 620–626.
16. Epikhin A., Zhironkin V. Method for determining the loads on the deflection module of the push-the-bit rotary steerable system. *IOP Conference Series Earth and Environmental Science*, 2021, no. 1, pp. 1–7.
17. Neskoromnykh V.V., Lysakov D.V. Development of technologies and tools for drilling additional wells from artificial bottom-hole with whipstock of continuous action in hard and very hard rocks. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*, 2020, no. 2, pp. 86–94. (In Russ.)
18. Neskoromnyh V.V., Komarovskiy I.A. *Device for directional drilling of wells*. Patent RF, no. 2714998, 2020. (In Russ.)
19. Neskoromnyh V.V., Petenev P.G., Lysakov D.V., Popova M.S., Golovchenko A.E., Baochang Liu. Development of diamond drilling bit for directional drilling. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 5, pp. 116–125. (In Russ.)
20. Neskoromnyh V.V., Golovchenko A.E., Lysakov D.V. *Diamond drill bit*. Patent RF, no. 198234, 2020. (In Russ.)

Information about the authors

Vyacheslav V. Neskoromnykh, Dr. Sc., Professor, Siberian Federal University, 79, Svobodny avenue, Krasnoyarsk, 660041, Russian Federation. sovair@bk.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8922-0779>

Igor A. Komarovskiy, Postgraduate Student, Siberian Federal University, 79, Svobodny avenue, Krasnoyarsk, 660041, Russian Federation. igorkomarovskij702@gmail.com

Dmitry V. Lysakov, Postgraduate Student, Siberian Federal University, 79, Svobodny avenue, Krasnoyarsk, 660041, Russian Federation. Lysackovd@yandex.ru

Anton E. Golovchenko, Cand. Sc., Associate Professor, Siberian Federal University, 79, Svobodny avenue, Krasnoyarsk, 660041, Russian Federation. antong77@yandex.ru; <https://orcid.org/0000-0002-7069-6483>

Marina S. Popova, Cand. Sc., Associate Professor, Yugra State University, 16, Chekhov street, Khanty-Mansiysk, 628012, Russian Federation. alleniram83@mail.ru, <http://orcid.org/0000-0002-1462-8339>

Liu Baochang, Professor, Jilin University, 938, Ximinzhu street, Changchun, 130026, China. liubc@jlu.edu.cn, <http://orcid.org/0000-0002-0185-3684>

Received: 17.02.2024

Revised: 07.05.2024

Accepted: 24.01.2025

УДК 621.311.238; 621.311.22
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4925
Шифр специальности ВАК: 05.14.14

Разработка и расчет схемы комбинированной газопаровой установки с глубокой утилизацией теплоты и влаги

Н.Н. Галашов¹✉, Е.С. Болдушевский²

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

² АО «СибИАЦ», Россия, г. Кемерово

✉ gal@tpu.ru

Аннотация. Актуальность исследования заключается в экономии природного газа, уменьшении выбросов теплоты и водяного пара в окружающую среду путем глубокой утилизации из уходящих газов теплоты в котле-утилизаторе и теплоты и влаги в конденсационном утилизаторе. Цель: разработка схемы комбинированной газопаровой установки и методики ее расчета. Объекты: комбинированные газопаровые установки с вводом водяного пара в камеру сгорания газовой турбины и глубокой утилизацией теплоты в котле-утилизаторе и конденсационном утилизаторе теплоты и влаги из уходящих газов. Методы: численные методы на основе материальных и энергетических балансов систем и элементов газопаровых установок. Результаты. Разработана тепловая схема комбинированной газопаровой установки с вводом водяного пара в камеру сгорания газовой турбины и глубокой утилизацией теплоты в котле-утилизаторе и теплоты и влаги из уходящих газов в конденсационном утилизаторе. Разработан алгоритм расчета этой схемы, на основе которого в пакете электронных таблиц EXCEL с использованием базы функций расчета термодинамических и теплофизических параметров веществ Coolprop написана программа, которая позволяет рассчитывать показатели с изменением параметров наружного воздуха, состава сжиженного топлива, степени сжатия воздуха в компрессоре, расхода вводимого в камеру сгорания пара, температуры продуктов сгорания на входе в газовую турбину, электрической нагрузки на генераторе газовой турбины, температуры уходящих газов на выходе теплоутилизатора. Приведен пример расчета схемы для одного варианта исходных данных, который показал, что при заданных исходных данных при использовании теплоты уходящих газов в котле-утилизаторе и конденсационном теплоутилизаторе в дополнительных циклах Ренкина можно получить, относительно электрической мощности газовой турбины 100 МВт, прирост мощности 12,34 МВт: из них 8,94 МВт в паровой турбине и 3,40 МВт в турбине на низкокипящем рабочем теле. Электрический КПД комбинированной газопаровой установки составил 57,68 %: при этом КПД газовой турбины 51,35 %, КПД паровой турбины 83,48 % и КПД турбины на низкокипящем рабочем теле 4,86 %.

Ключевые слова: комбинированная газопаровая установка, камера сгорания, ввод пара, продукты сгорания, степень сжатия в компрессоре, температура газов на выходе камеры сгорания, котел-утилизатор, конденсационный теплоутилизатор

Для цитирования: Галашов Н.Н., Болдушевский Е.С. Разработка и расчет схемы комбинированной газопаровой установки с глубокой утилизацией теплоты и влаги // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 3. – С. 100–111. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4925

UDC 621.311.238; 621.311.22
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4925

Development and calculation of a scheme for a combined gas-steam plant with deep utilization of heat and moisture

N.N. Galashov¹✉, E.S. Boldushevsky²

¹ National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

² Adjustment and maintenance services of JSC "SibIAC", Kemerovo, Russian Federation

✉ gal@tpu.ru

Abstract. Relevance. Saving natural gas, reducing heat and steam emissions into the environment through deep utilization of heat from exhaust gases in a waste heat boiler and heat and moisture in a condensation waste heat boiler. **Aim.** Development of a combined gas-steam plant scheme and its calculation methods. **Objects.** Combined gas-steam plant with the introduction of water vapor into the combustion chamber of a gas turbine and deep heat recovery in a waste heat boiler and a condensing heat and moisture recovery unit from the exhaust gases. **Methods.** Numerical methods based on material and energy balances of systems and elements of gas-steam plants. **Results.** The authors have developed the thermal scheme of a combined gas-steam plant with water vapor introduction into the combustion chamber of a gas turbine and deep heat recovery in a waste heat boiler and heat and moisture from exhaust gases in a condensing waste heat boiler. They developed as well the algorithm for calculating this scheme. Based on this scheme the authors written the calculation program in the EXCEL spreadsheet package using the Coolprop database of functions for calculating thermodynamic and thermal physical parameters of substances. This program allows calculating indicators with changes in the outside air parameters, the fuel burned composition, the air compression degree in the compressor, the flow rate of steam introduced into the combustion chamber, the temperature of combustion products at the inlet of the gas turbine, the electrical load on the gas turbine generator, and the exhaust gases temperature at the outlet of the heat recovery unit. The paper introduces the example of the circuit calculation for one variant of the initial data. This example showed that with the given initial data, when using the heat leaving in the waste heat boiler and condensing heat recovery unit in additional Rankine cycles, it is possible to obtain, relative to the electric power of the gas turbine of 100 MW, an increase in power of 12.34 MW: of which 8.94 MW in the steam turbine and 3.40 MW in the turbine on a low-boiling working fluid. The electrical efficiency of the combined gas-steam plant was 57.68%: while the efficiency of the gas turbine was 51.35%, the efficiency of the steam turbine was 83.48% and the efficiency of the turbine on a low-boiling working fluid was 4.86%.

Keywords: combined gas-steam plant, combustion chamber, steam input, combustion products, compressor compression ratio, gas temperature at the combustion chamber outlet, waste heat boiler, condensing heat recovery unit

For citation: Galashov N.N., Boldushevsky E.S. Development and calculation of a scheme for a combined gas-steam plant with deep utilization of heat and moisture. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Asset Engineering*, 2025, vol. 336, no. 3, pp. 100–111. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4925

Введение

Стоимость природных энергоресурсов, таких как газ, уголь и нефть постоянно растет, что требует разработки высокоэффективных технологий сжигания для снижения их потребления. В [1. С. 21] показано, что «техническое перевооружение отечественных ТЭС, работающих на природном газе, с использованием высокоэкономичных парогазовых установок позволит более чем в 1,5 раза снизить удельные расходы топлива на производство электроэнергии».

В настоящее время для выработки электроэнергии с высоким КПД используется комбинация газотурбинного цикла Брайтона и паротурбинного цикла Ренкина. При этом в основном применяется способ последовательного соединение этих термодинамических циклов, сначала в цикле Брайтона в газотурбинной установке (ГТУ) вырабатывается механическая мощность, которая используется для привода воздушного компрессора (ВК) и электрического генератора. Уходящие из газовой турбины (ГТ) газы с температурой 550–700 °C идут в котел-утилизатор, где используются для получения перегретого водяного пара с температурой 500–650 °C. Этот пар в цикле Ренкина вырабатывает мощность в паровой турбине для привода электрического генератора. Установки, работающие по этому способу, называются парогазовыми (ПГУ). Они позволяют получить при большой мощности электрический КПД до 64 % [2, 3]. Недостатками этого способа являются: сложность схемы, большие габари-

ты установки, существенная зависимость режимов работы цикла Ренкина от цикла Брайтона, сложность пусков и остановок оборудования, а также большая система технического водоснабжения.

Во втором способе оба цикла работают параллельно в одной комбинированной газопаровой установке (КГПУ). В КГПУ в камеру сгорания (КС) вводится водяной пар, который за счет тепловой энергии, выделяемой от сжигания топлива, переходит в состояние перегретого пара. В турбине работу совершают смесь продуктов сгорания и перегретого пара. При этом 1 кг этой смеси создает мощность больше, чем 1 кг продуктов сгорания топлива, т. к. удельная теплоемкость и плотность водяного пара примерно в два раза выше, чем у продуктов сгорания. При этом сокращается расход воздуха на кг сжигаемого топлива и существенно уменьшаются затраты мощности на привод ВК из-за того, что процесс горения топлива в КС идет при низком коэффициенте избытка воздуха. Ввод пара или воды оказывает значительное влияние на температуру и тепловое состояние КС. В 1960 г. были проведены испытания на экспериментальной камере сгорания ГТ-700 НЗЛ [4], которые показали, что при относительном массовом расходе пара 0,0875 к расходу воздуха температура стенки жаровой трубы снизилась в среднем на 200–250 °C, при этом химический недожог топлива практически отсутствовал. Теоретические основы работы КГПУ по второму способу разработаны В.А. Зысиным в [5].

Дальнейший теоретический анализ работы КГПУ приведен в [6], где определены оптимальные и предельные параметры продуктов сгорания, снижение коэффициента избытка воздуха в камере сгорания и затраты мощности на привод ВК, уменьшение выбросов NOx, увеличение полезной удельной мощности ГТ. Также показано, что более эффективен ввод пара в КС, т. к. ввод воды может не только повысить КПД ГТУ, но и понизить его из-за сжигания дополнительного расхода топлива на парообразование и перегрев пара.

В работах [7–18] показано, что в газопаровых установках (ГПУ) ввод пара в КС позволяет снизить температуру металла КС и увеличить надежность ее работы, а также существенно уменьшить выбросы NOx и CO. В работах [14–19] определен оптимальный расход вводимого в КС пара по влиянию на образование NOx и CO, он находится в пределах 1,5–2,5 кг пара/кг топлива. Для охлаждения КС и увеличения КПД требуется расход пара больше 2,5 кг пара/кг топлива, поэтому расход пара делят на две части: экологический вводится в зону горения топлива для поддержания допустимых выбросов оксидов азота NOx, а энергетический вводится за зоной горения для поддержания необходимой температуры газов на выходе КС.

К достоинствам КГПУ по сравнению с ПГУ можно отнести простую и дешевую схему установки, сокращенную систему технического водоснабжения. Главным их недостатком являются повышенные потери теплоты и влаги с уходящими газами. Чтобы уменьшить эти потери за ГТ устанавливают котел-утилизатор, а на его выходе – утилизатор теплоты (УТ) для снижения тепловых потерь и конденсации пара из парогазовой смеси продуктов сгорания [20–23]. При этом конденсат используется для подготовки добавочной воды, а теплота – для подогрева низкокипящего рабочего тела (НРТ) и выработки дополнительной электроэнергии в Органическом Цикле Ренкина (ОЦР), что позволяет повысить КПД КГПУ. ОЦР широко применяется для использования низко потенциальной теплоты в установках с различными технологическими процессами для выработки электроэнергии [24–29].

В настоящее время нет комплексного исследования установок типа КГПУ. Как рассмотрено выше, имеется большой ряд работ, в которых показано влияние ввода воды и пара в компрессор и камеру сгорания для увеличения КПД и снижения вредных выбросов с уходящими газами. К недостатку этих работ следует отнести то, что воздух и продукты сгорания для упрощения расчетов рассматриваются как идеальный газ, что не всегда верно, особенно в процессах с изменением фазового состояния присутствующей в них воды и водяного пара. Имеются работы по использованию теп-

лоты уходящих газов для получения пара в котел-утилизаторе и для снижения тепловых потерь и улавливания влаги в конденсационном теплоутилизаторе. Много работ посвящено применению ОЦР для выработки электроэнергии на низко потенциальной теплоте технологических процессов. Актуальность и новизна данной работы заключается в комплексном подходе к разработке и расчету схемы комбинированной ГПУ. Процессы в продуктах сгорания топлива и введенного в них пара рассматриваются не как для идеального газа, а для каждой составляющей уходящих газов в отдельности. Разработана схема совместной работы ОЦР с встроенным в него теплоутилизатором. В результате ввода пара в КС существенно повышен электрический КПД газовой турбины. Дополнительная выработка электроэнергии в генераторе паровой турбины без внешней потери теплоты с высоким КПД повысила мощность КГПУ почти на 9 %. Использование теплоты уходящих газов в ОЦР позволило дополнительно выработать 3,4 МВт электрической мощности и получить в теплоутилизаторе 25,3 кг/с конденсата водяного пара, которого достаточно для получения пара в цикле, без подготовки добавочной воды.

Расчетная схема комбинированной газопаровой установки

На основе анализа работ [7, 30, 31] разработана схема КГПУ, где объединены схема ГПУ с вводом пара в КС, котел-утилизатор для получения пара на все элементы схемы, встроенный в него утилизатор теплоты и влаги из уходящих газов, работающий в ОЦР. Схема приведена на рис. 1.

Числа на схеме определяют точки процессов на входе и выходе элементов.

Схема работает следующим образом. В КВОУ происходит очистка воздуха от загрязнений, при этом протекает изотермический процесс 0–1 со снижением давления от P_0 до P_1 . ВК в политропном процессе 1–2 сжимает воздух от давления P_1 до P_2 с увеличением температуры от T_1 до T_2 . ТК в политропном процессе 3–4 сжимает газообразное топливо от давления P_3 до P_4 с увеличением температуры от T_3 до T_4 . Перегретый водяной пар с коллектора 18 разделяется на четыре потока. Первый – экологический – в смеси с воздухом подается в КС для снижения температуры сгорания и уменьшения выброса NOx. Второй – энергетический – подается на выход КС для поддержания необходимой температуры на ее выходе. Третий поток водяного пара подается в турбину для охлаждения ее элементов до допустимой температуры металла 850 °C. Четвертый идет на подогрев питательной воды в Пв и через Рд в Да для очистки питательной воды от коррозионных газов.

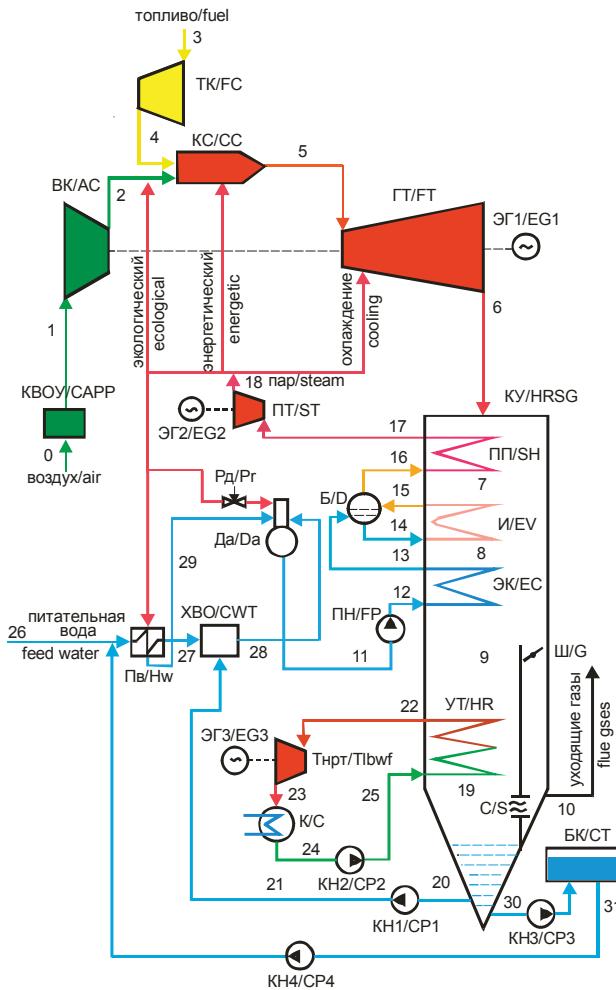


Рис. 1. Схема комбинированной газопаровой установки: КВОУ – комплексная воздухоочистная установка; ВК – воздушный компрессор; КС – камера сгорания; ТК – топливный компрессор; ГТ – газовая турбина; ЭГ1–ЭГ3 – электрические генераторы 1–3; КУ – котел-утилизатор; ПП – пароперегреватель; И – испаритель; Б – барабан; ЭК – экономайзер; ПТ – паровая турбина; ХВО – химводоочистка; ПН – питательный насос; Да – дезаэратор питательной воды; Рд – регулятор давления; Пв – подогреватель питательной воды; Ш – шибер; УТ – утилизатор; С – сепаратор; КН1–КН4 – конденсатные насосы 1–4; Тнрт – турбина НРТ; К – конденсатор; БК – бак конденсата

Fig. 1. Cycle diagram of combined-cycle plant: CAPP – complete air purification plant; AC – air compressor; CC – combustion chamber; FC – fuel compressor; CDT – compressor drive turbine; FT – fuel turbine; EG1-EG3 – electric generators 1-3; HRSG – heat recovery steam generator; SH – superheater; EV – evaporator; D – drum; EC – economizer; PT – power turbine; CWT – chemical water treatment; FP – feed pump; DW – water deaerator; Pr – pressure regulator; WC – water cooler; WH – water heater; G – gate valve; HR – recycler; S – separator; CP1-CP4 – condensate pumps 1-4; Tlbwf – turbine low boiling working fluid; C – capacitor; CT – condensate tank

В КС в процессе окисления углеводородного топлива кислородом воздуха выделяется тепловая энергия и образуются продукты сгорания при давлении P_5 и температуре T_5 : CO_2 и H_2O , которые с N_2 , избыточным воздухом и введенным паром идут на ГТ, где, расширяясь в политропном процессе 5–6, выходят с температурой T_6 и давлением P_6 в котел-утилизатор. Газовая турбина в ЭГ1 вырабатывает заданную электрическую мощность. В КУ уходящие газы в ПП, И и ЭК отдают теплоту в изобарных процессах 6–7, 7–8 и 8–9 для получения из питательной воды перегретого пара, после чего проходят через поверхностный теплоутилизатор, в котором в изобарном процессе 9–19 охлаждаются до температуры ниже точки росы и нагревают низкокипящее рабочее тело в трубках теплоутилизатора. Дальше газы проходят через жалюзийный сепаратор и смешиваются с горячими газами, прошедшими через канал с шибером. Шибер регулирует температуру уходящих в дымовую трубу газов, чтобы в ней не было конденсации водяных паров для предотвращения коррозии металла.

Уловленный в ТУ конденсат с помощью КН1 по линиям 20 и 21 подается на ХВО. Если этого конденсата не хватает для получения необходимого расхода пара на коллекторе 18, то на ХВО подается питательная вода, которая в изобарном процессе 26–27 нагревается в Пв паром с коллектора 18, конденсат пара из Пв по линии 29 сливается в Да, куда также по линии 28 поступает вода с ХВО. Да питается паром через Рд с коллектора 18. Рд служит для поддержания в Да заданного давления. Вода из Да по линии 11 с помощью ПН по линии 12 поступает в экономайзер КУ, в котором в изобарном процессе 12–13 нагревается до температуры, близкой к температуре насыщения, и поступает в Б. Барабан связан с контуром циркуляции И по линиям 14, 15. В испарителе образуется насыщенный пар, который из Б по линии 16 поступает в ПП, где перегревается и по линии 17 через ПТ идет на коллектор 18. Паровая турбина позволяет получить до 6–10 % дополнительной электрической мощности на ЭГ2 и снизить параметры пара до необходимых для ввода в КС. Полученный в ТУ перегретый пар НРТ по линии 22 идет в Тнрт, где совершают механическую работу, которая служит для выработки электроэнергии в ЭГ3. Из Тнрт пар по линии 23 идет в конденсатор, где в изобарном процессе превращается в конденсат НРТ, который по линиям 24 и 25 с помощью КН2 поступает в ТУ. Регулирование уровня в конденсатосборнике КУ производится конденсатным насосом КН3, который перекачивает избыток конденсата по линии 30 в бак конденсата БК. При недостатке питательной воды для получения пара в КУ конденсат из БК по линии 31 КН4 добавляется к питательной воде, после чего проходит

дит подогрев, очистка от вредных примесей и дезаэрация.

Методика расчета тепловой схемы КГПУ

На основе рис. 1 разработана блок-схема расчета КГПУ, которая приведена на рис. 2.

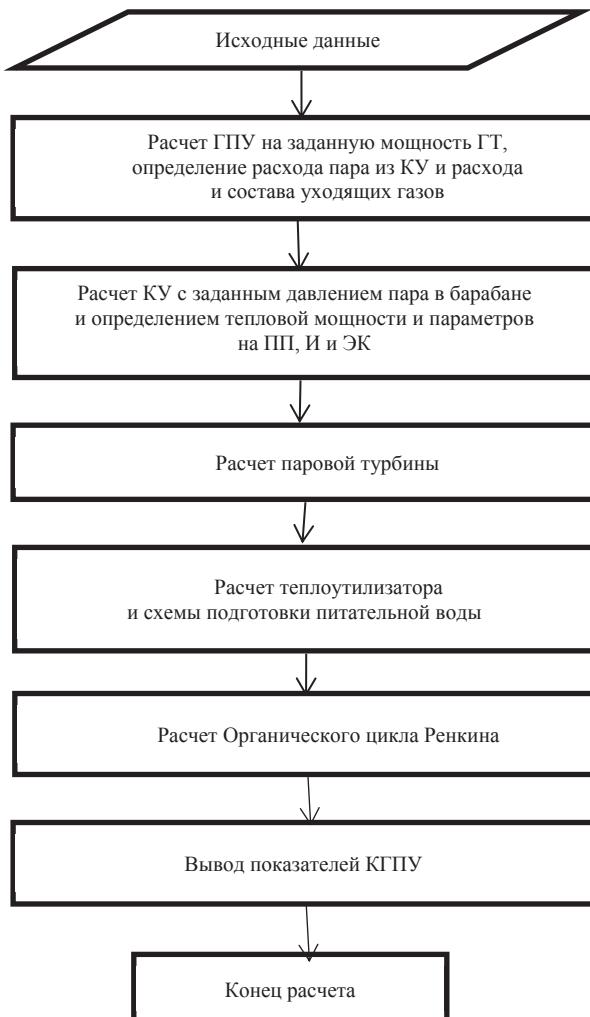


Рис. 2. Блок-схема расчета КГПУ

Fig. 2. Block diagram of the calculation of the combined gas-steam plant

Исходные данные:

- параметры наружного воздуха: $P_{\text{нв}}$, $t_{\text{нв}}$, $\Phi_{\text{нв}}$;
- состав природного газа: CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 и т. д.;
- параметры природного газа в газопроводе: $P_{\text{т}}$, $t_{\text{т}}$;
- относительные потери давления в элементах схемы: $\delta P_{\text{кв}}$, $\delta P_{\text{вк.вых}}$, $\delta P_{\text{тк.вых}}$, $\delta P_{\text{кс}}$, $\delta P_{\text{пт-кс}}$, $\delta P_{\text{кс-гт}}$, $\delta P_{\text{гт.вых}}$, $\delta P_{\text{ПП}}$, $\delta P_{\text{ЭК}}$, $\delta P_{\text{ТиртТУ}}$;
- КПД: $\eta_{\text{вк}}$, $\eta_{\text{тк}}$, $\eta_{\text{м.вк}}$, $\eta_{\text{м.тк}}$, $\eta_{\text{кс}}$, $\eta_{\text{пт}}$, $\eta_{\text{тирт}}$, $\eta_{\text{эг1}}$, $\eta_{\text{эг2}}$, $\eta_{\text{эг3}}$, $\eta_{\text{мт}}$, $\eta_{\text{пн}}$, $\eta_{\text{кн}}$;
- потери от утечек в ВК $a_{\text{ут}}$;
- степень сжатия воздушного компрессора ε ;

- температура на выходе КС $t_{\text{гпс}}$;
- относительный расход вводимого пара d ;
- электрическая мощность на генераторе ЭГ1 $N_{\text{г}}$;
- недогрев температуры пара на выходе ПП котла-утилизатора до температуры газов на выходе газовой турбины $\Delta t_{\text{ПП}}$;
- давление пара в барабане котла утилизатора $P_{\text{б}}$;
- температура питательной воды на входе ЭК котла-утилизатора $t_{\text{пв}}$;
- температура газов на выходе теплоутилизатора $t_{\text{2гпс}}$;
- НРТ – вещества;
- давление НРТ на выходе ТУ $P_{\text{НРТ}}$;
- температура в конденсаторе ОЦР $t_{\text{к}}$.

Расчет ГПУ на заданную мощность ГТ, определение давлений и процессов в трактах ВК и ТК, давлений и процессов в КС и в тракте от КС до ГТ, расхода пара $D_{\text{ПП}}=d \cdot B$ в КС и расхода газопаровой смеси из КС $G_{\text{гпс}}=g_{\text{гпс}} \cdot B$, где d и $g_{\text{гпс}}$ – относительные расходы пара в КС и газопаровой смеси из КС на кг топлива, B – расход топлива в КС, а также состава и температуры уходящих газов из ГТ рассмотрены в [7].

Расчет КУ с заданным давлением пара в Б и определением тепловой мощности и параметров на ПП, И и ЭК

На этом этапе по заданному давлению в барабане $P_{\text{б}}$ определяем температуру насыщения t_{sB} , удельную энталпию насыщенной воды $h'_{\text{б}}$ и насыщенного пара $h''_{\text{б}}$ по функциям базы *Colprop* [32]. По $\Delta t_{\text{ПП}}$ определяем температуру пара $t_{\text{ПП}}$ на выходе ПП котла утилизатора. Давление на выходе ПП $P_{\text{ПП}}=(1-\delta P_{\text{ПП}}) \cdot P_{\text{б}}$. По $P_{\text{ПП}}$ и $t_{\text{ПП}}$ определяем удельную энталпию $h_{\text{ПП}}$ и удельную энтропию $s_{\text{ПП}}$ пара на выходе ПП.

По температуре выхода газов из газовой турбины $t_{\text{г.выхГТ}}$, расходу и составу парогазовой смеси, входящей в котел-утилизатор из газовой турбины, определяем температуру парогазовой смеси на выходе ПП $t_{\text{г.выхПП}}$ перед испарителем. Для этого приближенно задаем $t'_{\text{г.выхПП}}$, и по составу уходящих газов определяем энталпии газов на входе $h_{\text{г.выхГТ}}$ и выходе $h_{\text{г.выхПП}}$ ПП и среднюю удельную теплопроводность газов на участке ПП $c_{\text{г.ПП}}$. По формуле $t_{\text{г.выхПП}}=t_{\text{г.выхГТ}}-Q_{\text{ПП}}/c_{\text{г.ПП}}$ уточняем температуру парогазовой смеси на выходе ПП, если $|(t_{\text{г.выхПП}}-t'_{\text{г.выхПП}})/t_{\text{г.выхПП}}| \cdot 100 > 0,5$, то итерационный процесс уточнения $t_{\text{г.выхПП}}$ повторяем до достижения заданной погрешности, где расход теплоты подведенной в ПП $Q_{\text{ПП}}=G_{\text{гпс}} \cdot (h_{\text{г.выхГТ}}-h_{\text{г.выхПП}})$.

Расход пара, проходящий через ПП, определяется как $D=Q_{\text{ПП}}/(h_{\text{ПП}}-h''_{\text{б}})$. Этот расход должен быть больше $D_{\text{П}}$ на величину расхода пара в Д и на охлаждение, что достигается изменением относительного расхода d .

Расход теплоты, подведенной в испарителе котла-утилизатора, определяем по формуле

$$Q_i = D \cdot (h''_b - h'_b).$$

Определяем температуру парогазовой смеси на выходе испарителя. Для этого приближенно задаем $t'_{\text{г.выхИ}}$, и по составу уходящих газов определяем энталпию газов $h_{\text{г.выхИ}}$ и среднюю удельную теплоемкость газов на участке И $c_{\text{гИ}}$. По формуле $t_{\text{г.выхИ}} = t_{\text{г.выхПП}} - Q_i / c_{\text{гИ}}$ уточняем температуру парогазовой смеси на выходе И, если $|(t_{\text{г.выхИ}} - t'_{\text{г.выхИ}}) / t_{\text{г.выхИ}}| \cdot 100 > 0,5$, то итерационный процесс уточнения $t_{\text{г.выхИ}}$ повторяем до достижения заданной погрешности.

Расход теплоты, подведенной в экономайзере котла-утилизатора, определяется по формуле $Q_{\text{ЭК}} = D \cdot (h'_b - h_{\text{ПВ}})$, где $h_{\text{ПВ}}$ определяется по $P_{\text{ПВ}}$ и $t_{\text{ПВ}}$ по функции базы *Colprop*. Давление $P_{\text{ПВ}}$ определяется по формуле $P_{\text{ПВ}} = (1 + \delta P_{\text{ЭК}}) \cdot P_b$.

Определяем температуру парогазовой смеси на выходе ЭК. Для этого приближенно задаем $t'_{\text{г.выхЭК}}$, и по составу уходящих газов определяем среднюю удельную теплоемкость газов на участке ЭК $c_{\text{гЭК}}$. По формуле $t_{\text{г.выхЭК}} = t_{\text{г.выхИ}} - Q_{\text{ЭК}} / c_{\text{гЭК}}$ уточняем температуру парогазовой смеси на выходе ЭК, если $|(t_{\text{г.выхЭК}} - t'_{\text{г.выхЭК}}) / t_{\text{г.выхЭК}}| \cdot 100 > 0,5$, то итерационный процесс уточнения $t_{\text{вых.г.ЭК}}$ повторяем до достижения заданной погрешности. По $t_{\text{г.выхЭК}}$ и составу уходящих газов определяем энталпию газов на выходе экономайзера $h_{\text{г.выхЭК}}$.

Расчет паровой турбины

Располагаемый теплоперепад паровой турбины, $H_0 = h_{\text{ПП}} - h_{\text{Пт}}$, где удельная энталпия пара за турбиной в теоретическом процессе расширения $h_{\text{Пт}}$ определяется по $P_{\text{П}}$ и $s_{\text{ПП}}$ по функции базы *Colprop*, где $P_{\text{П}} = P_{\text{КС}} \cdot (1 + \delta P_{\text{Пт-КС}})$.

Удельная энталпия пара за турбиной в действительном процессе расширения $h_{\text{П}} = h_{\text{ПП}} - H_0 \cdot \eta_{\text{Пт}}$. Этую энталпию пара необходимо подставлять при расчете КС, охлаждения ГТ, Да и Пв. Температура пара за паровой турбиной $t_{\text{П}}$ определяется по $P_{\text{П}}$ и $h_{\text{П}}$.

Электрическая мощность ПТ

$$N_{\text{ПП}} = D \cdot H_0 \cdot \eta_{\text{Пт}} \cdot \eta_{\text{МТ}} \cdot \eta_{\text{ЭГ2}}.$$

Теплота, переданная водяному пару в КУ,

$$Q_0 = Q_{\text{ПП}} + Q_i + Q_{\text{ЭК}}.$$

Теплота, переданная пару, вводимому в КС,

$$Q_{\text{П}} = D \cdot (h_{\text{П}} - C_{\text{в}} \cdot t_{\text{ХВО}}).$$

Электрический КПД ПТ $\eta_{\text{ПП}} = N_{\text{ПП}} / (Q_0 - Q_{\text{П}})$.

Расчет теплоутилизатора и схемы подготовки питательной воды

Расчет теплоутилизатора подробно рассмотрен в [33]. На основе его расчета определяются параметры уходящих из теплоутилизатора газов и количество уловленного из них конденсата $G_{\text{К}}$, а также

параметры и расход нагреваемого теплоносителя. Там же рассмотрен расчет массы сухих газов, водяного пара и влагосодержание в сухой зоне $d_{\text{СУХ}}$. Влагосодержание газов на выходе теплоутилизатора $d_{\text{г.выхТУ}}$ определяется по формуле [34] в зависимости от коэффициента избытка воздуха α , давления газов $P_{\text{г}}$ и температуры газов на выходе $t_{\text{г.выхТУ}}$.

Давление насыщения водяных паров в теплоутилизаторе определяется как $P_S = P_{\text{г}} \cdot r_{\text{H2O}}$, где $P_{\text{г}}$ – давление газов в ТУ; r_{H2O} – объемная доля водяных паров в газах. По P_S определяется температура точки росы t_p и энталпия газов h_p . Теплота переданная газами в сухой зоне $Q_{\text{СУХ}} = G_{\text{ПС}} \cdot (h_{\text{г.выхЭК}} - h_p)$, а в мокрой $Q_{\text{МОК}} = G_{\text{ПС}} \cdot (h_p - h_{\text{г.выхТУ}})$, где $h_{\text{г.выхТУ}}$ – энталпия газов на выходе ТУ.

Расчет схемы подготовки питательной воды заключается в расчете расходов пара на подогреватель питательной воды и на деаэратор.

Подогреватель питательной воды Пв включается, если расхода питательной воды не хватает для получения расхода пара D на выходе КУ. Расход питательной воды на Пв определяется как $G_{\text{ПВ}} = D - G_{\text{К}}$. Расход пара на подогреватель питательной воды определяется из уравнения теплового баланса: $D_{\text{ПВ}} = G_{\text{ПВ}} \cdot C_{\text{в}} \cdot (t_{\text{ХВО}} - t_{\text{ПВ}}) / (h_{\text{П}} - h_{\text{ДР}})$, где удельная энталпия дренажа конденсата $h_{\text{ДР}}$ определяется по давлению в подогревателе, которое можно принять 0,2 МПа; $C_{\text{в}}$ – удельная изобарная теплоемкость воды, можно принять 4,2 кДж/(кг·К); $t_{\text{ХВО}}$ – температура воды на ХВО, можно принять 40 °C; $t_{\text{ПВ}}$ – температура исходной воды, можно принять 15 °C.

Расчет Да производится на основе уравнений материального и теплового баланса: $D_{\text{ПД}} + (G_{\text{ПВ}} + G_{\text{К}}) + D_{\text{ПВ}} = D$; $D_{\text{ПД}} \cdot h_{\text{П}} + (G_{\text{ПВ}} + G_{\text{К}}) \cdot C_{\text{в}} \cdot t_{\text{ХВО}} + D_{\text{ПВ}} \cdot h_{\text{ДР}} = D \cdot h_{\text{ПВ}}$. Из этих уравнений определяем $D_{\text{ПД}}$ и $h_{\text{ПВ}}$.

Эффективность применения ОЦР в ПГУ рассмотрена в [35], а методика его расчета приведена в [36].

Важным этапом при расчете ОЦР является выбор НРТ [37, 38]. В настоящее время при выборе НРТ большое внимание уделяется веществам с низким влиянием на разрушение озонового слоя ОДР и на параметр, определяющий глобальное потепление, GWR.

Для расчета выбираем НРТ с низкими ОДР=0 и GWR=11 – пентан. Из расчета теплоутилизатора известны расход и параметры уходящих газов на входе и выходе, а также температура НРТ на входе. Выбор давления НРТ определяется тем, что должны быть обеспечены разности температур между газами и НРТ в критических точках (рис. 3), которые принимаются 5–10 °C. Давление НРТ $P_{\text{НРТ}}$ определит его температуру насыщения $t_{\text{НРТ}}$ и температуру на выходе ТУ $t_{2\text{НРТ}}$, а также энталпии насыщения жидкости $h''_{\text{НРТ}}$ и пара $h''''_{\text{НРТ}}$.

С учетом потери давления в линии 22 от ТУ до Т_{НРТ} определяется давление перед турбиной НРТ $P_{0\text{НРТ}} = (1 - \delta P_{\text{НРТТУ}}) \cdot P_{\text{НРТ}}$. Температуру перед турбиной НРТ $t_{0\text{НРТ}}$ принимаем равной $t_{2\text{НРТ}}$. По давлению и температуре по функциям базы *Colprop* определяем удельную энталпию $h_{0\text{НРТ}} = f(P_{0\text{НРТ}}, t_{0\text{НРТ}})$ и удельную энтропию $s_{0\text{НРТ}} = f(P_{0\text{НРТ}}, t_{0\text{НРТ}})$. По заданной температуре в конденсаторе t_K определяем давление в конденсаторе $P_K = f(t_K)$ и удельную энталпию конденсата $h'_K = f(t_K)$. Повышение удельной энталпии в конденсатном насосе турбины НРТ $\Delta h_{\text{НКН2}} = (P_{\text{НРТ}} - P_K) \cdot v_{\text{НРТ}} / \eta_{\text{КН2}}$, где удельный объем $v_{\text{НРТ}}$ определяется по функции базы *Colprop* по t_K и давлению $(P_{\text{НРТ}} + P_K) / 2$. Удельная энталпия на входе в ТУ $h_{1\text{T}} = h'_K + \Delta h_{\text{НКН2}}$.

Располагаемый теплоперепад турбины НРТ $H_{0\text{НРТ}} = h_{0\text{НРТ}} - h_{K1\text{НРТ}}$, где удельная энталпия пара за турбиной в теоретическом процессе расширения $h_{K1\text{НРТ}}$ определяется по $P_{\text{КНРТ}}$ и $s_{0\text{НРТ}}$ по функции базы *Colprop*.

Удельная энталпия пара за турбиной в действительном процессе расширения $h_{K\text{НРТ}} = h_{0\text{НРТ}} - H_{0\text{НРТ}} \cdot \eta_{\text{НРТ}}$.

Теплота, переданная НРТ в ТУ, $Q_{\text{ТУ}} = Q_{\text{СУХ}} + Q_{\text{МОК}}$.

Расход НРТ $D_{\text{НРТ}} = Q_{\text{ТУ}} / (h_{2\text{T}} - h_{1\text{T}})$.

Теплота, подведенная к НРТ в пароперегревателе, $Q_{\text{ППНРТ}} = D_{\text{НРТ}} \cdot (h_{2\text{T}} - h'_{\text{НРТ}}) \cdot g_{\text{гпсТУ}}$, испарителе $Q_{\text{ИНРТ}} = D_{\text{НРТ}} \cdot (h'_{\text{НРТ}} - h'_{\text{НРТ}}) \cdot g_{\text{гпсТУ}}$ и экономайзере $Q_{\text{ЭКНРТ}} = D_{\text{НРТ}} \cdot (h'_{\text{НРТ}} - h_{1\text{T}}) \cdot g_{\text{гпсТУ}}$, где $g_{\text{гпсТУ}}$ – доля газов, проходящих через ТУ.

Электрическая мощность турбины НРТ $N_{\text{ЭНРТ}} = D_{\text{НРТ}} \cdot H_{0\text{НРТ}} \cdot \eta_{\text{НРТ}} \cdot \eta_{\text{МТ}} \cdot \eta_{\text{ЭГ3}}$.

Электрический КПД турбины НРТ $\eta_{\text{ЭНРТ}} = N_{\text{ЭНРТ}} / Q_{0\text{НРТ}}$.

Электрическая мощность КГПУ $N_{\text{Э}} = N_{\text{ЭГ3}} + N_{\text{ПТ}} + N_{\text{3НРТ}}$.

Электрический КПД КГПУ $\eta_{\text{Э}} = N_{\text{Э}} / (Q_{\text{НР}} \cdot B)$.

Выход показателей КГПУ

В этом разделе выводим основные показатели расчета КГПУ, наиболее важные из которых приведены в табл. 1.

На основе представленного алгоритма разработана программа расчета КГПУ в пакете таблиц *excel* с использованием функций базы *Coolprop*.

С помощью программы проведены расчеты схемы КГПУ по приведенным ниже исходным данным.

Исходные данные:

- параметры наружного воздуха: $P_{\text{НВ}} = 0,1013 \text{ МПа}$, $t_{\text{НВ}} = 15 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $\phi_{\text{НВ}} = 0,6$;
- состав природного газа: $\text{CH}_4 = 98,72 \text{ \%}$, $\text{C}_2\text{H}_4 = 0,12 \text{ \%}$, $\text{C}_3\text{H}_8 = 0,01 \text{ \%}$, $\text{C}_4\text{H}_{10} = 0,009 \text{ \%}$, $\text{CO}_2 = 0,14 \text{ \%}$, $\text{N}_2 = 1 \text{ \%}$;
- параметры природного газа в газопроводе: $P_{\text{ТК, ВХ}} = 0,2 \text{ МПа}$, $t_{\text{ТК, ВХ}} = 5 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- относительные потери давления: $\delta P_{\text{КВОЙ}} = 0,01$, $\delta P_{\text{ВК, ВЫХ}} = \delta P_{\text{КС}} = \delta P_{\text{ПТ-КС}} = \delta P_{\text{КС-ГР}} = \delta P_{\text{ГР, ВЫХ}} = \delta P_{\text{ПП}} = \delta P_{\text{ЭК}} = \delta P_{\text{НРТТУ}} = 0,03$;
- КПД: $\eta_{\text{ВК}} = 0,86$, $\eta_{\text{ТК}} = 0,9$, $\eta_{\text{М.ВК}} = \eta_{\text{М.ТК}} = 0,995$, $\eta_{\text{КС}} = 0,995$, $\eta_{\text{ГР}} = 0,93$, $\eta_{\text{ПТ}} = 0,85$, $\eta_{\text{НРТ}} = 0,88$, $\eta_{\text{ЭГ1}} = \eta_{\text{ЭГ2}} = \eta_{\text{ЭГ3}} = 0,992$, $\eta_{\text{МТ}} = 0,99$, $\eta_{\text{ПН}} = 0,8$, $\eta_{\text{КН1}} = \eta_{\text{КН2}} = \eta_{\text{КН3}} = \eta_{\text{КН4}} = 0,75$;
- потери от утечек в ВК $\alpha_{\text{УТ}} = 0,005$;
- степень сжатия ВК $\varepsilon = 40$;
- температура на выходе КС $t_{\text{ГКС}} = 1500 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- относительный расход вводимого пара в КС $d = 5,0 \text{ кг/кг}$;
- электрическая мощность на ГЭ1 $N_{\text{Э}} = 100 \text{ МВт}$;
- недогрев температуры пара на выходе ПП котла-утилизатора до температуры газов на выходе газовой турбины $\Delta t_{\text{ПП}} = 20 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- давление пара в барабане котла утилизатора $P_{\text{Б}} = 18 \text{ МПа}$;
- температура питательной воды на входе ЭК котла-утилизатора $t_{\text{ПВ}} = 104,78 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- температура газов на выходе теплоутилизатора $t_{\text{2ГПС}} = 40 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- НРТ – пентан;
- давление НРТ на выходе ТУ $P_{\text{НРТ}} = 0,1 \text{ МПа}$;
- температура в конденсаторе ОЦР $t_K = 15 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Основные результаты расчета по этим исходным данным приведены в табл. 1.

Таблица 1. Основные результаты расчета комбинированной газопаровой установки

Table 1. Main results of the calculation of a combined gas-steam plant

Показатель Indicator	обозначение designation	размерность dimension	значение value
Относительный расход вводимого пара в КС к расходу топлива Relative consumption of steam introduced into the combustion chamber to fuel consumption	d	-	5,0
Температура воздуха за воздушным компрессором Air temperature behind the air compressor	$t_{\text{ВК}} / t_{\text{АС}}$	${}^{\circ}\text{C}$	583
Температура природного газа за топливным компрессором Natural gas temperature behind the fuel compressor	$t_{\text{ТК}} / t_{\text{FC}}$		578
Состав продуктов сгорания при нормальных условиях с учетом ввода пара в камеру сгорания: Composition of combustion products under normal conditions, taking into account the introduction of steam into the combustion chamber:		кг/кг топлива kg/kg fuel	
азот/nitrogen	N_2	-	0,417
диоксид углерода/carbon dioxide	CO_2	-	0,088
пары воды/water vapor	H_2O	-	0,241

воздух/air	θ/a	–	0,254
Энталпия продуктов сгорания/Enthalpy of combustion products	$h_{\text{mc}}/h_{\text{sgm}}$	кДж/кг/кДж/кг	3015
Энталпия вводимого пара в КС/Enthalpy of steam introduced into the CS	$h_{\text{п}}/h_{\text{W}}$	кДж/кг/кДж/кг	3223
Коэффициент избытка воздуха в КС/Excess air coefficient in the compressor station	$\alpha_{\text{КС}}/\alpha_{\text{CS}}$	–	1,465
Полная удельная работа газовой турбины/Total specific work of a gas turbine	$H_{\text{ГТ}}/H_{\text{gt}}$	кДж/кг/кДж/кг	1317
Удельная работа воздушного компрессора/Specific work of an air compressor	$H_{\text{K}}/H_{\text{c}}$	кДж/кг/кДж/кг	598
Коэффициент связи расхода в турбину с расходом компрессора	b	–	0,808
Coefficient of connection of turbine flow rate with compressor flow rate			
Удельная работа на валу газовой турбины/Specific work on the shaft of a gas turbine	H_{e}	кДж/кг/кДж/кг	826
Расход воздуха в компрессоре/Air consumption in the compressor	$G_{\text{K}}/G_{\text{C}}$	кг/с/кг/с	97,9
Расход топлива/Fuel consumption	B	кг/с/кг/с	3,976
Расход вводимого в камеру сгорания пара	$D_{\text{п}}/D_{\text{W}}$		
Consumption of steam introduced into the combustion chamber			
Мощность газовой турбины/Gas turbine power	$N_{\text{ГТ}}/N_{\text{GT}}$	МВт/MW	160,3
Мощность компрессора/Compressor power	$N_{\text{K}}/N_{\text{C}}$	МВт/MW	58,8
Коэффициент полезной работы/Efficiency factor	φ	–	0,633
Электрический КПД газовой турбины/Electrical efficiency of a gas turbine	$\eta_{\text{ГТ}}/\eta_{\text{GT}}$	%	51,35
Расход газов на выходе газовой турбины/Gas flow rate at the outlet of a gas turbine	$G_{\text{mc}}/G_{\text{gsm}}$	кг/с/кг/с	121,7
Температура ГПС за газовой турбиной/ GPS temperature behind a gas turbine	$t_{\text{mc}}/t_{\text{gsm}}$	°C	640,8
Энталпия ГПС на выходе газовой турбины/Gas turbine enthalpy outlet gas stream	$h_{\text{mc}}/h_{\text{gsm}}$	кДж/кг/кДж/кг	1698,5
Температура ГПС на выходе пароперегревателя/ GPS temperature at superheater outlet	$t_{\text{г.выхПП}}/t_{\text{g.outSH}}$	°C	487,5
Энталпия ГПС на выходе пароперегревателя/ GPS enthalpy at superheater outlet	$h_{\text{г.выхПП}}/h_{\text{g.outSH}}$	кДж/кг/кДж/кг	1486,7
Средняя теплоемкость ГПС в пределах пароперегревателя	$C_{\text{пп}}/C_{\text{gSH}}$	кДж/(кг·К) кДж/(kg·K)	1,38
GPS average heat capacity within the superheater			
Тепловая мощность пароперегревателя/Superheater thermal power	$Q_{\text{пп}}/Q_{\text{SH}}$	МВт/MW	25,78
Расход пара на выходе пароперегревателя/Steam flow rate at the superheater outlet	D	кг/с/кг/с	23,22
Температура ГПС на выходе испарителя/GPS temperature at the evaporator outlet	$t_{\text{г.выхИ}}/t_{\text{g.outE}}$	°C	362,8
Энталпия ГПС на выходе испарителя/GPS enthalpy at the evaporator outlet	$h_{\text{г.выхИ}}/h_{\text{g.outE}}$	кДж/кг/кДж/кг	1320,6
Средняя теплоемкость ГПС в пределах испарителя	$C_{\text{гИ}}/C_{\text{gE}}$	кДж/(кг·К) кДж/(kg·K)	1,33
GPS average heat capacity within the evaporator			
Тепловая мощность испарителя/Evaporator thermal power	$Q_{\text{И}}/Q_{\text{E}}$	МВт/MW	20,21
Температура ГПС на выходе экономайзера/GPS temperature at the economizer outlet	$t_{\text{г.выхЭК}}/t_{\text{g.outEC}}$	°C	183,9
Энталпия ГПС на выходе экономайзера/GPS enthalpy at the economizer outlet	$h_{\text{г.выхЭК}}/h_{\text{g.outEC}}$	кДж/кг/кДж/кг	1091,7
Средняя теплоемкость ГПС в пределах экономайзера	$C_{\text{гЭК}}/C_{\text{gEC}}$	кДж/(кг·К) кДж/(kg·K)	1,28
GPS average heat capacity within the economizer			
Тепловая мощность экономайзера/Economizer thermal power	$Q_{\text{ЭК}}/Q_{\text{EC}}$	МВт/MW	27,9
Температура пара на выходе пароперегревателя/Steam temperature at the superheater outlet	$t_{\text{пп}}/t_{\text{SH}}$	°C	620,8
Давление пара на выходе пароперегревателя/Steam pressure at the superheater outlet	$P_{\text{пп}}/P_{\text{SH}}$	МПа/МПа	17,1
Энталпия пара на выходе пароперегревателя/Steam enthalpy at the superheater outlet	$h_{\text{пп}}/h_{\text{SH}}$	кДж/кг/кДж/кг	3620
Энталпия пара за паровой турбиной/Steam enthalpy behind steam turbine	$h_{\text{п}}/h_{\text{s}}$	кДж/кг/кДж/кг	3223
Температура пара за паровой турбиной/Steam temperature behind steam turbine	$t_{\text{п}}/t_{\text{s}}$	°C	404,7
Электрическая мощность на генераторе паровой турбины	$N_{\text{эПТ}}/N_{\text{eST}}$	МВт/MW	8,94
Electrical power at steam turbine generator			
Электрический КПД паровой турбины/Steam turbine electrical efficiency	$\eta_{\text{эПТ}}/\eta_{\text{eST}}$	%	83,48
Температура точки росы/Dew point temperature	$t_{\text{p}}/t_{\text{a}}$	°C	73,24
Влагосодержание ГПС в сухой зоне/GPS moisture content in the dry zone	$d_{\text{CVX}}/d_{\text{DZ}}$	кг/кг/кг/кг	0,318
Расход сухих газов/Dry gas consumption	$G_{\text{CVX}}/G_{\text{DG}}$	кг/с/кг/с	92,9
Энталпия ГПС за сухой зоной/GPS enthalpy behind the dry zone	$h_{\text{г.CVX}}/h_{\text{gDZ}}$	кДж/кг/кДж/кг	954,3
Средняя теплоемкость ГПС в пределах сухой зоны	$C_{\text{г.CVX}}/C_{\text{gDZ}}$	кДж/(кг·К) кДж/(kg·K)	1,24
GPS average heat capacity within the dry zone			
Доля расхода ГПС через ТУ/Share of GPS consumption through TU	$g_{\text{гПСТУ}}/g_{\text{gpsTU}}$	–	0,86
Тепловая мощность ТУ в сухой зоне/TU thermal power in dry zone	$Q_{\text{СУХ}}/Q_{\text{DZ}}$	МВт/MW	14,4
Энталпия ГПС за мокрой зоной/GPS enthalpy behind the wet zone	$h_{\text{гМOK}}/h_{\text{gWZ}}$	кДж/кг/кДж/кг	410,3
Тепловая мощность ТУ в мокрой зоне/TU thermal power in the wet zone	$Q_{\text{МОK}}/Q_{\text{WZ}}$	МВт/MW	56,9
Влагосодержание ГПС на выходе ТУ/GPS moisture content at the TU outlet	$d_{\text{г.выхТУ}}/d_{\text{g.outTU}}$	кг/кг/кг/кг	0,047
Расход конденсата из ГПС/Condensate consumption from GPS	$G_{\text{КгПС}}/G_{\text{Cgps}}$	кг/с/кг/с	25,3
Суммарная тепловая мощность ТУ/Total thermal power of the TU	$Q_{\text{ТУ}}/Q_{\text{TU}}$		73,2
Тепловая мощность пароперегревателя НРТ/Thermal power of the NRT superheater	$Q_{\text{ппНРТ}}/Q_{\text{SHnrt}}$		18,8
Тепловая мощность испарителя НРТ/Thermal power of the NRT evaporator	$Q_{\text{иНРТ}}/Q_{\text{Enrt}}$		36,3
Тепловая мощность экономайзера НРТ/Thermal power of the NRT economizer	$Q_{\text{экНРТ}}/Q_{\text{ECnrt}}$		16,2
Расход НРТ в ТУ/NRT consumption in TU	$D_{\text{НРТ}}/D_{\text{NRT}}$	кг/с/кг/с	119,5
Температура НРТ на выходе ТУ/NRT temperature at the TU outlet	$t_{\text{2НРТ}}/t_{\text{2NRT}}$		133,9
Температура насыщения НРТ в ТУ/NRT saturation temperature in TU	$t_{\text{шНРТ}}/t_{\text{snrt}}$	°C	41,2
Температура насыщения НРТ в конденсаторе/NRT saturation temperature in the condenser	$t_{\text{к}}/t_{\text{c}}$		20,0
Давление насыщения НРТ в конденсаторе/NRT saturation pressure in the condenser	$P_{\text{к}}/P_{\text{c}}$	кПа/кПа	57
Электрическая мощность турбины НРТ/NRT turbine electric power	$N_{\text{зНРТ}}/N_{\text{eNrt}}$	МВт/MW	3,40
Электрический КПД турбины НРТ/Electrical efficiency of the NRT turbine	$\eta_{\text{зНРТ}}/\eta_{\text{eNrt}}$	%	4,86
Электрическая мощность КГПУ/KGPU electric power	$N_{\text{з}}/N_{\text{e}}$	МВт/MW	112,34
Электрический КПД КГПУ/KGPU electrical efficiency	$\eta_{\text{з}}/\eta_{\text{e}}$	%	57,68
Температура уходящих газов перед дымовой трубой	$t_{\text{дт}}/t_{\text{ch}}$	°C	60,1
Temperatute of exhaust gases before the chimney			

Таблица 2. Термовая нагрузка и температуры газов, пара и воды в котле-утилизаторе

Table 2. Thermal load and temperatures of gases, steam and water in the boiler

Параметры Parameters	вход КУ KU entrance	ПП SH	И E	ЭК EC	точка росы dew point	ЭК НРТ EC NRT
$Q, \text{МВт}/\text{MW}$	0,00	25,78	45,99	73,86	88,25	145,19
$t_{газов}/t_{gases}, ^\circ\text{C}$	640,76	487,45	362,77	183,87	73,24	40,00
$t_{пара}/t_{steam}, ^\circ\text{C}$	620,76	352,77	352,77	—	—	—
$t_{воды}/t_{water}, ^\circ\text{C}$	—	—	347,77	104,78	—	—

Таблица 3. Термовая нагрузка и температуры газов и низкокипящего рабочего тела в теплоутилизаторе

Table 3. Thermal load and temperatures of gases and low-boiling working fluid in the heat recovery unit

Параметры/Parameters	ЭК КУ/EC boiler	ПП НРТ/SH NRT	И НРТ/E NRT	ЭК НРТ/EC NRT
$Q, \text{МВт}/\text{MW}$	73,86	92,66	128,99	145,19
$t_{газов}/t_{gases}, ^\circ\text{C}$	183,87	177,67	51,11	40,00
$t_{пар.нрт}/t_{steam.nrt}, ^\circ\text{C}$	133,87	41,11	41,11	—
$t_{ЭК.нрт}/t_{ec.nrt}, ^\circ\text{C}$	—	—	41,11	20,50

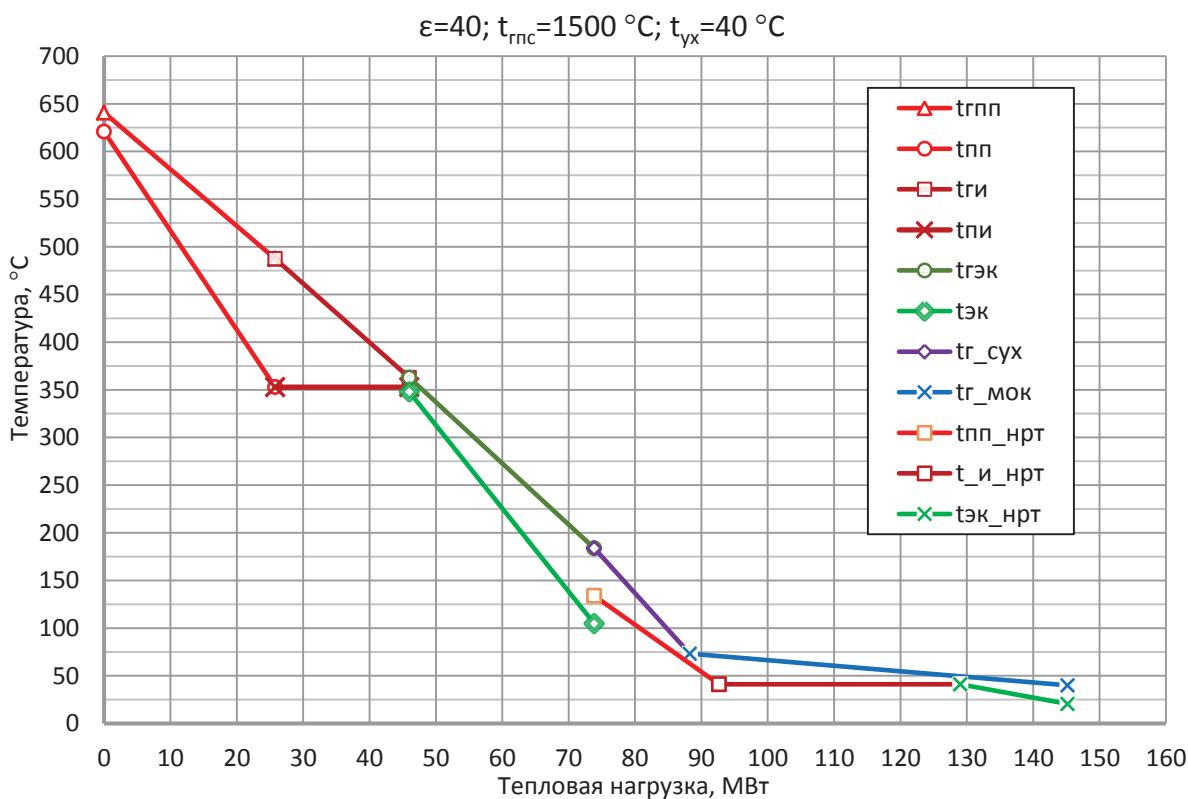


Рис. 3. Диаграмма изменения температур в поверхностях нагрева котла-утилизатора и теплоутилизатора в зависимости от тепловой нагрузки

Fig. 3. Diagram of temperature changes in the heating surfaces of the waste heat boiler and heat recovery unit depending on the heat load

На основе расчета котла-утилизатора и теплоутилизатора заполнены табл. 2, 3.

На основе табл. 2, 3 построена диаграмма изменения температур в поверхностях нагрева КУ и ТУ, которая приведена на рис. 3, где ε – степень сжатия в компрессоре; $t_{\text{рпс}}$ – температура газов на выходе КС; t_{yx} – температура газов за ТУ.

Выходы

Разработана схема комбинированной газопаровой установки с вводом пара в камеру сгорания на основе газотурбинного цикла Брайтона, паротурбинного цикла Ренкина и Органического цикла Ренкина с использованием теплоты уходящих из газовой турбины газов в котле-утилизаторе и теплоутилизаторе.

Разработана методика и программа расчета предложенной схемы комбинированной газопаровой установки. Программа позволяет рассчитывать схему при изменении любых исходных параметров

Пример расчета по программе показал, что при степени сжатия в компрессоре 40, температуре газов перед газовой турбиной 1500 °C и за теплоутилизатором 40 °C при вводе пара 5 кг/кг топлива в камеру сгорания и утилизации теплоты в котле-утилизаторе и теплоутилизаторе можно получить электрический КПД 57,68 %. При этом электрический КПД газовой

турбины 51,35 %, паровой турбины 83,48 % и турбины на низкокипящем рабочем теле 4,86 %. Высокий КПД паровой турбины объясняется тем, что она работает с полезным отпуском пара без внешних потерь теплоты.

Применение ввода пара в камеру сгорания и глубокая утилизация теплоты в котле-утилизаторе и теплоутилизаторе позволили на 12,34 МВт увеличить электрическую мощность комбинированной газопаровой установки, где 8,94 МВт – прирост мощности в паровой турбине и 3,40 МВт – в турбине на низкокипящем рабочем теле.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ольховский Г.Г. Парогазовые установки для отечественных ТЭС // Электрические станции. – 2020. – № 1. – С. 21–28.
2. Манушин Э.А. Современные сверхмощные энергетические газотурбинные и парогазовые установки турбостроительных компаний мира // Газотурбинные технологии. – 2020. – № 3. – С. 2–8.
3. Ольховский Г.Г. Наиболее мощные энергетические ГТУ (обзор) // Теплоэнергетика. – 2021. – № 6. – С. 87–93.
4. Зысин В.А., Турчанинов Б.В. О работе ГТУ по газопаровому циклу с котлом-утилизатором // Энергомашиностроение. – 1960. – № 9. – С. 18–21.
5. Зысин В.А. Комбинированные и парогазовые установки и циклы. – М.; Л.: ГЭИ, 1962. – 186 с.
6. Арсеньев Л.В., Тырышкин В.Г. Комбинированные установки с газовыми турбинами. – Л.: Машиностроение, 1982. – 247 с.
7. Влияние расхода пара в камеру сгорания контактной газопаровой установки на ее энергетические характеристики / Н.Н. Галашов, А.А. Туболев, Е.С. Болдушевский, А.А. Минор // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 2. – С. 48–59.
8. Influence of water injection on performance of scramjet engine / Yuefei Xiong, Jiang Qin, Kunlin Cheng, Youyin Wang // Energy. – 2020. – Vol. 201. – P. 117477–117490.
9. Efficiency boosting and steam saving for a steam-injected gas turbine engine: optimization study of the running conditions / A.M. Abubaker, A. Darwish Ahmad, M.N.A. Magableh, Y.S.H. Najjar // Journal of Energy Engineering – ASCE. – 2021. – Vol. 147 (1). – P. 732–748.
10. Techno-economic comparison of combined cycle gas turbines with advanced membrane configuration and MEA solvent at part load conditions / M. van Der Spek, D. Bonalumi, G. Manzolini, A. Ramirez, A.P.C. Faaij // Energy and Fuels. – 2018. – Vol. 32 (1). – P. 625–645.
11. Steam injected Humphrey cycle for gas turbines with pressure gain combustion / P. Stathopoulos, T. Rähse, J. Vinkeloe, N. Djordjevic // Energy. – 2019. – Vol. 188. – P. 116020.
12. On energy, exergy, and environmental aspects of a combined gas-steam cycle for heat and power generation undergoing a process of retrofitting by steam injection / P. Ziolkowski, T. Kowalczyk, M. Lemański, J. Badur // Energy ConversI with Con and Management. – 2019. – Vol. 192. – P. 374–384.
13. Chmielewski M., Niszczoła P., Gieras M. Combustion efficiency of fuel-water emulsion in a small gas turbine // Energy. – 2020. – Vol. 211. – P. 118961–118985.
14. Иванов А.А., Ермаков А.Н., Шляхов Р.А. О глубоком подавлении выбросов NOx и CO в ГТУ с впрыском воды или пара // Известия РАН. Энергетика. – 2010. – № 3. – С. 119–128.
15. Гордин К.А., Масленников В.М., Филимонова Е.А. Оценка уровня эмиссии оксидов азота при подаче пара с природным газом в камеру сгорания газотурбинной установки // Теплофизика высоких температур. – 2013. – Т. 51. – № 6. – С. 937–944.
16. Даценко В.В., Зейгарник Ю.А., Косой А.С. Опыт использования воды и водяного пара для обеспечения экологических норм в конверсионных газотурбинных двигателях // Теплоэнергетика. – 2014. – № 4. – С. 49–56.
17. Generation characteristics of thermal NOx in a double-swirler annular combustor under various inlet conditions / Zaiguo Fu, Huanhuan Gao, Zhuoxiong Zeng, Jiang Liu, Qunzhi Zhu // Energy. – 2020. – Vol. 200. – P. 117487–117501.
18. Zhao, Feng Liu, Anyao Jiao, Qiguo Yang, Hongtao Xu, Xiaowei Liao. Prediction model of NO_x emissions in the heavy-duty gas turbine combustor based on MILD combustion // Energy. – 2023. – Vol. 282. – P. 128974–128998.
19. Farokhipour A., Hamidpour E., Amani E. A numerical study of NOx reduction by water spray injection in gas turbine combustion chambers // Fuel. – 2018. – Vol. 212. – P. 173–186.
20. Efficiency of utilization of heat of moisture from exhaust gases of heat HRSG of CCGT / N. Galashov, S. Tsibulskiy, D. Melnikov, A. Kiselev, A. Gabdullina // MATEC Web of Conferences. – Tomsk, 2017. – P. 01027–01031.
21. Mokhtari H., Ahmadisedigh H., Ameri M. The optimal design and 4E analysis of double pressure HRSG utilizing steam injection for Damavand power plant // Energy. – 2017. – Vol. 118. – P. 399–413.
22. Promising direction of perfection of the utilization combine cycle gas turbine units / A.I. Gabdullina, N.N. Galashov, S.A. Tsibulskiy, D.V. Melnikov, I.A. Asanov, A.S. Kiselev // MATEC Web of Conferences. – Tomsk, 2016. – P. 01004–01008.
23. Numerical and experimental investigation of flue gases heat recovery via condensing heat exchanger / A. Macháčková, R. Kocich, M. Bojko, L. Kuncická, K. Polko // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2018. – Vol. 124. – P. 1321–1333.
24. An experimental study of an Organic Rankine Cycle utilizing HCFO-1233zd as a drop-in replacement for HFC-245fa for ultra-low-grade waste heat recovery / S. Araya, A.P. Wemhoff, G.F. Jones, A.S. Fleischer // Applied Thermal Engineering – 2020. – Vol. 180. – P. 115757–115796.
25. Development of a novel cogeneration system by combining organic rankine cycle and heat pump cycle for waste heat recovery / Liuchen Liu, Jinlu Wu, Fen Zhong, Naiping Gao, Guomin Cui // Energy. – 2021. – Vol. 217. – P. 119445.
26. Constructal thermodynamic optimization for dual-pressure organic Rankine cycle in waste heat utilization system / Huijun Feng, Zhixiang Wu, Lingen Chen, Yanlin Ge // Energy Conversion and Management. – 2021. – Vol. 227. – P. 113585

27. Considerations on alternative Organic Rankine Cycle configurations for low-grade waste heat recovery / B.J. Woodland, D. Ziviani, J.E. Braun, E.A. Groll // Energy. – 2020. – Vol. 217. – P. 116810–116827.
28. Anurag Kumar, Dibakar Rakshit. A critical review on waste heat recovery utilization with special focus on Organic Rankine Cycle applications // Cleaner Engineering and Technology. – 2021. – Vol. 5. – P. 100292–100318.
29. Performance improvement of ORC by breaking the barrier of ambient pressure / Zhixin Sun, Yisheng Huang, Na Tian, Kui Lin // Energy. – Vol. 262. – P. A. – 2023. – P. 125408–125432.
30. Параметрический анализ схемы газопаровой установки с помощью математической модели / Н.Н. Галашов, А.А. Туболев, А.А. Минор, А.И. Баннова // Известия Томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 12. – С. 124–135.
31. Расчет параметров схемы газопаровой установки с глубокой утилизацией и отпуском теплоты / Н.Н. Галашов, А.А. Туболев, В.В. Беспалов, А.А. Минор, Е.С. Болдушевский // Известия Томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 5. – С. 43–55.
32. Pure and pseudo-pure fluid thermophysical property evaluation and the open-source thermophysical property library CoolProp / H. Bell Ian, J. Wronski, S. Quoilin, V. Lemort // Industrial & Engineering Chemistry Research. – 2014. – Vol. 53. – P. 2498–2508.
33. Болдушевский Е.С., Туболев А.А., Галашов Н.Н. Алгоритм расчета поверхностного теплоутилизатора // Бутаковские чтения. Сборник статей III Всероссийской с международным участием молодёжной конференции. – Томск, – 2023. – С.486–490.
34. Галашов Н.Н., Туболев А.А., Киселев А.С. Расчет влагосодержания уходящих газов котла на выходе конденсационного теплоутилизатора // Промышленная энергетика. – 2018. – № 12. – С. 23–26.
35. Галашов Н.Н., Цибульский С.А. Анализ эффективности парогазовых установок триарного типа // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 325. – № 4. – С. 33–38.
36. Research of efficiency of the Organic Rankine Cycle on a mathematical model / N. Galashov, S. Tsibulskiy, A. Gabdullina, D. Melnikov, A. Kiselev // MATEC Web of Conferences. – Tomsk, 2017. – P. 01070–01074.
37. Ehsan Amiri Rad, Saeed Mohammadi, Edris Tayyeban. Simultaneous optimization of working fluid and boiler pressure in an organic Rankine cycle for different heat source temperatures // Energy. – 2020. – Vol. 194. – P. 116856–116868.
38. Selection principle of working fluid for organic Rankine cycle based on environmental benefits and economic performance / Shukun Wanga, Chao Liua, Qibin Lia, Lang Liua, Erguang Huoa, Cheng Zhangc // Applied Thermal Engineering. – 2020. – Vol. 178. – P. 115598–115612.

Информация об авторах

Николай Никитович Галашов, кандидат технических наук, доцент НОЦ И.Н. Бутакова Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. gal@tpu.ru; <http://orcid.org/0009-0005-5351-3584>

Евгений Сергеевич Болдушевский, инженер 2-й категории службы наладки и технического обслуживания АО «СибИАЦ», Россия, 650021, г. Кемерово, ул. Станционная, 17. franky575@rambler.ru

Поступила в редакцию: 10.12.2024

Поступила после рецензирования: 16.01.2025

Принята к публикации: 10.02.2025

REFERENCES

1. Olkhovskiy G.G. Combined cycle power plants in domestic thermal power engineering. *Elektricheskie stantsii*, 2020, vol. 1, pp. 21–28. (In Russ.)
2. Manushin E.A. Modern high-capacity gas-turbine power-generating and combined-cycle plants of the world companies. *Gazoturbinnye tekhnologii*, 2020, vol. 3, pp. 2–8. (In Russ.)
3. Olkhovskii G.G. The most powerful power-generating GTUS (review). *Thermal Engineering*, 2021, vol. 68, pp. 490–495. (In Russ.)
4. Zysin V.A, Turchaninov B.V. Operation of gas-turbine combined-cycle plants in steam-and-gas cycle with a waste heat boiler. *Energomashinostroenie*, 1960, vol. 9, pp. 18–21. (In Russ.)
5. Zysin V.A. *Combined and combined-cycle gas installations and cycles*. Moscow, Leningrad, GEI Publ., 1962. 186 p. (In Russ.)
6. Arsenyev L.V., Tyryshkin V.G. *Combined installations with gas turbines*. St Petersburg, Mashinostroenie Publ., 1982. 247 p. (In Russ.)
7. Galashov N.N., Tubolov A.A., Boldushevskiy E.S., Minor A.A. Impact of steam flow into a combustion chamber of a contact gas-steam installation on its energy characteristics. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 2, pp. 48–59. (In Russ.)
8. Yuefei Xiong, Jiang Qin, Kunlin Cheng, Youyin Wang. Influence of water injection on performance of scramjet engine. *Energy*, 2020, vol. 201, pp. 117477–117490.
9. Abubaker A.M., Darwish Ahmad A., Magableh M.N.A., Najjar Y.S.H. Efficiency boosting and steam saving for a steam-injected gas turbine engine: optimization study of the running conditions. *Journal of Energy Engineering – ASCE*, 2021, vol. 147 (1), pp. 732–748.
10. Van Der Spek M., Bonalumi D., Manzolini G., Ramirez A., Faaij A.P.C. Techno-economic comparison of combined cycle gas turbines with advanced membrane configuration and MEA solvent at part load conditions. *Energy and Fuels*, 2018, vol. 32 (1), pp. 625–645.
11. Stathopoulos P., Rähse T., Vinkeloe J., Djordjevic N. Steam injected Humphrey cycle for gas turbines with pressure gain combustion. *Energy*, 2019, vol. 188, p. 116020.
12. Ziolkowski P., Kowalczyk T., Lemański M., Badur J. On energy, exergy, and environmental aspects of a combined gas-steam cycle for heat and power generation undergoing a process of retrofitting by steam injection. *Energy ConversSI with Con and Management*, 2019, vol. 192, pp. 374–384.

13. Chmielewski M., Niszczo P., Gieras M. Combustion efficiency of fuel-water emulsion in a small gas turbine. *Energy*, 2020, vol. 211, pp. 118961–118985.
14. Ivanov A.A., Ermakov A.N., Shlyakhov R.A. On the deep suppression of NO_x and CO emissions in gas turbines with water or steam injection. *Izvestiya RAN. Energetika*, 2010, vol. 3, pp. 119–128. (In Russ.)
15. Gordin K.A., Maslennikov V.M., Filimonova E.A. Assessment of the emission level of nitrogen oxides when steam with natural gas is supplied to the combustion chamber of a gas turbine installation. *Thermophysics of high temperatures*, 2013, vol. 51, no. 6, pp. 937–944. (In Russ.)
16. Datsenko V.V., Zeygarnik Yu.A., Kosoy A.S. Experience in the use of water and steam to ensure environmental standards in conversion gas turbine engines. *Teploenergetika*, 2014, vol. 4, pp. 49–56. (In Russ.)
17. Zaiguo Fu, Huanhuan Gao, Zhuoxiong Zeng, Jiang Liu, Qunzhi Zhu. Generation characteristics of thermal NO_x in a double-swirler annular combustor under various inlet conditions. *Energy*, 2020, vol. 200, pp. 117487–117501.
18. Zhao, Feng Liu, Anyao Jiao, Qiguo Yang, Hongtao Xu, Xiaowei Liao. Prediction model of NO_x emissions in the heavy-duty gas turbine combustor based on MILD combustion. *Energy*, 2023, vol. 282, pp. 128974–128998.
19. Farokhipour A., Hamidpour E., Amani E. A numerical study of NO_x reduction by water spray injection in gas turbine combustion chambers. *Fuel*, 2018, vol. 212, pp. 173–186.
20. Galashov N., Tsibulskiy S., Melnikov D., Kiselev A., Gabdullina A. Efficiency of utilization of heat of moisture from exhaust gases of heat HRSG of CCGT. *MATEC Web of Conferences*. Tomsk, 2017, pp. 01027–01031.
21. Mokhtari H., Ahmadisedigh H., Ameri M. The optimal design and 4E analysis of double pressure HRSG utilizing steam injection for Damavand power. *Energy*, 2017, vol. 118, pp. 399–413.
22. Gabdullina A.I., Galashov N.N., Tsibulskiy S.A., Melnikov D.V., Asanov I.A., Kiselev A.S. Promising direction of perfection of the utilization combine cycle gas turbine units. *MATEC Web of Conferences*. Tomsk, 2016, pp. 01004–01008.
23. Macháčková A., Kocich R., Bojko M., Kuncická L., Polko K. Numerical and experimental investigation of flue gases heat recovery via condensing heat exchanger. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2018, vol. 124, pp. 1321–1333.
24. Araya S., Wemhoff A.P., Jones G. F., Fleischer A.S. An experimental study of an Organic Rankine Cycle utilizing HCFO-1233zde as a drop-in replacement for HFC-245fa for ultra-low-grade waste heat recovery. *Applied Thermal Engineering*, 2020, vol. 180, pp. 115757–115796.
25. Liuchen Liu, Jinlu Wu, Fen Zhong, Naiping Gao, Guomin Cui. Development of a novel cogeneration system by combining organic rankine cycle and heat pump cycle for waste heat recovery. *Energy*, 2021, vol. 217, pp. 119445.
26. Huijun Feng, Zhixiang Wu, Lingen Chen, Yanlin Ge. Constructal thermodynamic optimization for dual-pressure organic Rankine cycle in waste heat utilization system. *Energy Conversion and Management*, 2021, vol. 227, pp. 113585.
27. Woodland B.J., Ziviani D., Braun J.E., Groll E.A. Considerations on alternative Organic Rankine Cycle configurations for low-grade waste heat recovery. *Energy*, 2020, vol. 217, pp. 116810–116827.
28. Anurag Kumar, Dibakar Rakshit. A critical review on waste heat recovery utilization with special focus on Organic Rankine Cycle applications. *Cleaner Engineering and Technology*, 2021, vol. 5, pp. 100292–100318.
29. Zhixin Sun, Yisheng Huang, Na Tian, Kui Lin. Performance improvement of ORC by breaking the barrier of ambient pressure. *Energy*, 2023, vol. 262, Part A, pp. 125408–125432.
30. Galashov N.N., Tubolev A.A., Minor A.A., Bannova A.I. Parametric analysis of the gas-steam installation scheme using a mathematical model. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 12, pp. 124–135. (In Russ.)
31. Galashov N.N., Tubolev A.A., Bespalov V.V., Minor A.A., Boldushevskiy E.S. Calculation of the parameters of the scheme of a gas-steam plant with deep utilization and heat release. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 12, pp. 124–135. (In Russ.)
32. Bell Ian H., Wronski J., Quoilin S., Lemort V. Pure and pseudo-pure fluid thermophysical property evaluation and the open-source thermophysical property library CoolProp. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2014, vol. 53, no. 6, pp. 2498–2508.
33. Boldushevskiy E.S., Tubolev A.A., Galashov N.N. Surface heat recovery unit calculation algorithm. *Collection of articles Butakov's readings*. Tomsk, 2023. pp. 486–490.
34. Galashov N.N., Tubolev A.A., Kiselev A.S. Calculation of the moisture content of the boiler flue gases at the outlet of the condensation heat recovery unit. *Promyshlennaya energetika*, 2018, no. 12, pp. 23–26. (In Russ.)
35. Galashov N.N., Tsibulsky S.A. Analysis of the efficiency of steam-gas plants of the trinary type. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2014, vol. 325, no. 4, pp. 33–38. (In Russ.)
36. Galashov N., Tsibulskiy S., Gabdullina A., Melnikov D., Kiselev A. Research of efficiency of the Organic Rankine Cycle on a mathematical model. *MATEC Web of Conferences*. Tomsk, 2017. pp. 01070–01074.
37. Ehsan Amiri Rad, Saeed Mohammadi, Edris Tayyeban. Simultaneous optimization of working fluid and boiler pressure in an organic Rankine cycle for different heat source temperatures. *Energy*, 2020, vol. 194, pp. 116856–116868.
38. Shukun Wanga, Chao Liua, Qibin Lia, Lang Liua, Erguang Huoa, Cheng Zhanga. Selection principle of working fluid for organic Rankine cycle based on environmental benefits and economic performance. *Applied Thermal Engineering*, 2020, vol. 178, pp. 115598–115612.

Information about the authors

Nikolay N. Galashov, Cand. Sc., Associate Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. gal@tpu.ru; <http://orcid.org/0009-0005-5351-3584>.

Evgeny S. Boldushevsky, 2nd Category Engineer, Adjustment and maintenance services of JSC "SibIAC", 17, Stationnaya street, Kemerovo, 650021, Russian Federation. franky575@rambler.ru

Received: 10.12.2024

Revised: 16.01.2025

Accepted: 10.02.2025

UDC 581.95
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4645

Vegetation coverage variation in relation to urbanization process in Vietnam

H.Ph.H. Yen¹, D.T. An^{2,3}✉

¹ Vinh University, Vinh City, Vietnam

² University of Science, Ho Chi Minh City, Vietnam

³ Viet Nam National University, Ho Chi Minh City, Viet Nam

✉ dtan@hcmus.edu.vn

Abstract. Relevance. The phenomenon of urbanization, driven by the socio-economic development requirements in various regions globally, is increasingly contributing to reductions in vegetation cover and intensifying ecological and environmental complexities. As a result, monitoring urban expansion has become indispensable for enhancing efficient urban management and facilitating planning regarding ecological and environmental issues. **Aim.** To assess the spatial-temporal variations in vegetation cover in Thai Nguyen City, Vietnam over the past two decades under the impacts of urbanization. **Methods.** The spatial-temporal changes in vegetation cover were analyzed using the maximum value composite algorithm integrated into the Google Earth Engine platform. The accuracy assessment of the applied classification method yielded high accuracy levels ranging from 91 to 94%. **Results.** For 2001–2023, the urban land area increased by 4024 hectares, with an average annual growth rate of 0.78%, rising from 386 hectares in 2001 to 4.410 hectares in 2023. The findings indicate a slight decrease of approximately 773 hectares in vegetation cover during 2001–2010 but a significant increase of up to 2696 hectares during 2010–2023. These findings highlight the potential risks associated with increasing urban land areas within the study area and emphasize the urgent need for appropriate measures to address this issue.

Keywords: environment, forest, Google Earth Engine, urbanization, satellite imagery

For citation: Hoang Phan Hai Yen, Dang Truong An. Vegetation coverage variation in relation to urbanization process in Vietnam. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 3, p. 112–118. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4645

УДК 581.95
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4645

Изменения растительного покрытия в связи с процессом урбанизации во Вьетнаме

Х.Ф.Х. Йен¹, Д.Ч. АН^{2,3}✉

¹ Университет Винь, Вьетнам, г. Винь

² Научный университет, Вьетнам, г. Хошимин

³ Национальный университет Вьетнама, Вьетнам, г. Хошимин

✉ dtan@hcmus.edu.vn

Аннотация. Актуальность. Феномен урбанизации, обусловленный потребностями социально-экономического развития в различных регионах мира, все больше способствует сокращению растительного покрова и усугублению экологических проблем. В результате мониторинг расширения городов стал незаменимым для повышения эффективности городского управления и облегчения планирования по экологическим вопросам. **Цель.** Оценка пространственно-временных изменений растительного покрова в городе Тхай Нгуен, Вьетнам, за последние два десятилетия под воздействием процесса урбанизации. **Методы.** Пространственно-временные изменения растительного покрова анализировались с использованием алгоритма композита максимального значения, интегрированного в платформу Google Earth Engine. Оценка точности примененного метода классификации дала высокие уровни точности – от 91 до

94 %. **Результаты.** В период с 2001 по 2023 гг. площадь городских земель выросла на 4024 га при среднегодовых темпах роста 0,78 %, увеличившись с 386 га в 2001 г. до 4410 га в 2023 г. За уменьшением на 773 га растительного покрова в 2001–2010 гг. последовало значительное увеличение до 2696 га в 2010–2023 гг. Эти результаты подчеркивают потенциальные риски, связанные с увеличением городских земельных площадей на территории исследования, и подчеркивают острую необходимость принятия соответствующих мер для решения этой проблемы.

Ключевые слова: окружающая среда, лес, Google Earth Engine, урбанизация, спутниковые снимки

Для цитирования: Хоанг Фан Хай Йен, Данг Чыонг Ан. Изменения растительного покрытия в связи с процессом урбанизации во Вьетнаме // Известия Томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 3. – С. 112–118. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4645

Introduction

The process of urbanization, driven by rapid population growth over the past few decades, has significantly impacted forest coverage on a global scale [1–3]. This phenomenon has exacerbated ecological and environmental challenges that require immediate attention [4, 5]. While urbanization has the potential to stimulate socio-economic development and improve quality of life [6, 7], it also presents inherent risks to ecological well-being and public health, necessitating prudent consideration [1, 8]. Currently, more than half of the global population resides in urban areas, and this percentage is projected to increase to 65% by 2050 [9, 10]. The expansion of urban land areas not only impacts regional air quality but also has wide-ranging implications for the overall global environment, demanding global attention [2, 7]. Rapid urbanization can quickly cause irreversible damage to the environment [9, 11].

Remote sensing data has been applied in various studies to detect changes in vegetation cover [12, 13]. However, traditional remote sensing approaches are resource-intensive and time-consuming [11, 14]. In contrast, Google Earth Engine (GEE) has emerged as a valuable tool for analyzing remote sensing information [15, 16]. With its cloud-based geospatial platform, GEE revolutionizes remote sensing techniques by providing access to a vast repository of data, including Landsat and Sentinel imagery, as well as climate and meteorological datasets [14, 17]. Its high-speed parallel processing and machine learning algorithms, combined with Google's computational infrastructure, allow for efficient analysis and visualization of geospatial bigdata without the need for supercomputers or specialized coding expertise [18, 19]. GEE has demonstrated great potential for land cover classification [5, 20]. It offers various functions to support vegetation cover classification, including the detection of vegetation cover changes, habitat tracking, urban land mapping, and anthropogenic activities analysis [2, 3]. Numerous studies have utilized GEE to explore vegetation cover changes [21–23] such as the detection of industrial oil palm plantations by Lee et al. [17], monitoring coastal land reclamation activities in the Nine Delta by Sengupta et al. [19], assessing land

use changes in Cambodia by Venkatappa et al. [16], and examining land use change in the Savannah River Basin by Zurqani et al. [20, 21].

Building upon these advancements, this study aims to explore the vegetation cover change in Thai Nguyen City over the past two decades, specifically in relation to urban expansion. By using the GEE approach, this study seeks to provide comprehensive insights into the environmental consequences of urbanization and contribute to informed decision-making in land use planning and management in the region.

Study area and method

Study area

Thai Nguyen province holds an important position within northern Vietnam economic region due to its advantageous geographical location and climate [4, 7]. It covers an area of 3526.64 square kilometers and is bordered by Lang Son and Bac Giang provinces to the east, Vinh Phuc and Tuyen Quang to the west, the capital city of Hanoi to the south, and Bac Can province to the north (Fig. 1). The terrain predominantly consists of low hills and mountains, with altitudes averaging over 100 m above sea level across approximately two-thirds of the land [4, 13]. Topography gently slopes downward from north to south and west to east [13].

The climate is humid subtropical, characterized by distinct wet and dry seasons [4]. Rainfall exceeds 2000 mm annually and is the heaviest between May and October, the rainy season. The driest months are November through April, which comprise the dry season [4, 13]. Average temperatures range from 21.5 to 23.0°C, with the warmest month being August and the coolest being January [4, 7]. This climate supports a variety of agricultural activities throughout the province.

Approach method

To examine the variation in vegetation coverage, we utilized satellite imagery from Landsat 5 TM and Sentinel 2A. The specific details and quality of each satellite are provided in Table 1. The satellite images of Thai Nguyen City from the GEE database were extracted for the period 2001–2023 (Table 1).

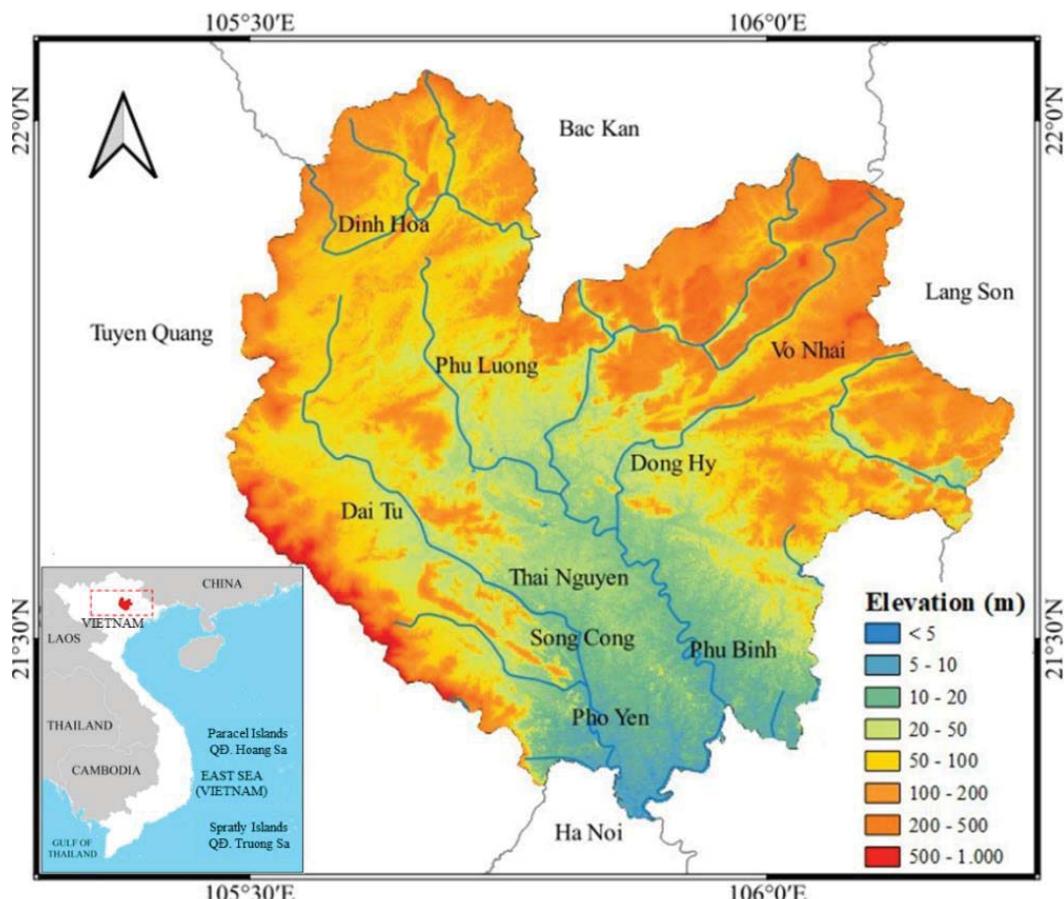


Fig. 1. Map of the study area
Рис. 1. Карта района исследований

Table 1. Data of multispectral satellite sensors used for the study

Таблица 1. Данные мультиспектральных спутниковых датчиков, использованных для исследования

Imagery data Данные изображений	Projection Проекция	Acquisition data Данные о приобретении	Spatial resolution, m Пространственное разрешение, м	Data source Источник данных
Landsat 5 TM	UTM-Zone-48N	2001	30	[11, 23]
Landsat 5 TM	UTM-Zone-48N	2010	30	[11, 23]
Sentinel 2A	UTM-Zone-48N	2023	10	[11, 23]

For this study, we used Landsat 5 images from 2001, obtained from USGS Landsat 5 Surface Reflectance Tier 1, and Sentinel 2A images from 2023. The Landsat 5 images underwent atmospheric correction using LEDAPS and included masks for cloud, shadow, water, snow, and per-pixel saturation.

Before conducting remote sensing image classification, we processed the downloaded images using ENVI software. Our objective was to obtain a high-precision image that covers the entire study area.

To ensure that the vegetation spectrum curve closely aligns with the actual vegetation spectrum, we performed atmospheric correction. Additionally, we carried out various image processing procedures, including radiometric, atmospheric, geometric, and topographic corrections. These preprocessing steps were implemented to meet the quality requirements for satellite images. They involved converting the digital number values of the image to top-of-atmosphere reflectance through atmospheric correction and resampling the resolution from 30 to 10 m.

For the atmospheric correction of Sentinel-2A images, we applied the semi-automatic classification plugin tool in QGIS software [11, 17]. In addition to the spectral bands, we calculated five indexes for all the selected images: NDVI (Normalized Difference Vegetation Index), NDWI (Normalized Difference Water Index), NDBI (Normalized Difference Built-up Index), Urban Index (UI), and bare index (BI) (Table 2). The maximum value composite (MVC) algorithm was applied to calculate each index. This algorithm examines the value of each index for each pixel and considers only the highest value.

Table 2. Information on the indexes considered in this study

Таблица 2. Информация об индексах, рассматриваемых в исследовании

Index type Тип индекса	Symbol Символ	Formula Формула	Note Примечание
Vegetation index Индекс растительности	NDVI	$NDVI = \frac{NIR - RED}{NIR + RED}$	Includes natural, plant forests, mixed forest land and other vegetation covers Включает естественные леса, смешанные лесные массивы и другой растительный покров
Water index Водный индекс	NDWI	$NDWI = \frac{Green - NIR}{Green + NIR}$	Includes rivers, reservoirs, streams and canals Включает реки, водохранилища, ручьи и каналы
Built-up index Накопленный индекс	NDBI	$NDBI = \frac{SWIR1 - NIR}{SWIR1 + NIR}$	Includes industrial zones, houses and other artificial surfaces Включает промышленные зоны, дома и другие искусственные поверхности
Urban index Городской индекс	UI	$UI = \frac{SWIR2 - NIR}{SWIR2 + NIR}$	Includes industrial zones, houses and other artificial surfaces Включает промышленные зоны, дома и другие искусственные поверхности
Bare index Голый индекс	BI	$BI = \frac{NIR - RED}{NIR + RED}$	Includes bare land, bare hill land, transitional zones and mixed barren land Включает голые земли, голые холмистые земли, переходные зоны и смешанные бесплодные земли

Results and discussion

Fig. 2 provides an overview of the spatial distribution of land use cover types in Vietnam from 2001 to 2023. The study classifies land use into five categories: forest land, annual crop land, urban land, bare land, and water bodies. From the results presented in Table 3, it is revealed that there have been significant changes in land use types over the years. The forest area decreased from 9636 ha in 2001 to 8863 ha in 2010 but increased to 11559 ha in 2023 (Fig. 3). On the other hand, urban land expanded significantly from 386 ha in 2001 to 1046 ha in 2010 and further to 4410 ha in 2023.

In terms of the distribution of land cover types in the study area, forested areas constituted the largest portion in 2001, accounting for 43.30%. Annual crop

land and bare land accounted for approximately 26.04% each, followed by water bodies at 2.90% and urban land at 1.70%. In 2010, bare land encompassed the largest area at 40.70%, followed by forest cover at 39.8%, annual crop land at 11.80%, urban land at 4.70%, and water bodies at 3.00% (Fig. 3). Between 2001 and 2010, there was a significant increase in bare land area by 14.61%, urban land area by 2.97%, and water bodies by 0.07%. However, there was a decline in the annual crop land area of 14.17% and forest land area by 3.47%. By 2023, forest land once again dominated, covering 51.9% of the study area, followed by urban land at 19.8%, bare land at 17.2%, annual crop land at 8.1%, and water bodies at 2.90%.

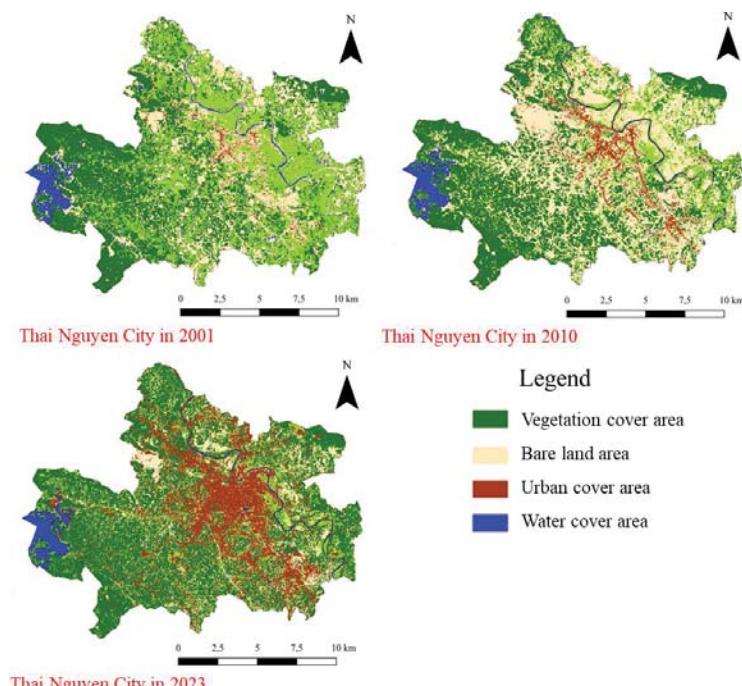


Fig. 2. Spatial and temporal variation of vegetation cover over the entire study area in the period 2001–2023

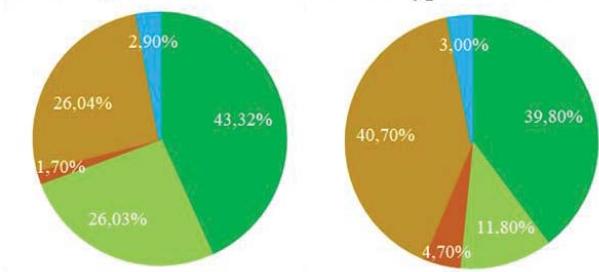
Рис. 2. Проспранственно-временная изменчивость растительного покрова на всей территории исследования в период с 2001 по 2023 гг.

Table 3. Temporal variation trend of vegetation covers over the study area for 2001–2023

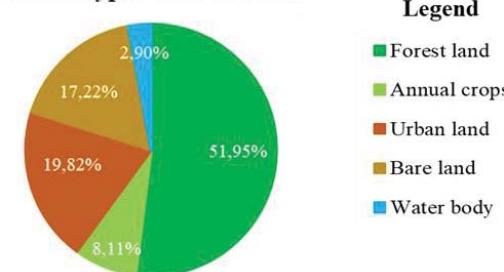
Таблица 3. Динамика временного изменения растительного покрова на территории исследований в период с 2001 по 2023 гг.

Cover types Типы обложек	2001		2010		2023		Vegetation cover trends Тенденции растительного покрова		
	Area Область (ha)	Ratio Соотношение (%)	Area Область (ha)	Ratio Соотношение (%)	Area Область (ha)	Ratio Соотношение (%)	2001–2010 2010–2023 2001–2023		
							(%)		
Forest land Лесные земли	9636	43.3	8863	39.8	11559	51.9	-3.47	+12.12	8.64
Annual crops Однолетние культуры	5789	26.0	2635	11.8	1808	8.1	-14.17	-3.72	-17.89
Urban land Городские земли	386	1.7	1046	4.7	4410	19.8	+2.97	+15.12	+18.08
Bare land Голая земля	5796	26.0	9048	40.7	3836	17.2	+14.61	-23.42	-8.81
Water body Водоем	646	2.9	661	3.0	640	2.9	+0.07	-0.09	-0.03
Total Общий	22,253	100	222,53	100	222,53	100	-	-	-

Cover types area in 2001 Cover types area in 2010



Cover types area in 2023



Legend

- Forest land
- Annual crops
- Urban land
- Bare land
- Water body

Fig. 3. Land cover change across Thai Nguyen City for 2001–2023

Рис. 3. Изменение растительного покрова города Тхай Нгуен в период с 2001 по 2023 гг.

The decline in forest land area during the 2001–2010 period raises concerns about potential ecological imbalances in the study area, attributed to urban expansion and deforestation activities. However, there was a subsequent strong increase in forest land area by 12.12% in the 2010–2023 period (Fig. 4). The conversion of vegetation coverage areas into urban spaces has led to a considerable loss of vegetation cover and a decline in ecological areas, which can have detrimental environmental effects such as intensified

urban heat island phenomena and diminished air quality. The trend of decreasing annual crop land area continued, declining by 17.89% during the 2001–2023 period.

In contrast, urban land areas continuously increased over the 23-year study period, with a rise of 15.12% from 2010 to 2023. This indicates a rapid urbanization trend, possibly due to population growth, economic development as well infrastructure expansion. Bare land areas initially experienced a strong upward trend of 14.61% from 2001 to 2010 but then saw a significant decrease of 23.42% from 2010 to 2023. This change is positive for soil conservation and ecosystem health. The water body areas showed relatively minor changes, with slight increase and decreasing trends throughout the study period (Fig. 4).

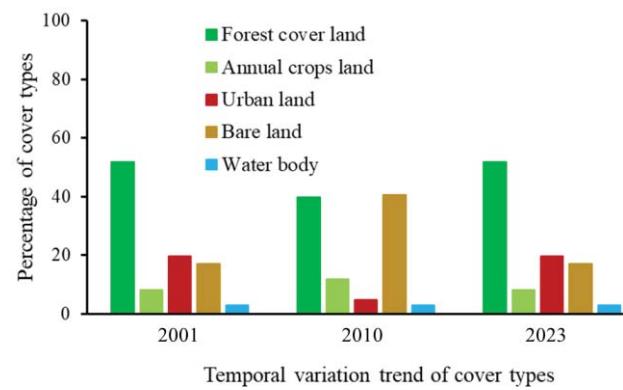


Fig. 4. Land cover types change trend across Thai Nguyen City for 2001–2023

Рис. 4. Тенденция изменения типов земельного покрова в городе Тхай Нгуен в период с 2001 по 2023 гг.

In general, the analysis of land use changes in the study area reveals a significant decrease in forest land and annual crop land, rapid urbanization, and fluctuations in bare land and water body areas. These findings highlight the need for effective land management strategies to mitigate the negative environmental impacts associated with urbanization and ensure sustainable development in Thai Nguyen City of Vietnam.

Discussion

The study reveals significant changes in vegetation covers within Thai Nguyen City over the past two decades. Specifically, the period from 2001 to 2010 witnessed a decline in forested areas, accompanied by a simultaneous increase in agricultural land and urbanization. These shifts can be attributed to various factors, including population growth, industrial development, and land use policies. However, it is worth noting that since 2010, there has been a noticeable shift towards promoting environmental conservation and sustainable land management practices. As a result, the trend has reversed, showing a gradual increase in forested areas and a decrease in agricultural land and urban sprawl. This positive change signifies a conscious effort to preserve and restore natural ecosystems within the city.

Furthermore, the analysis emphasizes the significance of implementing effective land use policies and conservation strategies. The upward trend in vegetation cover areas is a testament to the success of reforestation initiatives and the protection of existing forests. These efforts have not only enhanced biodiversity but also played a crucial role in mitigating climate change and improving the overall ecological health of Thai Nguyen City. Additionally, the decline

in annual crop land areas can be attributed to advancements in agricultural practices. Mechanization and the adoption of advanced agricultural techniques have led to increased productivity and reduced land use requirements. Consequently, this has allowed for the conversion of cultivation land into other land use types.

Overall, the decrease in cultivation and bare land areas and the increase in urban land areas can be attributed to strategic urban planning. This approach prioritizes the integration of green spaces, eco-friendly infrastructure, and sustainable development. By doing so, the city not only enhances its aesthetic appeal but also promotes a healthier and more livable environment for its residents.

Conclusions

The study analyzed vegetation coverage variation in relation to urbanization in Vietnam provides valuable insights into the changing landscape of Thai Nguyen City. The study focused on assessing the spatial-temporal variations in vegetation cover in Thai Nguyen City, Vietnam over the past two decades, under the influence of urbanization. The analysis utilized the maximum value composite algorithm integrated into the Google Earth Engine platform, with high accuracy levels ranging from 91 to 94%. The results revealed an increase in urban land area of 4024 hectares from 2001 to 2023, with an average annual growth rate of 0.78%. Furthermore, there was a slight decrease of approximately 773 hectares in vegetation cover during 2001–2010, followed by a significant increase of up to 2696 hectares during 2010–2023. These findings highlight the potential risks associated with expanding urban areas in the study area and emphasize the urgent need for appropriate measures to address this issue.

REFERENCES/СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Fenta A.A., Yasuda H., Haregeweyn N., Belay A.S., Hadush Z., Gebremedhin M.A., Mekonnen G. The dynamics of urban expansion and land use/land cover changes using remote sensing and spatial metrics: the case of Mekelle City of northern Ethiopia. *Int. J. Remote Sens.*, 2017, vol. 38, pp. 4107–4129.
2. Hansen M.C., Potapov P.V., Moore R., Hancher M., Turubanova S.A., Tyukavina A., Thau D., Stehman S.V., Goetz S.J., Loveland T.R., Kommareddy A., Egorov A., Chini L., Justice C.O., Townshend J.R.G. High-resolution global maps of 21st-century forest cover change. *Science*, 2013, vol. 342, pp. 850–853.
3. Križnik B. Transformation of deprived urban areas and social sustainability: a comparative study of urban regeneration and urban redevelopment in Barcelona and Seoul. *Urbani izziv.*, 2018, vol. 29, pp. 83–95.
4. Le P.D., Nguyen T.T. Evaluation of climate change-related vulnerability for natural resources and environment in Thai Nguyen province. *TNU J. Sci. Technol.*, 2022, vol. 227, pp. 71–77.
5. Seto K.C., Güneralp B., Hutyra L.R. Global forecasts of urban expansion to 2030 and direct impacts on biodiversity and carbon pools. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 2023, vol. 109, pp. 16083–16088.
6. Montoya-Tangarife C., De la Barrera F., Salazar A., Inostroza L. Monitoring the effects of land cover change on the supply of ecosystem services in an urban region: a study of Santiago-Valparaíso, Chile. *PLoS ONE*, 2017, vol. 12, e188117.
7. Nguyen T.T.H., Tran T.T., Astarkhanova T.S., Hoang T.T., Vu V.L., Tran D.D., Dau K.T., Hoang A.T., Nguyen N.T., Phung T.D., Vo T.T.H., Vo T.N.K. Potential risks of soil erosion in North-Central Vietnam using remote sensing and GIS. *Rev. Bras. Eng. Agric. Ambient.*, 2023, vol. 27, pp. 910–916.
8. Hu T., Yang J., Li X., Gong P. Mapping urban land use by using Landsat images and open social data. *Remote Sens.*, 2016, vol. 8, pp. 1–18.
9. Gorelick N., Hancher M., Dixon M., Ilyushchenko S., Thau D., Moore R. Google Earth Engine: planetary-scale geospatial analysis for everyone. *Remote Sens. Environ.*, 2017, vol. 202, pp. 18–27.

10. Moore R., Hansen M. *Google Earth Engine: a new cloud-computing platform for global-scale earth observation data and analysis*. Available at: <http://adsabs.harvard.edu/abs/2011AGUFMIN43C.02M> (accessed 1 October 2020).
11. Agarwal S., Nagendra H. Classification of Indian cities using Google Earth Engine. *J. Land Use Sci.*, 2019, vol. 14, pp. 425–439.
12. Amani M., Ghorbanian A., Ahmadi S.A., Kakooei M., Moghimi A., Mirmazloumi S.M., Moghaddam S.H.A., Mahdavi S., Ghahremanloo M., Parsian S. Google Earth Engine cloud computing platform for remote sensing big data applications: a comprehensive review. *IEEE J. Sel. Top. Appl. Earth Obs. Remote Sens. I.*, 2020, vol. 13, pp. 326–350.
13. Le T.N., Nguyen D.D., Nguyen D.T. Land cover change assessment in Thai Nguyen Province, Vietnam using GIS and remote sensing techniques. *Res. on Crops.*, 2024, vol. 25, pp. 280–285.
14. Ghorbanian A., Kakooei M., Amani M., Mahdavi S., Mohammadzadeh A., Hasanlou M. Improved land cover map of Iran using Sentinel imagery within Google Earth Engine and a novel automatic workflow for land cover classification using migrated training samples. *SPRS J. Photogramm. Remote Sens.*, 2020, vol. 167, pp. 276–288.
15. Knut C., Allan A.N., Henning S. Determining the points of change in time series of polarimetric SAR data. *IEEE Trans. Geosci. Remote Sens.*, 2016, vol. 54, pp. 3007–3024.
16. Venkatappa M., Sasaki N., Shrestha R.P., Tripathi N.K., Ma H.O. Determination of vegetation thresholds for assessing land use and land use changes in Cambodia using the Google Earth Engine cloud-computing platform. *Remote Sens.*, 2019, vol. 11, pp. 1–30.
17. Lee J.S.H., Wich S., Widayati A., Koh L.P. Detecting industrial oil palm plantations on Landsat images with Google Earth Engine. *Remote Sens. Appl. Soc. Environ.*, 2016, vol. 4, pp. 219–224.
18. Koskinen J., Leinonen U., Vollrath A., Ortmann A., Lindquist E., d'Annunzio R., Pekkarinen A., Käyhkö N. Participatory mapping of forest plantations with Open Foris and Google Earth Engine. *SPRS J. Photogramm. Remote Sens. I.*, 2019, vol. 148, pp. 63–74.
19. Sengupta D., Chen R., Meadows M.E., Choi Y.R., Banerjee A., Zilong X. Mapping trajectories of coastal land reclamation in Nine Deltaic Megacities using Google Earth Engine. *Remote Sens.*, 2019, vol. 11, pp. 1–13.
20. Zurqani H.A., Post C.J., Mikhailova E.A., Allen J.S. Mapping urbanization trends in a forested landscape using Google Earth Engine. *Remote Sens. Earth Syst. Sci.*, 2019, vol. 2, pp. 173–182.
21. Zurqani H.A., Post C.J., Mikhailova E.A., Schlautman M.A., Sharp J.L. Geospatial analysis of land use change in the Savannah River Basin using Google Earth Engine. *Int. J. Appl. Earth Obs.*, 2018, vol. 69, pp. 175–185.
22. Tamiminia H., Salehi B., Mahdianpari M., Quackenbush L., Adeli S., Brisco B. Google Earth Engine for geo-big data applications: a meta-analysis and systematic review. *ISPRS J. Photogramm.*, 2020, vol. 164, pp. 152–170.
23. Morrison J., Higginbottom T.P., Symeonakis E., Jones M.J., Omengo F., Walker S.L., Cain B. Detecting vegetation change in response to confining elephants in forests using MODIS time-series and BFAST. *Remote Sens.*, 2018, vol. 10, 1075.

Information about the authors

Hoang Phan Hai Yen, PhD, Associate Professor, Lecturers, College of education, Vinh University, 182, Le Duan Street, Ben Thuy District, Vinh City, Nghe An, Vietnam; <https://orcid.org/0000-0002-1601-1340>, hoangphanhaiyen@vinhuni.edu.vn

Dang Truong An, PhD, Associate Professor, Lecturers, University of Science; Viet Nam National University, 227, Nguyen Van Cu Street, 5 District, Ho Chi Minh City, Vietnam; <https://orcid.org/0000-0003-2237-8031>, dtan@hcmus.edu.vn

Received: 03.04.2024

Revised: 29.09.2024

Accepted: 12.02.2025

Информация об авторах

Хоанг Фан Хай Йен, доктор философии, доцент, преподаватель Педагогического колледжа Университета Винь, Вьетнам, Нгеан, район Бен Туй, г. Винь, ул. Ле Дуан, 182; <https://orcid.org/0000-0002-1601-1340>, hoangphanhaiyen@vinhuni.edu.vn

Данг Чыонг Ан, доктор философии, доцент, преподаватель, Научный университет; Национальный университет Вьетнама, Вьетнам, г. Хошимин, 5-й район, г. ВНУ-ХКМ, ул. Нгуен Ван Ку, 227; <https://orcid.org/0000-0003-2237-8031>, dtan@hcmus.edu.vn

Поступила в редакцию: 03.04.2024

Поступила после рецензирования: 29.09.2024

Принята к публикации: 12.02.2025

УДК 504.05+550.370
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4662
Шифр специальности ВАК: 25.00.36

Современное состояние необустроенного приповерхностного захоронения особых радиоактивных отходов на эпицентре мирного подземного ядерного взрыва «Кристалл» (Якутия): по результатам электротомографических зондирований, наземной магнитной съемки и изучения водных стоков

С.Ю. Артамонова¹✉, А.Н. Шеин^{2,3}

¹ Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН, Россия, г. Новосибирск

² Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Россия, г. Новосибирск

³ Научный центр изучения Арктики, Россия, г. Салехард

✉artam@igm.nsc.ru

Аннотация. Актуальность исследования обусловлена рисками распространения радионуклидов в среду обитания человека. Цель: оценить современное геоэкологическое состояние необустроенного приповерхностного захоронения особых радиоактивных отходов в виде глыбово-щебнистой насыпи на эпицентре подземного ядерного взрыва «Кристалл». Объект. Взрыв «Кристалл» был проведен в 1974 г. в мерзлых породах на глубине 98 м, в результате на эпицентре возник навал с провалившейся центральной частью. Содержание радионуклидов в грунтах эпицентра превышало минимальные значения активности для твердых радиоактивных отходов, а центральная зона взрыва на глубине всего 98 м стала пунктом размещения особых радиоактивных отходов. Для криогенной иммобилизации радионуклидов в грунтах и предотвращения выхода подземной активности в 1992 г. навал и устье боевой скважины были захоронены под глыбово-щебнистой насыпью, состоящей из обломков известняков и доломитов. В 2006 г. насыпь была наращена, в ней был наморожен льдогрунтовый слой мощностью 0,6 м. Методы: зондирования методом электротомографии, наземная магнитная съемка, радиометрические измерения; жидкостно-сцинтилляционная спектрометрия, бета-радиометрия и альфа-спектрометрия с предварительной радиохимической подготовкой счетных образцов. Результаты. Глыбово-щебнистая насыпь находится в талом и увлажненном состоянии. Сквозь насыпь просачиваются талые и метеорные воды, также, вероятно, идет свободная конвекция воздуха, которая приводит к конденсации атмосферной влаги и, как следствие, к накоплению воды в насыпи. Тем не менее в настоящее время водная миграция радионуклидов из-под насыпи характеризуется как слабоинтенсивная: в водных стоках из-под насыпи активность ^{3}H составляет всего 4–12 Бк/дм 3 , ^{90}Sr – 0,004–0,4 Бк/дм 3 , $^{239,240}\text{Pu}$ и ^{238}Pu не обнаружены (<0,000001 Бк/дм 3). Согласно этим показателям, в настоящее время нет необходимости для дополнительных мер по укреплению или модификации насыпи.

Ключевые слова: подземный ядерный взрыв, особые радиоактивные отходы, радионуклиды, тритий, захоронение радиоактивных отходов, геотехногенная система, многолетняя мерзлота, Якутия, электротомография, миграция радионуклидов

Благодарности: Аналитические работы проведены в Центре коллективного пользования многоэлементных и изотопных исследований СО РАН при Институте геологии и минералогии СО РАН (г. Новосибирск), в Томском Центре коллективного пользования СО РАН (г. Томск), Аналитическом центре Сибирского федерального университета (г. Красноярск). Работа выполнена по государственному заданию Института геологии и минералогии СО РАН (№ 122041400237-8) и при поддержке гранта РФФИ № 18-45-140020 «Особенности ядерного техногенеза на примере объекта мирного подземного ядерного взрыва "Кристалл"» (рук. С.Ю. Артамонова), по государственному заказу № 43 (76-08), 23 (105-12), Ф.2019.473808 в рамках программы «Обеспечение экологической безопасности, радиационного природопользования и развитие лесного хозяйства РС (Я)» на 2008–2012 гг., 2018–2022 гг.

Для цитирования: Артамонова С.Ю., Шеин А.Н. Современное состояние необустроенного приповерхностного захоронения особых радиоактивных отходов на эпицентре мирного подземного ядерного взрыва «Кристалл» (Якутия): по результатам электротомографических зондирований, наземной магнитной съемки и изучения водных стоков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 3. – С. 119–140. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4662

UDC 504.05+550.370
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4662

Modern state of the undeveloped near-surface disposal of special radioactive wastes at the epicenter of the peaceful underground nuclear explosion «Crystal» (Yakutia): evidence from electrical resistivity tomography, land geomagnetic survey and water runoff study

S.Yu. Artamonova¹✉, A.N. Shein^{2,3}

¹ V.S. Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS, Novosibirsk, Russian Federation

² Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russian Federation

³ Arctic Research Center of the Yamal-Nenets Autonomous District, Salekhard, Russian Federation

✉ artam@igm.nsc.ru

Abstract. Relevance. Risks of the radionuclides entering the human environment. **Aim.** To assess the current geoenvironmental state of the undeveloped near-surface disposal of special radioactive wastes in the form of the block-rubble artificial cover at the epicenter of the peaceful underground nuclear explosion "Crystal". **Object.** Due to the explosion "Crystal", carried out in 1974 in the frozen rocks at the depth of 98 m, an upthrust dome with a collapsed central part was produced at the epicenter. The central explosion area became the site of special radioactive wastes emplacement. A high content of radionuclides determined in epicenter soils exceeds the minimum activity values for solid waste. To cryogenic immobilization of radionuclides in epicenter soils and to prevent the radionuclides exit from the central explosion area, the head of the emplacement hole and the dome-shaped mound were buried under the block-rubble stone material (limestone and dolomite fragments) in 1992, and the artificial cover was topped up in 2006. An ice-soil layer of 0.6 m thick was frozen in it in 2006. **Methods.** Electrical resistivity tomography, land geomagnetic survey, radiometric measurements, liquid scintillation spectrometry, beta-radiometry and alpha-spectrometry with preliminary radiochemical preparation of countable samples. **Results.** The block-rubble artificial cover is not frozen and waterlogged. Snowmelt and rain waters seep through the cover. There is probably free air convection in the cover, which leads to the condensation of atmospheric moisture and then accumulation of water in it. Nevertheless, nowadays the migration of radionuclides with water from under the block-rubble artificial cover is characterized as low-intensity: the activity (Bq/dm³) of ³H is only 4–12, ⁹⁰Sr – 0.004–0.4, ^{239,240}Pu and ²³⁸Pu isotopes were not detected (<0.000001 Bq/dm³). According to these indicator parameters, there is currently no need in additional measures to strengthen or modify the block-rubble artificial cover.

Keywords: underground nuclear explosion, special radioactive wastes, radionuclides, tritium, disposal of radioactive wastes, geotechnogenic system, permafrost, Yakutia, electrical resistivity tomography, radionuclide migration

Acknowledgements: The work was carried out under the State Assignment of the Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS (no. 122041400237-8) and with support from the Russian Foundation for Basic Research Project no. 18-45-140020 "Features of nuclear technogenesis by the example of the object of the peaceful underground nuclear explosion Crystal" (under supervision of Svetlana Artamonova), according to the state order no. 43(76-08), 23(105-12), F.2019.473808 within the framework of the program "Ensuring environmental safety, rational environmental management and development of forestry of the Republic of Sakha (Yakutia)" for 2008–2012, 2018–2022.

For citation: Artamonova S.Yu., Shein A.N. Modern state of the undeveloped near-surface disposal of special radioactive wastes at the epicenter of the peaceful underground nuclear explosion «Crystal» (Yakutia): evidence from electrical resistivity tomography, land geomagnetic survey and water runoff study. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 3, pp. 119–140. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4662

Введение

Проблема радиоактивных отходов стала суперпроблемой еще во второй половине XX в. [1]. Основные исследования направлены на разработку способов надежной инкорпорации радиоактивных отходов (РАО) с разными материалами [2], разработку защитных барьеров для хранилищ [3] и способов захоронения РАО в глубоких геологических слоях [4, 5]. Но особое место среди проблем, свя-

занных с обращением с РАО, занимает проблема мирных подземных ядерных взрывов (ПЯВ). В Якутии в период с 1974 по 1987 гг. было проведено 12 ПЯВ, первым из них был взрыв рыхления «Кристалл», четыре взрыва были проведены в качестве источников сейсмических волн для глубинного зондирования Земли, шесть взрывов – для интенсификации добычи нефти и газа и еще один взрыв – для создания подземной емкости [6].

ПЯВ является разовым применением ядерной энергии, когда в результате взрыва в недрах образуются особые радиоактивные отходы (ОРАО) с весьма длительной продолжительностью существования (по десятикратному периоду полураспада долгоживущего изотопа ^{239}Pu – не менее 241 тысячи лет). По проекту при взрыве допускался выход малой части газообразных продуктов взрыва (первых процентов от общей активности) в атмосферу. Однако основная часть ОРАО содержится в центральной зоне взрыва (ЦЗВ), где в недрах в результате расплавления и испарения пород образуется полость, которая впоследствии под действием силы тяжести может сжаться и разрушиться, формируя над собой столб обрушения (рис. 1).

изотопами 35-ти химических элементов от Zn до Gd; 2) радионуклидов, образовавшихся в результате взаимодействия нейтронов с материалами вмещающей геологической среды и инженерных конструкций (^3H , ^{60}Co и др., т. н. наведенной активности); 3) несгоревших остатков делящихся (^{239}Pu , ^{235}U) и термоядерных (^3H) материалов; 4) радионуклидов (^{238}Pu , ^{238}U), используемых в конструкции ядерно-взрывного устройства.

«Особость» ОРАО на объектах ПЯВ заключается, во-первых, в их «неудаляемости» при существующем уровне экономических и технологических возможностей, согласно действующего законодательства РФ, во-вторых, в отсутствии защитных барьеров в недрах вокруг ЦЗВ. Более того, ЦЗВ окружена трещиноватыми зонами механического разрушения, зачастую герметичность ствола боевой скважины и заколонного пространства после взрыва нарушается, что может способствовать выходу радионуклидов во вмещающую геологическую среду и на поверхность Земли. В РФ принятая стратегия постепенного перевода объектов ПЯВ из необустроенных пунктов размещения в пункты консервации, а затем и в пункты захоронения ОРАО, по-видимому, предполагающей обустройство инженерных защитных барьеров, в т. ч. подземных. В настоящее время ведется изучение влияния объектов ПЯВ на недра и обоснование критериев охранных зон [8, 9], а практическое решение получают проекты по реабилитации участков поверхности загрязнения, нацеленные на снижение уровней загрязнения и стабилизацию радиационной обстановки на объектах ПЯВ, отнесенных к аварийным (4 объекта), и на объектах, где официально признано наличие этих загрязненных участков (19 объектов) [10, 11]. В целом разработано много способов реабилитации радиоактивно-загрязненных земель [12, 13], в том числе для восстановления сельхозугодий [14]. На объектах ПЯВ «Глобус-1», «Кратон-3», «Грифон-2» загрязненный верхний слой почв вместе с растительным покровом снимали с последующим приповерхностным захоронением [10, 11].

В настоящее время все более актуальной становится оценка эффективности реабилитационных работ, проведенных на объектах ПЯВ: насколько предпринятые меры улучшили радиоэкологическую обстановку на местах, какие недостатки были допущены и какие виды работ нужно предусмотреть в будущем? Известны единичные публикации в данном направлении [15, 16]. В связи с этим нами поставлена цель оценить результаты реабилитационных работ на объектах ПЯВ на примере взрыва «Кристалл», проведенного 02.10.1974 г. в Якутии.

Целью исследований, результаты которых представлены в настоящей статье, была оценка совре-

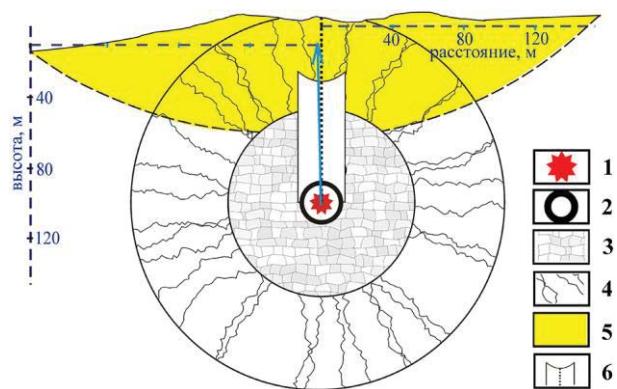


Рис. 1. Схема ослабленной зоны и навала грунтов на эпицентре ПЯВ «Кристалл» (02.10.1974 г.), построенная С.Ю. Артамоновой на основе расчетов зон разрушения по экспериментальным физическим формулам, приведенным в [7]. Вид с юго-запада на северо-восток. Условные обозначения: 1 – ЦЗВ; 2 – полость взрыва с «коркой» уплотнившихся и расплавленных пород; 3 – зона дробления; 4 – зона трещиноватости; 5 – зона откола на границе литосфера-атмосфера; 6 – столб обрушения (точечная линия посередине – вертикальный ствол боевой скважины). Бирюзовой стрелкой показано направление ударной волны сжатия при взрыве (на эпицентр взрыва) *Schema of the weakened zone and the earthworks on the epicenter of the PVA «Crystal» (02.10.1974), built by S.Yu. Artamonova based on the experimental calculations of the zones of destruction using the physical formulas given in [7]. View from the southwest to the northeast. Legend: 1 – CЗВ; 2 – cavity of the explosion with a "crust" of compacted and melted rocks; 3 – zone of fragmentation; 4 – zone of fissility; 5 – zone of detachment at the boundary of the lithosphere-atmosphere; 6 – column of collapse (a dotted line in the center – vertical shaft of the combat well). A turquoise arrow indicates the direction of the compression wave during the explosion (at the epicenter of the explosion)*

Fig. 1. Схема ослабленной зоны и устоявшейся всплытой горы при взрыве (на эпицентре спокойного подземного ядерного взрыва) "Кристалл", подготовленная С.Артамоновой с расчетом, используя экспериментальные физические формулы В.Адушкина [7]. Символы: 1 – место взрыва (точка выстрела); 2 – полость затяжки с твердым дном из расплавленной скалы; 3 – зона разрушения; 4 – зона трещин; 5 – зона облупления на границе мантии–атмосфера; 6 – труба (штриховка в середине – это место установки). Стрелка показывает направление волны давления шока

Отходы ПЯВ состоят из: 1) осколков вынужденного деления тяжелых делящихся материалов, представленных первоначально примерно 80-тю

менного геоэкологического состояния необустро-енного приповерхностного захоронения ОРАО в виде глыбово-щебнистой насыпи на эпицентре ПЯВ «Кристалл» с применением методов электротомографии, наземной магнитной съемки и изуче-ния радионуклидного состава водных стоков.

Объект ПЯВ «Кристалл»

Природные условия. Району проведения ПЯВ «Кристалл» характерен суровый резко-континентальный климат со среднегодовой отрица-тельной температурой воздуха $-13,3^{\circ}\text{C}$, это зона распределения сплошной многолетней мерзлоты. На холмисто-увалистом рельефе с абсолютными отметками на водоразделах 400–600 м с речным врезом 100–200 м произрастает северная редко-стойная тайга с доминирующим древесным видом – лиственницей Гмелина (*Larix Gmelini*), мо-хово-лишайниковым покровом (род *Cladina*, род *Dicranum*, *Hylocomium*). Подстилающие породы на глубину до 200 м содержат воду в виде льда. Мощ-ность сезонно-талого слоя составляет всего от 0,2 до 1,8 м в зависимости от экспозиции склона и рас-тительного покрова, есть талики под руслами рек [17]. В геологическом отношении район расположе-жен на Сибирской платформе (рис. 2, a). Четвер-тичные отложения имеют ограниченное распро-странение и в основном приурочены к понижениям рельефа, где мощность может достигать 10 м. Ос-

новную часть геологической среды района слагают субгоризонтально залегающие чередующиеся слои известняков, доломитов и их глинистых разностей кембрийского возраста с общей мощностью около 2200 м. Мощности терригенно-карбонатных отложе-ний венда (эдиакария), подстилающих кембрий-ские породы, и морских пород ордовика, залегаю-щих на кембрийских породах в виде прерывистого покрова-плаща, незначительные – не превышают 200 м. Эта осадочная толща несогласно перекрыва-ет архейский кристаллический фундамент.

Осадочную толщу прорывают кимберлитовые трубки, редкие дайки долеритов, внедрившиеся по зонам разломов. Район относится к Якутской алма-зонасной провинции. Под толщей многолетнемерз-лых пород выделяют пять подземных водоносных комплексов: верхнекембрийский, I среднекембрий-ский, II среднекембрийский, нижнекембрийский и вендинский, район относится к зоне распространения сверхкрепких подземных рассолов Сибирской платформы (рис. 2, a) [18, 19]. Два верхних водо-носных комплекса насыщены подземными рассо-лами с отрицательной температурой (криопэгами). Среднекембрийские и нижнекембрийский водо-носные комплексы отличаются водообильностью, насыщены напорными кальциевыми хлоридными рассолами с минерализацией до 450–600 г/дм³. Во-доносный комплекс венда изучен мало.

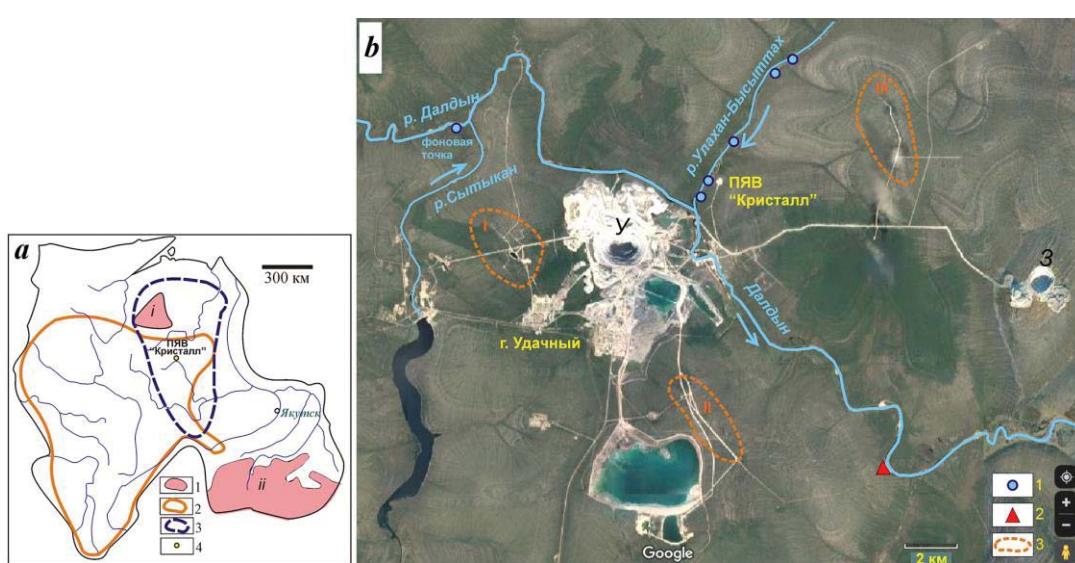


Рис. 2. Расположение объекта ПЯВ «Кристалл»: (а) на Сибирской платформе и (б) в бассейне р. Далдын, около раз-рабатываемых кимберлитовых трубок «Удачная» (У) и «Зарница» (З) (на основе космоснимка Google из от-крытых источников). Условные обозначения: (а): 1 – Анабарский (i) и Алданский (ii) щиты; 2 – зона распро-странения сверхкрепких подземных рассолов Сибирской платформы; 3 – Якутская алмазоносная провинция; 4 – ПЯВ «Кристалл»; (б): 1 – точки отбора речной воды, 2 – естественный выход подземных рассолов; 3 – участки закачки дренажных рассолов и их номера I–III

Fig. 2. Location of the PUNE "Crystal" site on the Siberian Craton (a) on River Daldyn Basin (b) nearby the mining kimberlite pipes "Udachnaya" (У) and "Zarnitsa" (З) (on Google map). Symbols: (a): 1 – Anabar (i) and Aldan (ii) shields; 2 – zone of high-mineralized underground brines of Siberian Craton; 3 – Yakut Diamond-Bearing Province; 4 – PUNE «Crystal» site; (b) 1 – water sampling points; 2 – natural groundwater source; 3 – sites of drainage brines pumping I–III

Характеристики взрыва и реабилитационные работы. Взрыв «Кристалл» мощностью 1,7 кт в тротиловом эквиваленте был произведен на глубине 98 м в 300 м от уреза воды р. Улахан-Бысыттах – левого притока р. Даудын в бассейне р. Марха (рис. 2, б). Боевой скважиной была вскрыта малая толика геологического разреза района: в интервале 0–5 м вскрыты суглинки и щебень четвертичных отложений, ниже до глубины 105 м – переслаивание многолетнемерзлых глинистых и доломитизированных известняков [20]. В атмосферу фактически вышло примерно 1 % общей активности, образовавшейся при взрыве, вместо проектных 4 % [6]. Это был первый из восьми запланированных близповерхностных взрывов для получения навала высотой 27–30 м поперек долины р. Улахан-Бысыттах, как основы для строительства плотины хвостохранилища общей длиной 1800 м, шириной по гребню 85 м [6, 21]. На эпицентре взрыва «Кристалл» появился навал с провалившейся центральной частью, форма которого походила на кальдеру вулкана, т. е. это был скорее провал, окруженный гребнем (рис. 3, а), но мы продолжим называть его навалом. Диаметр навала по основанию составлял около 200 м, а высота по гребню – всего 10–14 м (рис. 1, 3, а), т. е. в два раза ниже расчетной, что послужило официальной причиной для отказа от проведения остальных взрывов [6]. Впервые с использованием программного пакета Surfer и встроенного в него инструмента Volume нами построена цифровая модель рельефа (ЦМР) навала и рассчитан его объем: он составил $143000 \pm 4300 \text{ м}^3$ (рис. 3, а). При небольшом уклоне рельефа и малой глубине взрыва эпицентр взрыва практически совпал с устьем боевой скважины (рис. 1) [22].

В 2001 г. были опубликованы данные о радиоактивности навала в первые часы и дни после взрыва: через 1 час после взрыва 02.10.1974 г. на навале мощность экспозиционной дозы гамма-излучения (МЭД) была около 10–12 Р/ч, в 500 м от эпицентра через 2 часа МЭД составляла 0,3 Р/ч, а через 24 ч снизилась до 0,04 Р/ч [6], то есть начальная радиоактивность навала, которая быстро снижалась по мере распада короткоживущих изотопов, была значительной. В 1990 г. при первом посещении объекта «Кристалл» после его рассекречивания в центре обводненного навала якутскими исследователями был обнаружен фрагмент обсадной колонны длиной 12 м, вытолкнутый при взрыве (рис. 3, б), МЭД на навале составляла 50–65 мкР/ч, тогда как в окрестностях вокруг навала – преимущественно 6–12 мкР/ч [23]. Кроме радиометрических измерений, другие открытые исследования после 1990 г. на навале не успели выполнить, поскольку уже в 1992 г. по решению АО ВНИПИПТ ГК «РОСАТОМ» (современного преемника организации, проводившей взрывы) навал засыпали глыбово-

щебнистым материалом, привезенным из отвалов пустых пород кимберлитовой трубки «Удачная» [23]. Однако в 1993 г. у северо-восточного подножья насыпи был выявлен радиоактивно-загрязненный участок с МЭД 20–25 мкР/ч (рис. 3, а, пунктирная область), что до двух раз превышали МЭД, распространенные в окрестностях. Эти невысокие МЭД – 20–25 мкР/ч – не в полной мере отражали реальную степень радиационной опасности. В почвах этого участка были обнаружены $^{239,240}\text{Pu}$, ^{137}Cs , ^{241}Am , активность которых превышала минимальные значения активности для твердых радиоактивных отходов в 21,6; 1,1; 2,8 раз и составляла (Бк/кг): $^{239,240}\text{Pu}$ – 21600, ^{137}Cs – 11200, ^{241}Am – 2800 соответственно. Кроме того, были обнаружены ^{60}Co с активностью 2720 Бк/кг и ^{125}Sb – 210 Бк/кг [23], ^{90}Sr – 800 Бк/кг [24]. Именно открытие этих загрязненных почв стало основанием для отнесения ПЯВ «Кристалл» в 1999 г. к аварийным взрывам [25, 26].

Следует полагать, что в 1990 г. грунты навала содержали еще большее количество техногенных радионуклидов, чем почвы прилегающего загрязненного участка, поскольку на навале МЭД 50–65 мкР/ч почти трехкратно превышала МЭД на прилегающем загрязненном участке, и грунты навала представляли собой твердые радиоактивные отходы. Засыпка навала глыбово-щебнистой насыпью всего через год с небольшим после рассекречивания объекта (зимой 1992 г.) подкрепляет наше предположение.

В 2006 г. для захоронения прилегающего загрязненного участка насыпь была наращена с северо-восточной стороны, и ее диаметр увеличился до 260 м при высоте от 7 до 20 м. Общий объем насыпи с погребенным под ней навалом, по нашим оценкам, составляет $624000 \pm 20000 \text{ м}^3$ (рис. 4). Дополнительно в том же году в насыпи был наморожен льдогрунтовый слой мощностью 0,6 м, который для теплоизоляции сверху перекрыли трехметровым слоем щебня [27]. В условиях сурового резко-континентального климата и сплошной многолетней мерзлоты рассчитывали, что при мощности насыпи, превышающей в 10 и более раз мощность сезонно-талого слоя, составляющую 0,2–1,8 м для природных ландшафтов района, в насыпи и под ней постепенно восстановится многолетняя мерзлота за счет подтягивания подошвы сезонно-талого слоя, а намороженный в насыпи льдогрунтовый слой ускорит ее замерзание, тем самым будет достигнута долговременная надежная морозная иммобилизации радионуклидов в погребенных грунтах навала и прилегающего участка, а также будут надежно перекрыты устье боевой скважины и ослабленная зона вокруг неё, соединяющие дневную поверхность с ОРАО, размещенными в ЦЗВ на глубине всего 98 м [6, 25, 28].

Так, на эпицентре ПЯВ «Кристалл» было сформировано необустроенное приповерхностное захоронение ОРАО в виде насыпи из глыбово-щебнистых чистых обломков известняков и доло-

митов, взятых из отвалов пустых пород карьера кимберлитовой трубы «Удачная» (все захоронения, где отходы размещены не глубже 100 м, относятся к категории приповерхностных) (рис. 4).

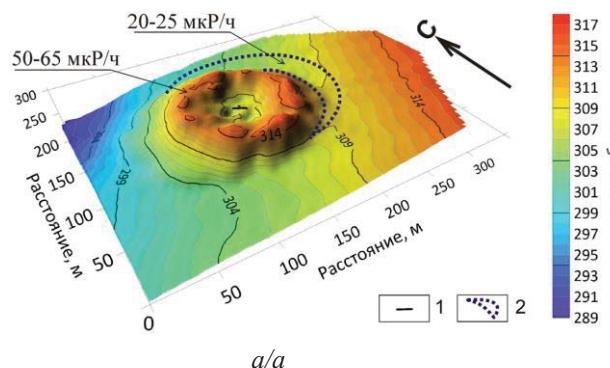


Рис. 3. а) ЦМР навала на эпицентре ПЯВ «Кристалл». Условные обозначения: 1 – фрагмент обсадной колонны; 2 – загрязненный участок, прилегающий к навалу с северо-восточной стороны, и МЭД (мкР/ч) по данным замеров 1990 г. [23]; б) фрагмент обсадной колонны на эпицентре ПЯВ «Кристалл» (фото И.Д. Архипова, с радиометром Е.С. Секов, 1990 г.) [23. С. 32]

Fig. 3. а) digital elevation model (DEM) of the settled back upthrust dome. Symbols: 1 – fragment of emplacement hole casing; 2 – contaminated area near upthrust dome and gamma radiation exposure dose rate (EDR) ($\mu\text{R}/\text{h}$) in 1990 [23]; б) cement-filled casing fragment of the emplacement hole of the "Crystal" (12 m long) (depicted by I.D. Arkhipov, E.S. Sekov with the radiometer on the photo, 1990) [23. P. 32]

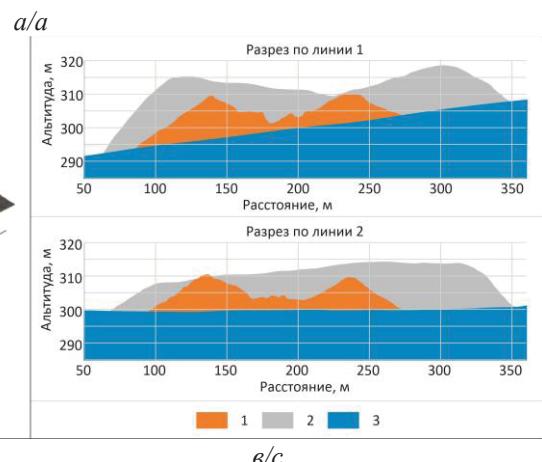
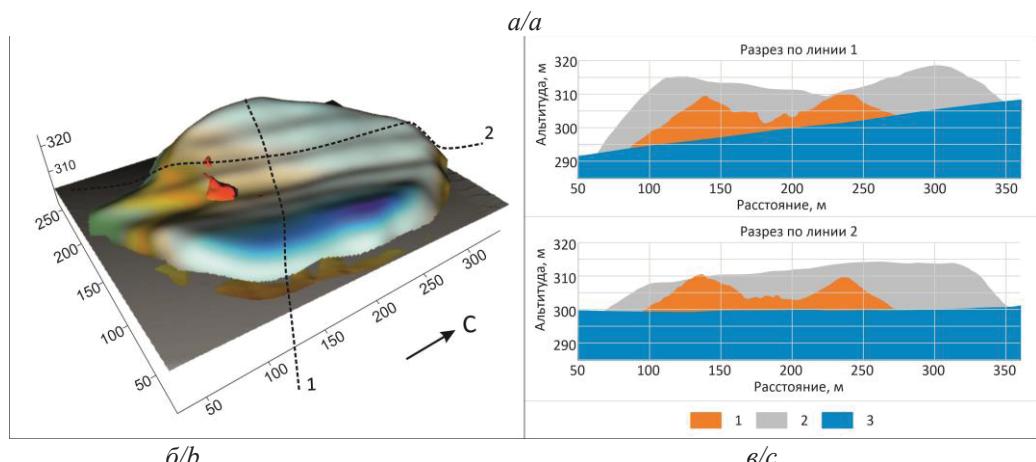


Рис. 4. а) глыбово-щебнистая насыпь на эпицентре ПЯВ «Кристалл» летом 2007 г. (автор фото В.Е. Захаров, 2007 г.); б) ЦМР насыпи, совмещенная с первичной формой навала, пунктиром показаны линии разрезов 1 и 2; в) разрезы ЦМР насыпи. Условные обозначения: 1 – навал; 2 – насыпь; 3 – естественный склон

Fig. 4. а) block-rubble artificial cover at the epicenter PUNE «Crystal» in summer 2007 (photograph by V.E. Zakharov, 2007); б) DEM of the artificial cover, combined with primary form of dome-shaped mound; dashed lines show the direction of sections; в) DEM sections of the block-rubble artificial cover. Symbols: 1 – dome shaped mound; 2 – block-rubble artificial cover; 3 – natural slope

В рамках реабилитационного проекта в 2006 г. были проведены и другие работы: механизированным способом удалены растительность и мохово-лишайниковый покров на участке вокруг насыпи размером 430×330 м, названном технологической площадкой, которую обнесли забором из металлических столбов и колючей проволоки, а собранный почвенно-растительный материал разместили за забором в виде длинных гряд (рис. 4).

На сегодняшний день объект «Кристалл» – один из наиболее обследованных объектов ПЯВ в Якутии: первые открытые радиометрические замеры проведены в 1990 г., пробы почв изучены в 1993 г. [23], а в начале 2000-х гг. проведен большой комплекс работ по оценке загрязнения почв, растительности [24, 29, 30] и рисков возможного облучения местного населения [31]. Пионерные зондирования становлением поля в ближней зоне (ЗСБ) в 2008 г. позволили впервые оценить геоэкологическую обстановку в недрах объекта «Кристалл» и прилегающей территории [20]. Проблема водного переноса радионуклидов на объекте «Кристалл» обсуждалась исследователями Института динамики геосфер РАН [21], Акционерного общества «Ведущий проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт промышленной технологии» государственной корпорации РОСАТОМ (ВНИПИ промтехнологии) [10], Института геологии и минералогии СО РАН [20, 32, 33].

Комплексная геоэкологическая оценка реабилитационных работ на эпицентре ПЯВ «Кристалл», в том числе современного состояния насыпи – необустроенного приповерхностного захоронения особых радиоактивных отходов, еще не проводилась.

Методы и материалы

В настоящей статье рассматриваются результаты зондирований методом электротомографии, наземной магнитной съемки в 2019 г., замеров МЭД и изучения водных проб в 2008, 2012, 2018–2021 гг. в совокупности с опубликованными данными других исследователей. Для построения ЦМР насыпи и навала и оценки их объемов использовали программный пакет Surfer и встроенный в него инструмент Volume.

Зондирования насыпи методом электротомографии (ЭТ) [34] выполнялись по четырем профилям многоэлектродной электроразведочной станцией «СКАЛА 48» (производство КБ «Электрометрия» и Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, Новосибирск), которая поочередно коммутирует по многожильным кабелям с 48-ю выводами и опрашивает различные комбинации электродов в виде заземленных в грунт железных штырей (исп. – А.Н. Шеин, помогали В.В. Потапов, С.Ю. Артамонова, Р. Байсенбаев) (рис. 5, 6). Ис-

пользование данного метода признано весьма эффективным при изучении верхнего разреза геологической среды и решения задач инженерной геологии, гидрогеологии [35, 36], в т. ч. в условиях Арктики и многолетней мерзлоты [37].

Результатом измерений ЭТ является информация о распределении кажущегося удельного электрического сопротивления (УЭС, $\Omega \cdot \text{м}$) по глубине вдоль профиля измерений. Использовалась трёхэлектродная установка с выносом удалённого электрода на 1 км перпендикулярно профилям с достижением глубинности замеров кажущегося УЭС до 80 м, межэлектродное расстояние составляло 5 м. Качество измерений оценивалось аппаратными средствами прибора «Скала-48»: для каждого замера оценивалось относительное стандартное отклонение, и, если оно превышало 1 %, замер выбраковывался. Кроме того, проводился контроль воспроизводимости данных. При повторных зондированиях средняя относительная погрешность не превышала 5 %. После этого массив первичных данных УЭС обрабатывался вручную. Инверсия первичных данных проводилась в программе Res2DInv с учётом влияния рельефа, с использованием робастной инверсии стандартным методом Гаусса–Ньютона. В соответствии с рекомендациями разработчиков программного обеспечения [34], при инверсии использовалась густая расчёчная сетка, где ширина ячеек равнялась половине межэлектродного расстояния, что позволило улучшить детальность верхней части геоэлектрического разреза, неоднородность которой усиlena присутствием металлического забора и погребенных железных фрагментов. Для верификации полученных моделей и определения степени влияния железных объектов проводилось численное моделирование с использованием программы ZondRes2D [38], в которой решалась прямая задача, а затем полученные синтетические данные подвергали инверсии с применением Res2DInv [22]. В результате обработки каждого профиля были построены геоэлектрические разрезы – двумерное распределение УЭС. Затем для построения площадного распределения УЭС проводилась фильтрация всех полученных данных по соответствующей глубине с последующей интерполяцией выборки в программе Surfer.

Измерения модуля полного вектора геомагнитного поля проводили с помощью протонного магнитометра MMPOS-1 (УГГУ-УПИ, г. Екатеринбург) по 32-м профилям с погрешностью 1 нТл, вариации естественного магнитного поля записывали квантовым магнитометром GSM-19 (Gem System, Канада) с погрешностью 0,1 нТл (рис. 5) (исп. – А.Н. Шеин, помогали В.В. Потапов, С.Ю. Артамонова, Р. Байсенбаев). Для последовательной энергетической фильтрации магнитных данных (исп. – П.Н. Нови-

кова) применяли программы «КОСКАД 3D» (авторы А.А. Никитин, А.В. Петров, А.С. Алексашин) [39], для численного моделирования (исп. – П.Н. Новикова) – программу PRIZMA (автор А.С. Долгаль) [40], подробная методика замеров и обработки полученных данных приведена в [41].

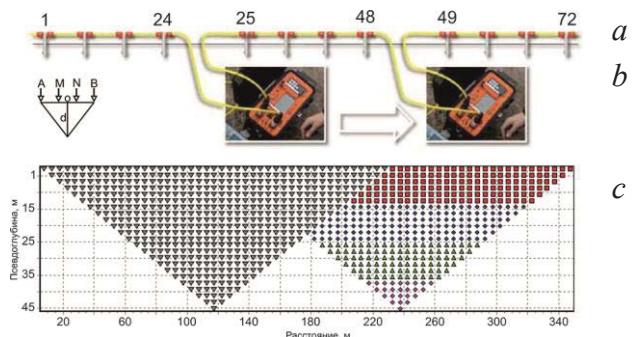


Рис. 5. Схема измерений УЭС при электротомографии: а) подключение электродов и кабелей к прибору СКАЛА; б) положение точки записи в симметричной установке; в) положение точки записи на псевдоразрезе

Fig. 5. Electrical resistivity tomography (ERT) measurements: a) electrodes and cables connected to the SKALA system; b) symmetrical sounding array; c) resistivity data points

Радиационную обстановку оценивали путем маршрутных измерений мощности амбиентного эквивалента дозы гамма-излучения (МАД, мкЗв/ч) с применением спектрометра МКС-АТ6101Д, мощности экспозиционной дозы гамма-излучения (МЭД, мкР/ч) с применением СРП-68-01 (исп. – С.Ю. Артамонова). Пробы отбирали из водных стоков, вытекающих из-под насыпи на эпицентре ПЯВ «Кристалл», водопроявлений (луж) и ручья, протекающего рядом с насыпью (рис. 6), из р. Улахан-Бысыттах, на фоновой точке в р. Далдын, из ручья у естественного выхода подземных рассолов на правом берегу р. Далдын (исп. – С.Ю. Артамонова) (рис. 2, б).

Активность трития определяли жидкостно-сцинтилляционным методом с применением спектрометра Tri-Carb 2800 (США) (аналитик – Л.Г. Бондарева), в 2018–2020 гг. – с применением спектрометра-радиометра Quantulus-1220 фирмы PerkinElmer Inc (США) (аналитик – Г.В. Симонова). Определение активности ^{90}Sr в водных пробах, пробах подземных рассолов проводилось бета-радиометрическим методом на низкофоновой бета-радиометре РУБ-01П с предварительной радиохимической подготовкой счетных образцов (аналитик – И.В. Макарова) [42].

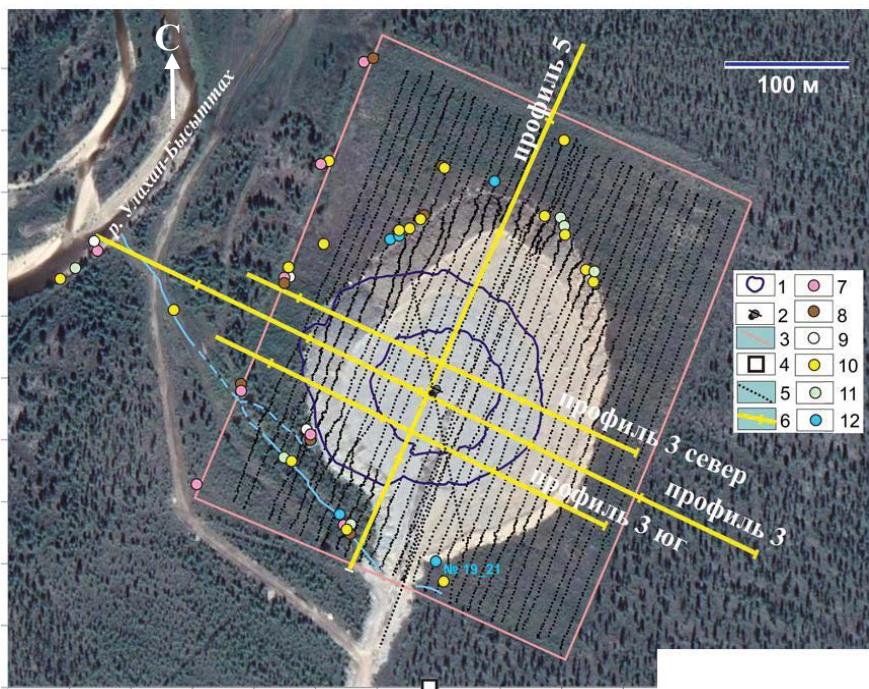


Рис. 6. Схема геоэкологических исследований насыпи на эпицентре ПЯВ «Кристалл» в 2008–2021 гг. Условные обозначения: 1 – контуры подножья и гребня навала; 2 – столб-репер над устьем боевой скважины; 3 – забор; 4 – магнитовариационная станция; 5 – треки наземной магнитной съемки; 6 – профили электротомографических зондирований; точки отбора проб воды: 7 – 2008 г.; 8 – 2012 г.; 9 – 2018 г.; 10 – 2019 г.; 11 – 2020 г.; 12 – 2021 г.

Fig. 6. Geoenvironmental research of the block-rubble artificial cover at the epicenter PUNE "Crystal" in 2008–2021. Symbols: 1 – contours of bottom and ridge of the upthrust dome; 2 – benchmark of the emplacement hole; 3 – paling of the site; 4 – geomagnetic variation station; 5 – land geomagnetic measuring tracks; 6 – electrical resistivity tomography profiles; surface water sampling points in: 7 – 2008; 8 – 2012; 9 – 2018; 10 – 2019; 11 – 2020, 12 – 2021

Отбор крупнообъемной водной пробы в 20 дм³ и концентрирование из нее ⁹⁰Sr позволяли добиться более низкого предела обнаружения 0,01 Бк. Относительная погрешность метода не превышает 20 % с вероятностью $P=0,95$ для активностей более 1 Бк. Определение активности ^{239,240}Ru, ²³⁸Ru в водных пробах проводилось альфа-спектрометрическим методом на восьмиканальном альфа-спектрометре ALPHA-ENSEMBLE-8 (Ametek, ORTEC, США) с кремниевыми детекторами высокого разрешения с предварительной радиохимической подготовкой счетных образцов (аналитики – И.В. Макарова, М.С. Мельгунов) [43]. Водную пробу отбирали объемом в 100 дм³. В качестве внутреннего стандарта использовали метку ²⁴²Ru 0,1 Бк, который вносили в водную пробу перед химическими процедурами. Концентрирование изотопов Ru из 100-литровой исходной пробы позволяет добиться более низких пределов их обнаружения в 0,002 Бк. Относительная погрешность не превышает ± 15 % с вероятностью $P=0,95$. Подробное описание методик изучения водных проб приведено в [32].

Результаты и их обсуждение

В 2008 г. за пределами технологической площадки объекта «Кристалл» среднее измеренное

значение МЭД на природном склоновом ландшафте и в долине р. Улахан-Бысыттах составило 7 мкР/ч, что соответствует местному природному радиационному фону на подстилающих известняках и доломитах, перекрытых сверху почвенным и мохово-лишайниковым покровами, оцениваемому в 5–7 мкР/ч [44]. На технологической площадке вокруг насыпи МЭД в 2008 г. составила в среднем 8,8 мкР/ч при диапазоне от 5,5 до 11,5 мкР/ч, при этом максимальная МЭД, равная 11,5 мкР/ч, была измерена на северо-восточном подножье насыпи. Диапазон МАД в 2012 г. изменился от 0,04 до 0,066 мкЗв/ч, при этом была выявлена узкая полоса повышенных значений МАД на северном подножье насыпи (рис. 7, а). В 2021 г. характер распределения МЭД совпал с данными предыдущих лет (рис. 7, б). По-видимому, слабое повышение МЭД и МАД на северном подножье насыпи обусловлено краевой зоной погребенного загрязненного участка, примыкающего к навалу с северо-восточной стороны. Можно говорить о постепенном снижении МЭД: если в 2008 г. максимальные значения составляли 11,5 мкР/ч, то в 2021 гг. они не превышали 9–10 мкР/ч, т. е. за 13 лет снижение МЭД составило около 1,5 мкР/ч.

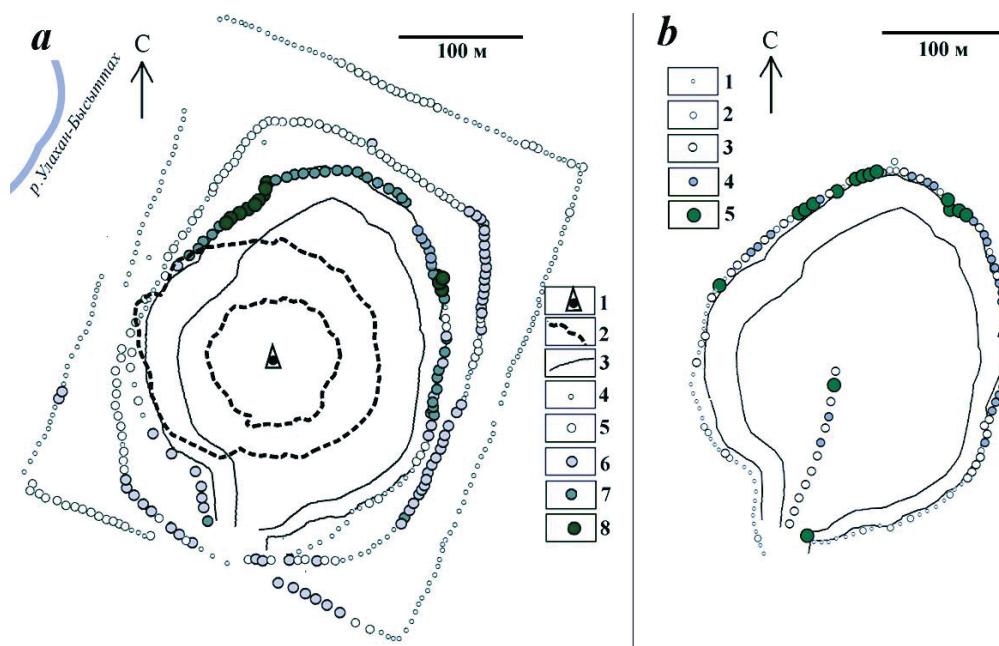


Рис. 7. Распределение МАД в 2012 г. [32] (а) и МЭД в 2021 г. (б) на эпицентре ПЯВ «Кристалл». Условные обозначения (а): 1 – столб-репер устья боевой скважины; 2 – контуры подножья и гребня навала, погребенного под насыпью; 3 – контуры подножья и верхней кромки насыпи; МАД (мкЗв/ч): 4 – < 0,05; 5 – 0,05–0,053; 6 – 0,054–0,057; 7 – 0,058–0,061; 8 – 0,062–0,066; (б): МЭД (мкР/ч): 1 – 6–7; 2 – 7,5; 3 – 8; 4 – 8,5; 5 – 9–10

Fig. 7. Gamma-radiation ambient dose rate (ADR) in 2012 [32] (a) and gamma-radiation exposure dose rate (EDR) in 2021 (b) at the PUNE "Crystal" epicenter. Symbols (a): 1 – benchmark of the emplacement hole; 2 – contours of bottom and ridge of the upthrust dome, filled by the artificial cover; 3 – contours of bottom and upper edge of the block-rubble artificial cover; ADR ($\mu\text{Zv}/\text{h}$): 4 – < 0,05; 5 – 0,05–0,053; 6 – 0,054–0,057; 7 – 0,058–0,061; 8 – 0,062–0,066; (b) EDR ($\mu\text{R}/\text{h}$): 1 – 6–7; 2 – 7,5; 3 – 8; 4 – 8,5; 5 – 9–10

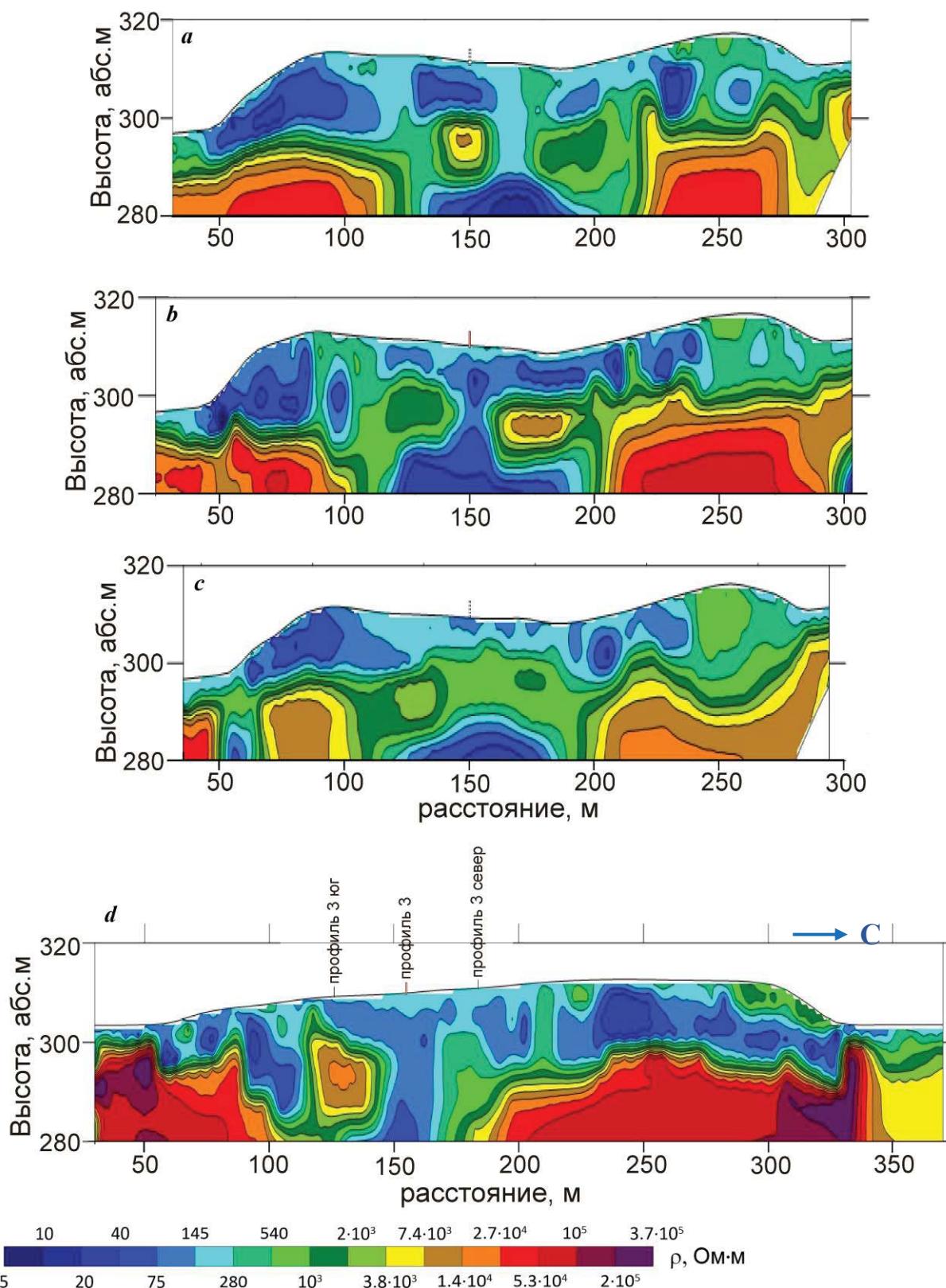


Рис. 8. Геоэлектрический разрез УЭС (Ом·м) насыпи над эпицентром ПЯВ «Кристалл» по профилям Зсевер (a), З (b), Зюг (c), по профилю 5 (d), полученные с использованием трехэлектродной установки (расположение профилей ЭТ, рис. 6)

Fig. 8. Inverted resistivity section (Ohm·m) along profiles 3sever (a), 3 (b), 3zug (c) and along profile 5 (d) by complete pole-dipole measurements (profile location see Fig. 6)

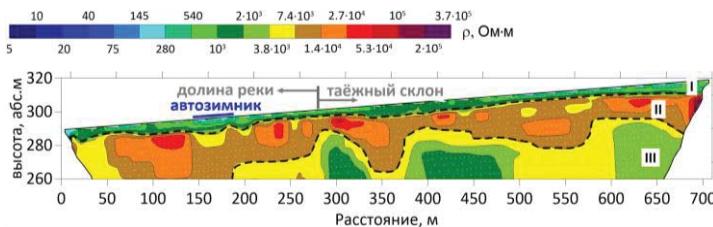


Рис. 9. Слоистое строение геоэлектрического разреза УЭС (Ом·м) на природном ландшафте таежного склона и долины р. Улахан-Бысыттах в 300 м к северу от столба-репера ПЯВ «Кристалл» (установка поле-диполь) [22]

Fig. 9. Layered structure of the inverted resistivity section (Ohm·m) along the profile in the natural landscapes of the taiga slope and the Ulakh-Bysytta River valley, located 300 m north of the PUNE "Crystal" benchmark [22]

Глыбово-щебнистая насыпь, сооруженная в 1992 г. и наращенная в 2006 г. на эпицентре ПЯВ «Кристалл», перекрыла доступ к радиоактивно-загрязненным грунтам, тем самым предотвратила риск случайного распространения этих грунтов с обувью посетителей и т. п., были прекращены процессы эрозии грунтов под открытым небом. В результате на эпицентре объекта «Кристалл» в пределах технологической площадки размером 430×330 м, ограниченной забором, сложилась спокойная радиационная обстановка с низкими МЭД (МАД), сравнимыми с природным радиационным фоном.

В результате зондирований ЭТ получены геоэлектрические разрезы насыпи (рис. 8). В насыпи не просматривается слой с контрастно-высокими УЭС, который бы соответствовал льдогрунтовому слою, намороженному в 2006 г., а характерны УЭС преимущественно 20–280 Ом·м, только локально 540 Ом·м и выше до 2000 Ом·м.

О чём могут говорить эти весьма низкие УЭС в насыпи? Обратимся к результатам зондирований ЭТ на природном ландшафте таежного склона и долины р. Улахан-Бысыттах, в 300 м севернее объекта «Кристалл» [22]: в геоэлектрическом разрезе выделен тонкий поверхностный проводящий слой с УЭС 145–1000 (местами до 2000) Ом·м с мощностью в 1–2 м, обозначенный как слой I (рис. 9).

Зондирования ЭТ показали, что слой I распространен повсеместно и четко просматривается на геоэлектрических разрезах всех профилей зондирований ЭТ. В результате этот слой I отнесен нами к сезонно-талому слою [22], что согласуется с геокриологическими и геотермическими данными [17, 45, 46]. Следовательно, диапазон значений УЭС 145–1000 (местами до 2000) Ом·м в местных условиях таежного ландшафта можно принять за критерий талых пород. А в насыпи, как отметили выше, диапазон УЭС большей частью – в пределах 20–280 Ом·м, что намного ниже 1000 (2000) Ом·м, то есть соответствует местному критерию талых пород. Однако вспомним, что под насыпью находятся погребенные железные объекты: в 1990 г. был сфотографирован крупный фрагмент обсадной колонны, лежащий на навале в субгоризонтальном

положении (рис. 3, б), а также предполагаются остальные фрагменты обсадной колонны в недрах под устьем боевой скважины. Известно, что железные объекты в грунтах могут формировать геоэлектрические проводящие псевдоаномалии весьма низких УЭС [22]. Таким образом, прежде чем говорить о талом и увлажненном состоянии насыпи, нужно ответить на вопрос: не обусловлены ли весьма низкие УЭС в насыпи влиянием железных объектов?

Для разделения геоэлектрических аномалий, вызванных погребенными железными объектами, и геоэлектрических аномалий, имеющих другую природу, была проведена наземная магнитная съемка. Путем вычитания 2633-х значений модулей полного вектора геомагнитного поля T_{var_i} , измеренных на магнитовариационной станции, и 6296-ти значений модулей полного вектора геомагнитного поля T_{izm_i} , одновременно измеренных в точке магнитной съемки, построена карта аномального магнитного поля $\Delta T_a = T_{izm_i} - T_{var_i}$ (рис. 10, 11, а).

Часть магнитных аномалий вызваны железными объектами, обнаруженными на поверхности Земли (рис. 11, а):

- железные бочки, лист и проволоки, обнаруженные на юго-западе технологической площадки (объекты *d*, *e*, *f*) вызывают весьма слабые магнитные аномалии;
- шина от карьерного грузовика БЕЛАЗ, оставленная на северо-восточном подножье насыпи, формирует положительную изометрическую аномалию с амплитудой ΔT_a в 800 нТл и диаметром до 25 м (объект *c*);
- забор из металлических столбов и колючей проволоки (показано контуром бирюзового цвета) создает вытянутые отрицательные аномалии по краям участка магнитной съемки;
- две трубы длиной 30 м, диаметром 102 см, толщиной металла 8 мм, проложенные под насыпной дорогой на глубине примерно 1 м для переброски склоновых стоков (объект *b*) совместно со столбами забора, проходящего рядом, формирует высокоинтенсивную аномалию линейного простириания с амплитудой ΔT_a 8700 нТл с поперечным размером (при учете фланговых частей) до 45 м, названную южной.

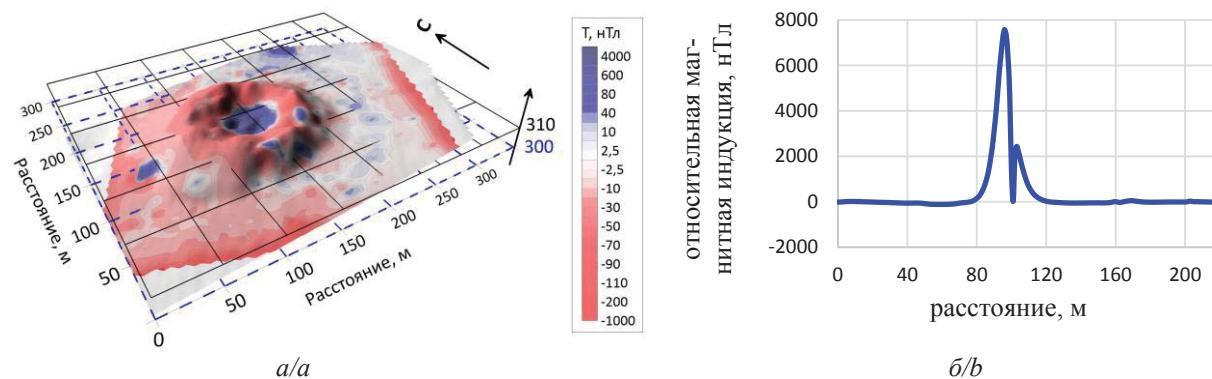


Рис. 10. а) карта аномального магнитного поля ΔT_a (нТл) на эпицентре ПЯВ «Кристалл», наложенная на ЦМР навала; б) график центральной магнитной аномалии в направлении с магнитного севера на юг
Fig. 10. а) map of the anomalous geomagnetic field ΔT_a (nTl) at the epicenter of the PUNE "Crystal", combined with digital elevation model of the dome-shaped mound; b) plot of the central magnetic anomaly in the direction from geomagnetic north to south

Боевая скважина ПЯВ «Кристалл» отличалась большим диаметром ствола, для её обсадки под устьем установили трубу с диаметром 142 см на глубину 6 м, в которую вложили обсадную колонну диаметром 122 см и длиной 38 м, смонтированную путем высокотемпературной сварки из труб с толщиной металла 12 мм. Эти массивные железные объекты, с расчетной массой 416,7 кг/пог. м и 357,5 кг/пог. м, соответственно, должны были, без сомнения, вызывать помехи в геомагнитном поле. Действительно, результаты наземной магнитной съемки показали формирование крупной изометричной магнитной аномалии в центре насыпи (рис. 10) с высокими положительными значениями модуля магнитной индукции ΔT_a до +7700 нТл и шириной (диаметром) 46 м, названной нами центральной. Эту аномалию осложняет узкий отрицательный пик с амплитудой 2400 нТл и шириной по основанию всего 4 м, измеренный у столба-репера (рис. 10, б).

Последовательная энергетическая фильтрация магнитных данных в программе «КОСКАД 3D» позволила выявить аддитивный характер центральной магнитной аномалии: ее формируют погребенные фрагменты обсадной колонны боевой скважины, а узкий отрицательный пик в центре аномалии вызван влиянием столба-репера [41]. В результате каждый фрагмент обсадной колонны соотнесен с определенными составляющими магнитной аномалии, в том числе установлено, что 12-метровый фрагмент обсадной колонны, оторванный и вытолкнутый на поверхность навала при взрыве (рис. 3, б), ныне залегает там же под насыпью в субгоризонтальном положении и вытянут в субширотном направлении, а остальные находятся под устьем боевой скважины: шестиметровая труба диаметром 144 см предположительно подверглась сильной деформации в виде раздутия, нижняя часть обсадной колонны длиной 26 м остается в стволе

боевой скважины в вертикальном положении (рис. 11, б). Результаты численного моделирования в программе PRIZMA дополнительно подкрепляют эти выводы [41].

Сравнительный анализ магнитных аномалий и распределения УЭС в насыпи показал отсутствие очевидной корреляции магнитных и геоэлектрических аномалий в насыпи (рис. 11). Это позволяет говорить об отсутствии в насыпи значимых искажений геоэлектрических данных, вызванных погребенными железными объектами. Рассмотрим детальнее распределение УЭС в насыпи. У ее поверхности (+310 абс. м) диапазон УЭС, который обозначен палитрой голубого цвета в шкале УЭС, преимущественно 145–280 Ом·м. По мере углубления в насыпи всё больше ярко-синих пятен с УЭС ≤ 75 Ом·м, (уровни от +305 до +300 абс. м) которые, по-видимому, соответствуют участкам переувлажненного щебня: по сравнению с ними материал насыпи у ее поверхности (+310 абс. м) более «сухой». В целом очевидна приуроченность диапазона УЭС 20–280 Ом·м, обозначенного сине-голубой палитрой, именно глыбово-щебнистому материалу насыпи, тогда как диапазон УЭС 280–2000 Ом·м зелёной палитры, по-видимому, соответствуют более плотным материнским грунтам навала, погребенного под насыпью, и естественного склона, и они проявляются преимущественно у подошвы насыпи и в срезах пород естественного склона (рис. 11, с).

Синее пятно низких УЭС ≤ 75 Ом·м, неожиданно расположенное в центре насыпи у ее подошвы на уровне +295 абс. м, можно было бы принять за псевдоаномалию, вызванную погребенными железными объектами. Однако ниже – на срезе +290 абс. м – это синее пятно исчезает вместо того, чтобы стать более интенсивным и широким по мере приближения к железным объектам. В связи с этим можно сделать вывод, что в этом случае мы

наблюдаем скопление воды в глыбово-щебнистым материале, по-видимому, заполнившем провалившуюся центральную часть навала (вспомним первичную кальдерообразную форму навала,

рис. 3, а, 4), а навал, несмотря на уплотнение и размытие грунтов за период, прошедший со времени взрыва, и смятие при создании насыпи, по видимому, в целом сохранил черты первичной формы.

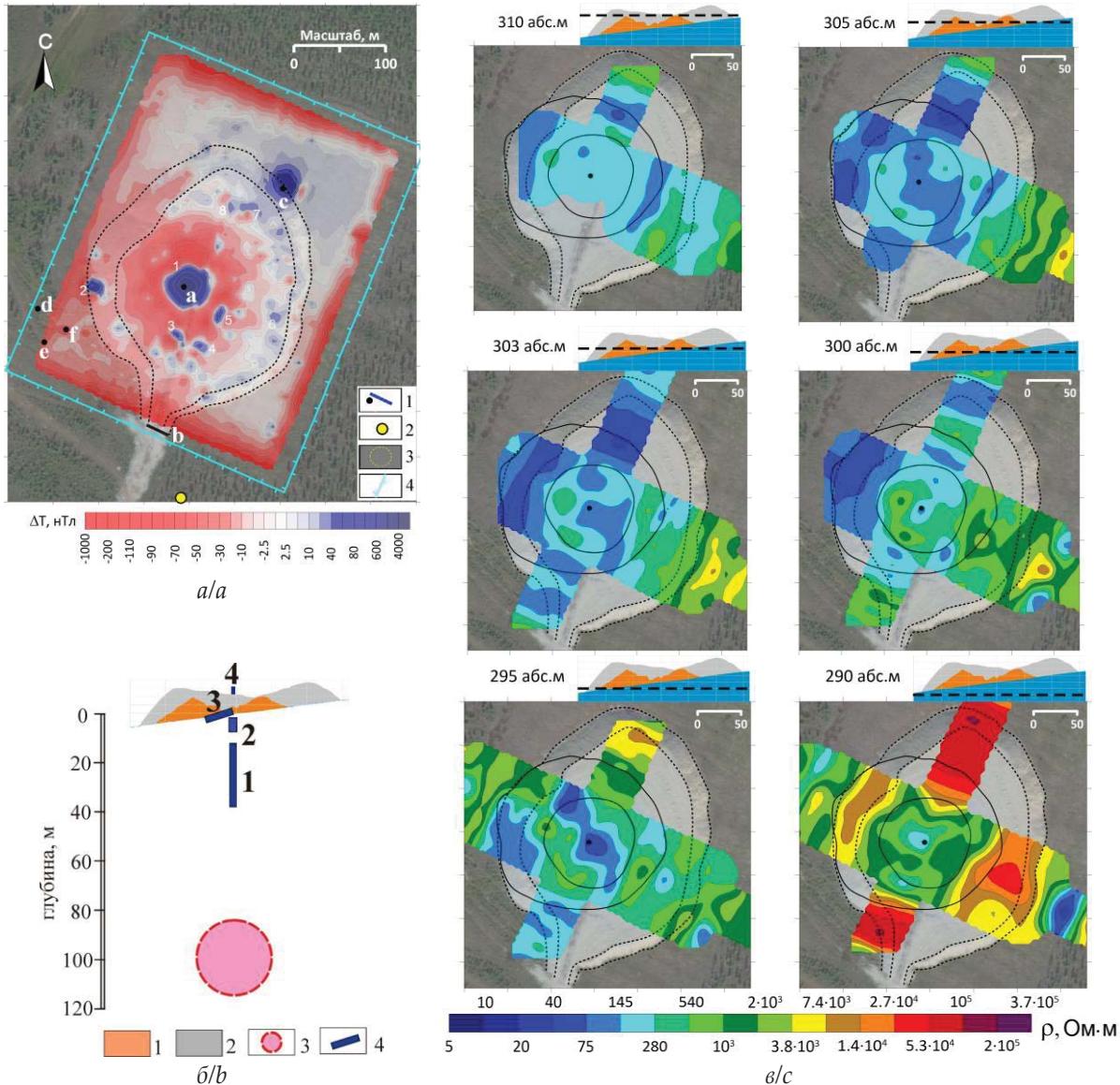


Рис. 11. Магнитные аномалии (нТл) (а), схема предположительного расположения фрагментов обсадной колонны боевой скважины (№ 1–3) и столба-репера (№ 4) (б) и распределение УЭС на разной глубине (Ом·м) (в) на эпицентре ПЯВ «Кристалл». Черным штрихом показаны подножье и верхняя кромка насыпи, черной жирной линией – подножье и гребень навала. Условные обозначения (а): 1 – железные объекты на поверхности: а) столб-репер; б) две трубы под насыпной дорогой; в) шина карьерного грузовика БЕЛАЗ; г) бочки; д) лист; е) проволока; 2 – магнитовариационная станция; 3 – центральная магнитная аномалия; 4 – забор; (б): 1 – навал; 2 – насыпь; 3 – центральная зона взрыва; 4 – железные объекты

Fig. 11. Geomagnetic anomalies (nTl) (a), presumptive location of fragments of the emplacement hole casing (no. 1–3) and benchmark (no. 4) (b) and electrical resistivity distribution (Ohm·m) at different depths (c) at the epicenter PUNE "Crystal". Black dashed line shows contours of the bottom and upper edge of the artificial cover, black fat line shows contours of the bottom and upper edge of the dome-shaped mound. Symbols (a): 1 – iron objects on the land surface: a) benchmark; b) two water run-off tubs under the roadbed; c) car-tire of BELAZ truckful; d) barrels; e) sheet; f) wire; 2 – geomagnetic variation station; 3 – central magnetic anomaly; 4 – paling of the site; (b): 1 – dome-shaped mound; 2 – artificial cover; 3 – center of the explosion; 4 – iron objects

Вместе с тем под насыпью, под устьем боевой скважины на уровне +285 абс. м и ниже, просматриваются как раз геоэлектрические помехи, по нашему мнению, вызванные железными объектами, а именно крупная геоэлектрическая аномалия весьма низких УЭС от 5 до 75 Ом·м (рис. 8) [22], совпадающая по расположению с центральной магнитной аномалией. На эту псевдоаномалию предположительно накладывается геоэлектрическая аномалия весьма низких УЭС, формируемая солеными подземными флюидами (водами), просачивающимися со слабой интенсивностью наверх по ослабленной зоне вокруг боевой скважины, о чем свидетельствуют повышенные концентрации хлоридов, Br, Sr, обнаруженные в водных стоках из-под насыпи [33]. В целом на глубинах от 20 м (+290 абс. м и ниже) под насыпью геоэлектрические разрезы приобретают резко-контрастный характер, что, по-видимому, отвечает сложному строению недр под эпицентром взрыва «Кристалл», которое станет предметом обсуждения в отдельной статье (рис. 8, 11, с).

Итак, в результате сравнительного анализа магнитных и геоэлектрических данных можно сделать вывод, что погребенные железные объекты в насыпи не вызывают значимые геоэлектрические помехи и весьма низкие УЭС в насыпи: преимущественно 20–280 Ом·м, только локально 540 Ом·м и выше – до 2000 Ом·м, обусловлены талым и переувлажненным состоянием насыпи. К сожалению, расчеты на постепенное восстановление многолетней мерзлоты в насыпи и под ней за счет зимнего промерзания и подтягивания подошвы сезонно-тального слоя, проведенные в [6, 25, 28], не оправдались, хотя ранее, до

получения этих результатов ЭТ зондирований и наземной магнитной съемки в 2019 г., автор С.Ю. Артамонова вполне допускала возможное промерзание насыпи после ее наращивания и намораживания льдогрунтового слоя в 2006 г. [47]. Весьма низкие УЭС в насыпи свидетельствуют об очень сильной увлажненности насыпи, по-видимому, пре-восходящей обычную увлажненность сезонно-тального слоя местных природных ландшафтов, и накоплении в ней свободной воды, стекающей под действием силы тяжести в виде множества водных стоков из-под насыпи. Во время полевых работ 2008, 2012, 2018–2021 гг. даже в период длительных засух и летом, и поздней осенью наблюдалась постоянная увлажненность в подножье насыпи, откуда буквально сочилась вода, наблюдалось множество мелких водоемов и водных стоков из-под насыпи (рис. 12). Нами сделано предположение, что в теле глыбово-щебнистой насыпи ввиду ее грубого гранулометрического состава идет свободная конвекция воздуха, которая при наличии естественного градиента температуры воздуха и температуры пород (обломочного материала) приводит к конденсации атмосферной влаги в насыпи, в результате насыпь стала работать как постоянный генератор воды. Именно этим процессом логично объяснить вышеописанную постоянную практически равномерную по объему высокую увлажненность глыбово-щебнистого материала насыпи, наличие множества водных стоков из-под насыпи в любую погоду, в том числе в период длительных засух. Предполагается, что насыпь накапливает наибольшие объемы воды из атмосферной влаги при достижении наибольших градиентов температур «воздух–порода» в летние жаркие периоды.



Рис. 12. Водные стоки, вытекающие из-под насыпи на эпицентре ПЯВ «Кристалл» в августе 2019 г. (а) и в октябре 2021 г. (б)
Fig. 12. Water runoff under the artificial cover at the epicenter PUNE "Crystal" on August 2019 (a) and on October 2021 (b)

Можно говорить о непригодности крупнообломочных глыбово-щебнистых отложений для захоронения ОРАО в криолитозоне в условиях резко-континентального климата в силу свободного просачивания через них атмосферных осадков и свободной конвекции воздуха. Еще в начале 2000-х гг. подчеркивалась необходимость использования суглинков при строительстве захоронения ОРАО с намораживанием льдогрунтового блока-монолита в центре насыпи по примеру природных криогенных объектов – булгунняхов (гидролакколитов) – и гидро- и термоизоляцией [25]. По-видимому, при захоронении ОРАО на эпицентре ПЯВ «Кристалл» намораживание в насыпи 60-сантиметрового льдогрунтового слоя в 2006 г. оказалось недостаточным, или оно было проведено с отклонениями от проектных параметров. По крайней мере, какие-либо признаки наличия (сохранения) льдогрунтового слоя в насыпи на объекте «Кристалл» и подтягивания многолетней мерзлоты в тело насыпи нами по результатам ЭТ не обнаружены. Использование крупнообломочного материала вместо суглинков и отказ от намораживания льдогрунтового блока-монолита в центре насыпи, по-видимому, были главными ошибочными решениями при строительстве насыпи, не приведшими к ожидаемой криогенной иммобилизации радионуклидов в этом захоронении.

Несомненно, в силу высокой фильтрационной способности глыбово-щебнистая насыпь промывается метеорными и талыми водами, а свободная конвекция воздуха постоянно образует воду в насыпи за счет конденсации атмосферной влаги, тем самым они способствуют накоплению влаги в насыпи и создают условия для водной миграции радионуклидов из погребенных под насыпью грунтов и радионуклидов, возможно, поступающих из ЦЗВ с подземными водами или при эманации газовых флюидов по ослабленной зоне вокруг нее.

При оценке водного переноса радионуклидов из-под насыпи наше внимание в первую очередь было обращено на изучение активности трития ^{3}H – тяжелого изотопа водорода с безбарьерной миграционной способностью – в силу его химических свойств, способности к миграции в виде воды, а также радиостронция ^{90}Sr . В 2002 г. активность ^{3}H и ^{90}Sr в водном стоке из-под насыпи составляла 221 и 25,9 $\text{Бк}/\text{дм}^3$, а в рывине ниже по склону – 26,4 и 4,7 $\text{Бк}/\text{дм}^3$, соответственно [21]. В 2008 г. в водном стоке из-под насыпи нами была установлена активность 27 $\text{Бк}/\text{дм}^3$, которая ниже по склону быстро уменьшалась практически до фонового уровня: в ~50 м у края технологической площадки активность трития составила всего 6,0–12,0 $\text{Бк}/\text{дм}^3$. По-видимому, по мере движения водные стоки из-под насыпи существенно разбавляются метеорными

ми и грунтовыми водами (водами сезонно-талого слоя), в результате активность трития в стоках снижается практически до фонового уровня. За все время изучения минимальная активность трития, равная 4 $\text{Бк}/\text{дм}^3$, была определена в 2012 г. в ручейке около северо-западного подножья насыпи. Согласно результатам наших исследований, в 2008, 2012, 2018, 2019, 2020 гг. максимальная активность трития в стоках из-под насыпи составила ($\text{Бк}/\text{дм}^3$): 27, 18, 12, 11,9, 6,4, соответственно, т. е. наблюдалось неуклонное снижение активности трития с каждым годом (рис. 13, a). В 2020 г. по сравнению с 2002 г. максимальная активность трития в водных стоках снизилась почти в 35 раз. Наиболее сильное снижение активности трития в водных стоках наблюдалось после наращивания насыпи в 2006 г. – с 221 $\text{Бк}/\text{дм}^3$ в 2002 г. до 27 $\text{Бк}/\text{дм}^3$ в 2008 г., т. е. восьмикратное снижение активности трития. Объяснение этого снижения активности трития возможным промерзанием насыпи после 2006 г. [47] было ошибочным. Вряд ли глыбово-щебнистая талая насыпь могла стать барьером против миграции трития, имеющего безбарьерную миграционную способность в форме молекул воды (НТО и др.) в поверхностных условиях, против которого сложно придумать геохимический или физико-механический барьер, разве что только превратить его в лед. Но, согласно результатам зондирований ЭТ, насыпь и навал находятся в талом состоянии, а зондирования методом ЭТ и ЗСБ показали, что многолетняя мерзлота на эпицентре ПЯВ «Кристалл» деградировала [20, 22]. Следовательно, снижение активности трития в водных стоках можно объяснить двумя причинами: 1) в силу высокой подвижности тритий из ОРАО после взрыва за прошедшие годы мог мигрировать с водными стоками с высокой интенсивностью и беспрепятственно, и к настоящему времени его запасы уже могли иссякнуть, и потому мы наблюдаем его низкие активности в водных стоках; 2) активность трития постоянно снижалась в результате естественного радиоактивного распада: при довольно коротком периоде полураспада $T_{1/2} = 12,3$ года от первоначальной активности трития к настоящему времени в результате радиоактивного распада осталось всего около 6,2 % (на 17.04.2024).

Следует полагать, что механизм и формы водного переноса ^{90}Sr более сложные, чем у трития, и зависят от множества факторов, и, как следствие, его концентрации в водных стоках, по-видимому, изменяются в более широком диапазоне в разное время отбора. В 2002 г. активность ^{90}Sr в водных стоках составляла 25,9 $\text{Бк}/\text{дм}^3$ [23], а в 2012 г. она составила всего 0,4 $\text{Бк}/\text{дм}^3$, то есть активность снизилась в 64,8 раза (рис. 13, b). Сооружение насыпи на эпицентре объекта «Кристалл» могло значи-

тельно снизить интенсивность водной миграции ^{90}Sr , поскольку поверхность карбонатной щебени и глинистых частиц при медленном просачивании водных стоков могла адсорбировать ^{90}Sr или связывать его в результате катионного обмена $\text{Sr}^{2+} \leftrightarrow \text{Ca}^{2+}$. В последующие годы изучения водных стоков активность ^{90}Sr изменялась в одних и тех же пределах: от 0,004 до 0,4 Бк/дм³, тренд на дальнейшее снижение активности ^{90}Sr в водных стоках из-под насыпи пока не выявлен (рис. 13, *b*). В 2018 г. активность ^{90}Sr , равная 0,4 Бк/дм³, была определена в стоке из-под юго-западного склона насыпи, там же в 2019 г. она составила всего

0,004 Бк/дм³ (ниже в 100 раз), а в 2020 г. здесь же измерена близкая к данным 2018 г. активность в 0,35 Бк/дм³. Источником трития и радиострония в водных стоках из-под насыпи могут быть как погребенные грунты эпицентра взрыва, приравненные по содержанию радионуклидов к твердым радиоактивным отходам, так и ОРАО центральной зоны взрыва, откуда радионуклиды могут выходить по возможно потерявшему герметичность стволу боевой скважины и (или) по ослабленной зоне вокруг нее. Подробный анализ распространения ^{3}H и ^{90}Sr в водных стоках объекта «Кристалл» и речной воде прилегающей территории приведен в [32].

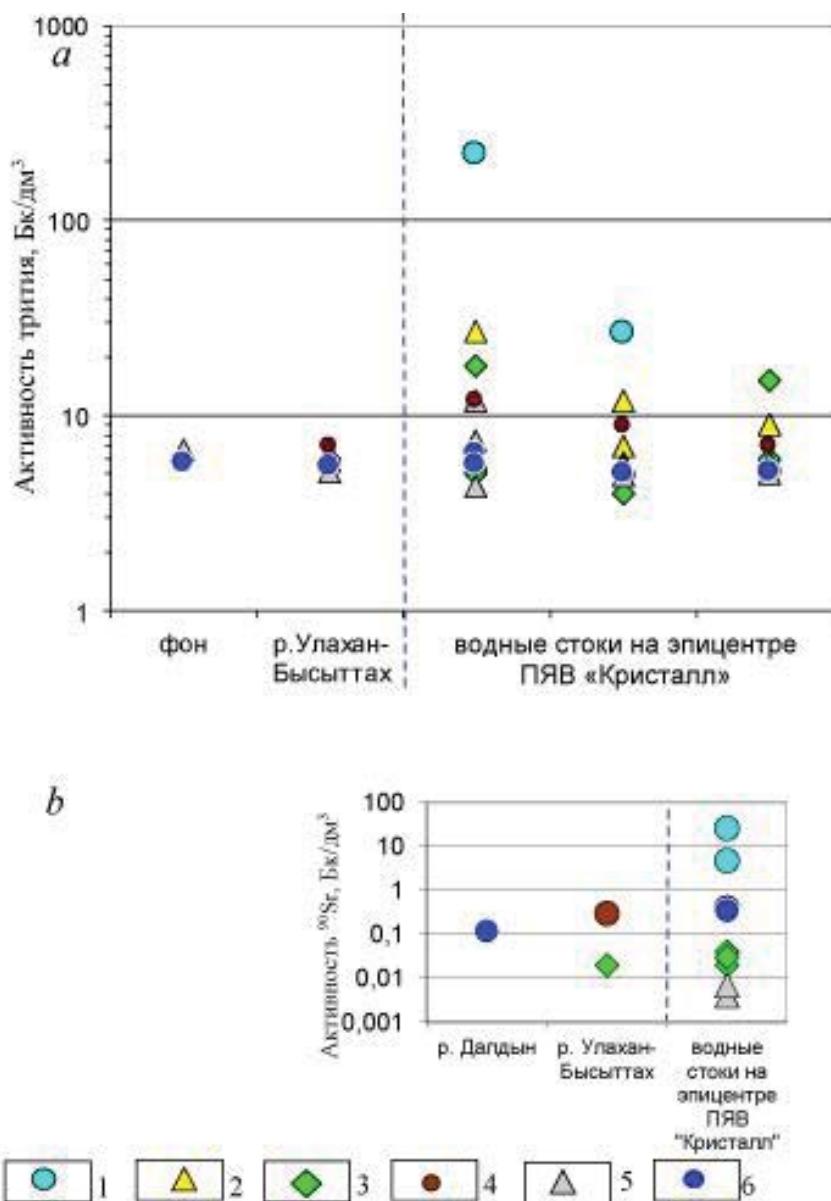


Рис. 13. Активность ^{3}H (а) и ^{90}Sr (б) (Бк/дм³) в водных стоках объекта «Кристалл», в р. Улахан-Бысыттах и в фоновой точке р. Далдын. Условные обозначения: годы пробоотбора: 1 – 2002 г. [21], 2 – 2008 г., 3 – 2012 г., 4 – 2018 г., 5 – 2019 г., 6 – 2020 г.

Fig. 13. Activity of tritium ^{3}H (a) and radiostronium ^{90}Sr (b) (Bq/L) in surface water of the "Crystal" site, Ulakhan-Bysyttaakh and Daldyn rivers. Symbols: years of water samplings: 1 – 2002 [21], 2 – 2008, 3 – 2012, 4 – 2018, 5 – 2019, 6 – 2020

Несмотря на значительное содержание изотопов Ru в погребенных грунтах эпицентра взрыва – до 21600 Бк/кг, согласно [23], и концентрирование изотопов Ru из крупнообъемных проб воды по 100 дм³, нам не удалось обнаружить их в водных стоках: активности ^{238,239}Pu и ²³⁸Pu были ниже 10⁻⁶ Бк/дм³. Этот факт дает основание говорить об устойчивой форме нахождения изотопов Ru в захороненных грунтах и почвах под насыпью, этот вывод дополнительно подкрепляется результатами изучения почв окрестностей насыпи в 2012 и 2019 гг. [32]. По-видимому, можно говорить также об отсутствии значимого выноса изотопов Ru с подземными флюидами из центральной зоны взрыва (признаки выхода соленых подземных флюидов обсуждались в статье [33]).

Итак, в настоящее время из необустроенного захоронения ОРАО на эпицентре ПЯВ «Кристалл», представляющего собой глыбово-щебнистую насыпь, идет слабоинтенсивный водный вынос радионуклидов: активность ³H в водных стоках из-под насыпи составляет всего 4–12 Бк/дм³, ⁹⁰Sr – 0,004–0,4 Бк/дм³, что в 630–1900 раз и 12–1200 раз ниже соответствующих уровней вмешательства в питьевой воде (УВ_{вода}), равных 7600 и 4,9 Бк/кг соответственно. Изотопы ^{239,240}Pu и ²³⁸Pu в водных стоках из-под насыпи не обнаружены (<0,000001 Бк/дм³).

Заключение

Впервые подготовлены ЦМР первоначального навала, образовавшегося на эпицентре ПЯВ «Кристалл», и глыбово-щебнистой насыпи над ним, представляющей собой необустроенное приповерхностное захоронение ОРАО, и оценены их объемы: около 143 и 624 тыс. м³, соответственно.

Сооружение глыбово-щебнистой насыпи в 1992 г. и ее наращение в 2006 г. в рамках реабилитационных работ через 18 лет и 32 года после взрыва, соответственно, привели к кардинальному улучшению радиоэкологической обстановки на эпицентре ПЯВ «Кристалл»: 1) был перекрыт свободный доступ людей и животных к грунтам и почвам, приравненным к твердым РАО, тем самым был предотвращен риск случайного распространения радионуклидов в среду обитания людей; 2) были прекращены процессы эрозии грунтов эпицентра под открытым небом; 3) в настоящее время установилась спокойная радиоэкологическая обстановка, мощность экспозиционной дозы гаммаизлучения составляет 6–8 мкР/ч, что практически соответствует природному радиационному фону, равному 5–7 мкР/ч, на таежных ландшафтах, развитых на местных подстилающих известняках и доломитах. Небольшое повышение МЭД до 9–10 мкР/ч у северного подножья насыпи, по-видимому, обу-

словлено краевой зоной погребенного загрязненного участка.

Путем последовательной энергетической фильтрации данных наземной магнитной съемки и численного моделирования удалось определить аддитивный характер крупной магнитной аномалии в центре насыпи, формируемой фрагментами обсадной колонны боевой скважины, и примерное расположение этих железных объектов под насыпью. Сравнительный анализ распределения УЭС и магнитных аномалий позволил выявить, что фрагменты обсадной колонны боевой скважины вызывают геоэлектрическую проводящую псевдоаномалию с УЭС от 5 до 75 Ом·м под насыпью, но не влияют на распределение УЭС в теле самой насыпи. В насыпи весьма низкие УЭС: преимущественно 20–280 Ом·м, локально 540–2000 Ом·м, предположительно обусловлены талым и весьма увлажненным состоянием глыбово-щебнистого материала, слагающего насыпь. К сожалению, расчеты на восстановление многолетней мерзлоты в насыпи и под ее телом за счет зимнего промерзания и подтягивания подошвы сезонно-талого слоя не оправдались. Крупнообломочный состав насыпи способствует просачиванию талых и метеорных вод через тело насыпи, а также свободной конвекции воздуха в насыпи, которая приводит к постоянной конденсации атмосферной влаги при наличии градиента температур поступающего в насыпь воздуха и пород насыпи, и, как следствие, к накоплению воды в насыпи и появлению множества водных стоков из-под насыпи, что подтверждают полевые наблюдения и пространственное распределение весьма низких УЭС в насыпи. По мнению авторов, насыпь стала генератором воды из атмосферной влаги. Насыпь также не препятствует выходу подземных вод и эманации газов из ЦЗВ по ослабленной зоне вокруг боевой скважины в силу своего талого состояния. Использование крупнообломочного материала вместо суглинков и отказ от намораживания льдогрунтового блока-монолита в центре насыпи по аналогии с природными криогенными объектами – булгуняхами (гидролакколитами), по-видимому, были главными ошибочными решениями при строительстве насыпи, не приведшими к восстановлению многолетней мерзлоты в насыпи и под ее телом и к ожидаемой криогенной иммобилизации радионуклидов в захоронении. Тем не менее в настоящее время водная миграция радионуклидов из-под насыпи характеризуется как слабоинтенсивная: в водных стоках из-под насыпи активность ³H составляет всего 4–12 Бк/дм³, ⁹⁰Sr – 0,004–0,4 Бк/дм³, что в 630–1900 раз и в 12–1200 раз ниже уровней вмешательства в питьевой воде (УВ_{вода}), соответственно, согласно нормам радиационной безопасности [48], изотопы ^{239,240}Pu и ²³⁸Pu не обнаружены (<0,000001 Бк/дм³).

Согласно этим показателям в настоящее время нет необходимости для дополнительных мер по укреплению или модификации насыпи. Источником трития и радиостронция в водных стоках из-под насыпи могут быть как погребенные грунты эпицентра, приравненные по содержанию радионуклидов к твердым радиоактивным отходам, так и ОРАО центральной зоны взрыва, откуда радионуклиды могут выходить по возможно потерявшему герметичность стволу боевой скважины и (или) по ослабленной зоне вокруг боевой скважины. Снижение активности трития в водных стоках из-под насыпи можно объяснить двумя причинами: 1) в силу высокой подвижности тритий из ОРАО мог мигрировать с водными стоками с высокой интенсивностью и беспрепятственно еще в первые годы после взрыва, и его запасы в настоящее время уже могли иссякнуть, и потому мы наблюдаем в водных стоках низкие активности; 2) активность трития постоянно снижалась в результате естественного радиоактивного распада: при довольно коротком периоде полураспада $T_{1/2} = 12,3$ года от первоначальной активности трития к настоящему времени, в резуль-

тате радиоактивного распада осталось всего около 6,2 %. Низкие активности ^{90}Sr в водных стоках из-под насыпи можно объяснить тем, что сооружение насыпи могло действительно повлиять на них, а именно снизить интенсивность водной миграции ^{90}Sr , поскольку поверхность карбонатной щебени и глинистых частиц при медленном просачивании водных стоков может адсорбировать ^{90}Sr и связывать его в результате катионного обмена $\text{Sr}^{2+} \leftrightarrow \text{Ca}^{2+}$. Низкие миграционные способности изотопов Ри и их отсутствие в водных стоках из-под насыпи можно объяснить устойчивой формой нахождения изотопов Ри в захороненных ОРАО, что также подтверждается результатами изучения почв эпицентра ПЯВ «Кристалл» в грунтах и почвах под насыпью [32].

Несмотря на сложившуюся спокойную радиоэкологическую обстановку на эпицентре ПЯВ «Кристалл», принимая во внимание талое и весьма увлажненное состояние насыпи – необустроенного приповерхностного захоронения ОРАО, необходимо продолжение мониторинговых исследований.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Рихванов Л.П. Радиоактивные элементы в окружающей среде и проблемы радиоэкологии. – Томск: СТТ, 2009. – 430 с.
2. Utilization of recycled cement powder as a solidifying agent for radioactive waste immobilization / Ji-Hyun Kim, Eun-A Seo, Do-Gyeum Kim, Chul-Woo Chung // Construction and Building Materials. – 2021. – Vol. 289. – Iss. 2. – ID 123126. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0950061821008862> (дата обращения 09.03.2024).
3. Marsh A., Williams L., Lawrence J.A. The important role and performance of engineered barriers in a UK geological disposal facility for higher activity radioactive waste // Progress in Nuclear Energy. – 2021. – Vol. 137. – ID 103736. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0149197021001037> (дата обращения 09.03.2024).
4. Krauskopf K.B. Radioactive waste disposal and geology. – London, New York: Chapman and Hall Ltd, 1988. – 145 p. URL: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-94-009-1201-4> (дата обращения 09.03.2024).
5. Malkovsky V., Yudintsev S., Ojovan M. Forecast of 241Am migration from a system of deep horizontal boreholes // Sustainability. – 2023. – Vol. 15. – Iss. 20. – ID 15134. URL: <https://www.mdpi.com/2071-1050/15/20/15134> (дата обращения 09.03.2024).
6. Мирные ядерные взрывы: обеспечение общей и радиационной безопасности при их проведении / под рук. проф. В.А. Логачева. – М: ИздАТ, 2001. – 512 с.
7. Адушкин В.В., Спивак А.А. Подземные взрывы. – М.: Наука, 2007. – 579 с.
8. Artamonova S.Y., Kozhevnikov N.O., Antonov E.Y. Permafrost and groundwater settings at the site of “Kraton-3” peaceful underground nuclear explosion (Yakutia) from TEM data // Russian Geology and Geophysics. – 2013. – Vol. 54. – P. 555–565. URL: http://geoelectriclab.com/storage/app/media/AntonovPublication/gg-2013-54-5-555_Eng.pdf (дата обращения 25.03.2024).
9. Анализ возможностей оценки размеров охранных зон мирных ядерных взрывов на основе количественных закономерностей деформации земных недр / В.С. Репин, В.П. Рамзаев, А.М. Библин, К.В. Варфоломеева, С.А. Зеленцова, К.А. Седнев, В.А. Ильичев, А.В. Касаткин, В.В. Касаткин // Радиационная гигиена. – 2023. – Т. 16. – № 4. – С. 134–147. URL: <https://www.radhyg.ru/jour/article/view/997/867> (дата обращения 09.03.2024).
10. Состояние радиационной безопасности объектов мирных ядерных взрывов на территории РС(Я) / В.В. Касаткин, В.А. Ильичев, К.В. Мясников, В.И. Клишин, Б.П. Мамонов // Радиационная безопасность Республики Саха (Якутия): Матер. II Республиканской научно-практ. конф. – Якутск, 2004. – Якутск: ЯФ ГУ «Изд-во СО РАН», 2004. – С. 82–100. URL: <https://disk.yandex.ru/i/gBqGQduEF081cw> (дата обращения 09.03.2024).
11. Радиоактивное загрязнение и проект реабилитации участка «Глобус-1» / В.В. Касаткин, Е.Н. Камнев, В.И. Клишин, В.А. Ильичев // Безопасность окружающей среды. – 2009. – № 1. – С. 82–86.
12. Rosen Klas, Haak Enok. Resource requirement for countermeasures and clearing at nuclear accidents in Swedish agriculture (Resursbehov för motåtgärder och sanering vid kärnenergiolyckor i svenska jordbruket). – Karstad: Räddningsverket, 2006. – 95 p. URL: https://www.researchgate.net/publication/271765389_Resource_requirement_for_countermeasures_and_clearing_at_nuclear_accidents_in_Swedish_agriculture_Resursbehov_for_motatgarder_och_sanering_vid_kärnenergiolyckor_i_svenskt_jordbruk_In_Swedish_with_Engl?channel=doi&linkId=54d0fb830cf298d656695dea&showFulltext=true (дата обращения 09.03.2024).
13. Four-year decline in radioactive cesium transfer to perennial Gramineae candidate bioenergy crops in a field polluted by radioactive fallout from the Fukushima Daiichi Nuclear Power Plant in 2011 / Makoto Kobayashi, Hisaya Matsunami, Shinichi Tsuruta, Hiroko Sato, Shotaro Ando // Grassland Science. – 2016. – Vol. 62. – Iss. 3. – P. 194–200. URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1111/grs.12121> (дата обращения 09.03.2024).

14. Дутов А.И., Пузанова Л.А. Агроэкологические аспекты возрождения сельскохозяйственного хозяйства на территории, загрязненной радионуклидами (на примере Чернобыльской катастрофы) // Вестник Удмуртского университета. Сер. Биология, науки о Земле. – 2022. – Т. 32. – № 2. – С. 140–148. URL: <https://journals.udsu.ru/biology/article/view/6942> (дата обращения 09.03.2024)
15. Чуйков Ю.С., Досмухамедова Г.Г. Объект «Вега» и последствия ядерных взрывов в мирных целях // Астраханский вестник экологического образования. – 2006. – № 1–2 (8–9). – С. 46–71. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/obekt-vega-i-posledstviya-yadernyh-vzrysov-v-mirnyh-tselyah-obzor> (дата обращения 09.03.2024).
16. Храмцов Е.В. Радиационная обстановка на территории проведения мирного ядерного взрыва «Глобус-1» после выполнения реабилитационных работ // Радиационная гигиена. – 2019. – Т. 12. – № 3. – С. 58–68. URL: <https://www.radhyg.ru/jour/article/view/642> (дата обращения 09.03.2024).
17. Цифровое тематическое картографирование современного состояния мерзлотных ландшафтов в Якутии / А.Н. Федоров, А.А. Шестакова, Я.И. Торговкин, Н.Ф. Васильев // Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова. – 2019. – № 2. – С. 36–49. URL: https://www.vnzsvfu.ru/jour/article/view/6?locale=ru_RU (дата обращения 09.03.2024).
18. Шварцев С.Л. Источники кальция, стронция и бария крепких и сверхкрепких рассолов хлоридно-кальциевого типа (в связи с формированием последних) // Геология и геофизика. – 1973. – № 6. – С. 23–30.
19. Алексеев С.В. Криогидрогеологические системы Якутской алмазоносной провинции. – Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2009. – 319 с.
20. Геоэкологическая модель района мирного подземного ядерного взрыва «Кристалл» (Якутия) / С.Ю. Артамонова, Л.Г. Бондарева, Е.Ю. Антонов, Н.О. Кожевников // Геоэкология, инженерная геология, гидрогеология, геокриология. – 2012. – № 2. – С. 143–158. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=17699401> (дата обращения 09.03.2024).
21. Голубов Б.Н., Сапожников Ю.А., Горальчук А.В. Миграция радионуклидов из полости подземного термоядерного взрыва «Кристалл» в алмазодобывающий карьер // Радиационная безопасность Республики Саха (Якутия): Матер. II Республиканской научно-практ. конф. – Якутск, 2004. – Якутск: ЯФ ГУ «Изд-во СО РАН», 2004. С. 182–192. URL: <https://disk.yandex.ru/i/gBqGQduEF081cw> (дата обращения 09.03.2024).
22. Shallow permafrost at the crystal site of peaceful underground nuclear explosion (Yakutia, Russia): evidence from electrical resistivity tomography / S. Artamonova, A. Shein, V. Potapov, N. Kozhevnikov, V. Ushnitsky // Energies. – 2022. – Vol. 15. – Iss. 1. – ID 15010301 URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/1/301> (дата обращения 09.03.2024).
23. Бурцев И.С., Колодезникова Е.Н. Радиационная обстановка в алмазоносных районах Якутии (препринт). – Якутск: ЯНЦ СО РАН, 1997. – 52 с. URL: <https://yadi.sk/i/Kmp2f2-scGdTlW> (дата обращения 14.01.2023).
24. Современная радиационно-гигиеническая обстановка в регионе проведения мирных подземных ядерных взрывов «Кратон-3» и «Кристалл» на территории РС(Я) / В.П. Рамзаев, В.Ю. Голиков, А.С. Мишин, И.Г. Травникова, М.В. Кадука, О.С. Кравцова, Г.Я. Брук, Г.Н. Кайдановский, Л.А. Басалаева, А.Д. Гедеонов, Ю.В. Булатенков, В.В. Петровский, Т.М. Королева, П. Странд, Дж. Браун // Радиационная безопасность Республики Саха (Якутия): Матер. II Республиканской научно-практ. конф. – Якутск, 2004. – Якутск: ЯФ ГУ «Изд-во СО РАН», 2004. – С. 123–133. URL: <https://disk.yandex.ru/i/gBqGQduEF081cw> (дата обращения 09.03.2024).
25. Киселев В.В., Бурцев И.С. Ликвидация последствий аварийных подземных ядерных взрывов в зоне многолетней мерзлоты. – Якутск: Изд-во ЯНЦ СО РАН, 1999. – 148 с. URL: <https://disk.yandex.ru/i/J0PHqSdWs0woag> (дата обращения 14.01.2023).
26. Аварийные ситуации на объектах мирных ядерных взрывов в России / К.В. Мясников, В.В. Касаткин, В.А. Ильичев, В.Д. Ахунов // Радиоактивность при ядерных взрывах и авариях: Матер. Междунар. конф. – М., 24–26 апреля 2000. – СПб: Гидрометеоиздат, 2000. – С. 35.
27. Мониторинг аварийных объектов МПЯВ «Кратон-3», «Кристалл» после проведенных реабилитационных мероприятий / В.В. Касаткин, В.А. Ильичев, В.Е. Латышев, Б.П. Мамонов, А.В. Касаткин, Н.С. Седов // Радиационная безопасность Республики Саха (Якутия): Материалы III Республиканской научно-практ. конф. – Якутск, 18–20 октября 2011. – Якутск: ИП Иванов «СМИК-МАСТЕР», 2012. – С. 144–154. URL: <https://disk.yandex.ru/i/VjJSJfo1PGWrqg> (дата обращения 24.03.2024).
28. Лобанов В.В., Мищенко Ю.В., Целлер Е.В. Обоснование корректировок проектных решений по ликвидации последствий аварийных ядерных взрывов на территории Западной Якутии (объекты «Кристалл» и «Кратон-3») // Радиационная безопасность Республики Саха (Якутия): Матер. II Республиканской научно-практ. конф. – Якутск, 2004. – Якутск: ЯФ ГУ «Изд-во СО РАН», 2004. – С. 100–107. URL: <https://disk.yandex.ru/i/gBqGQduEF081cw> (дата обращения 09.03.2024).
29. Chevychelov A.P., Sobakin P.I., Molchanova I.V. Radioactive contamination of Permafrost – affected soils with ^{137}Cs and ^{90}Sr , the products of an accidental underground nuclear explosion // Eurasian soil science. – 2006. – Vol. 39. – № 12. – P. 1362–1369. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=9466514> (дата обращения 09.03.2024).
30. Residual radioactive contamination at the peaceful underground nuclear explosion sites «Craton-3» and «Crystal» in the Republic of Sakha (Yakutia) / A.D. Gedeonov, E.R. Petrov, I.N. Kuleshova, M.L. Savopulo, V.Yu. Shkroev, V.G. Alexeev, V.I. Arkhipov, L.S. Burtsev // J. of Environ. Radioact. – 2002. – Vol. 60. – Iss. 1–2. – P. 221–234. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0265931X01001059?via%3Dihub> (дата обращения 09.03.2024).
31. Surface ground contamination and soil vertical distribution of ^{137}Cs around two underground nuclear explosion sites in the Asian Arctic, Russia / V. Ramzaev, A. Mishine, V. Golikov, J.E. Brown, P. Strand // J. Environ. Radioact. – 2007. – Vol. 92. – Iss. 3. – P. 123–143. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0265931X06001858> (дата обращения 09.03.2024).
32. Modern radioecological situation at the site of the peaceful underground nuclear explosion “Crystal” and radionuclides in the surface waters of the adjacent territory (Western Yakutia) / S.Yu. Artamonova, L.G. Bondareva, M.S. Melgunov, G.V. Simonova // Radiochemistry. – 2023. – Vol. 65. – № 5. – P. 599–617. URL: <https://link.springer.com/article/10.1134/S1066362223050119> (дата обращения 09.03.2024).

33. Химический состав поверхностных вод объекта «Кристалл» и содержание в них урана в 2019 г. / С.Ю. Артамонова, В.Е. Ушницкий, Д.Ю. Троицкий, О.В. Шуваева, Е.В. Полякова // ИНТЕРЭКСПО ГЕО-Сибирь. Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология: Матер. XVI Междунар. конф. – Новосибирск 20–24 апреля 2020. – Новосибирск: Изд-во ИНГГ СО РАН, 2020. – С. 298–310. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=44165954> (дата обращения 09.03.2024).

34. Manual for RES2DMOD. URL: <https://www.geotomosoft.com/downloads.php> (дата обращения 09.03.2024).

35. Oni T., Falade A., Oso O. Application of electrical resistivity tomography in engineering site characterization: a case study of Igarra, Akoko Edo, Southwestern Nigeria // Malaysian Journal of Geosciences. – 2022. – Vol. 6. – Iss. 2. – P. 84–87. URL: <https://myjgeosc.com/mjg-02-2022-84-87/> (дата обращения 09.03.2024).

36. Contribution of Python-based BERT software for landslide monitoring using Electrical Resistivity Tomography datasets. A case study in Tghat-Fez (Morocco) / O. Jabrane, D.E. Azzab, P. Martínez-Pagán, M. Martínez-Segura, H. Mahjoub, M. Charroud // Data Brief. – 2022. – Vol. 46. – ID 108763. URL: <https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/36478686/> (дата обращения 09.03.2024).

37. Geolectric structure of the subaqueous cryolithozone in Uomullakh-Kyuel lagoon (Laptev sea) / V.V. Olenchenko, A.N. Faguet, P. Overduin, M. Angelopoulos // Earth's Cryosphere. – 2023. – № 5. – P. 39–53. URL: https://sibran.ru/en/journals/issue.php?ID=187429&ARTICLE_ID=187433 (дата обращения 09.03.2024).

38. Manual for ZondRes2D. URL: <http://zond-geo.com/software/> (дата обращения 09.03.2024)

39. Coscad3D.ru. URL: www.coscad3d.ru (дата обращения 09.03.2024).

40. Долгаль А.С. Влияние сферичности Земли на результаты аэромагнитных измерений над платобазальтами (на примере Норильского района) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 33. – № 11. – С. 26–33. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=41469499> (дата обращения 09.03.2024).

41. Магнитные аномалии на площадке объекта мирного подземного ядерного взрыва «Кристалл» (Западная Якутия) / С.Ю. Артамонова, А.Н. Шеин, В.В. Потапов, Н.О. Кожевников, П.Н. Новикова, В.Е. Ушницкий // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 12. – С. 158–172. URL: <https://izvestiya.tpu.ru/archive/article/view/2949> (дата обращения 09.03.2024).

42. МИ – Методика измерений объемной активности стронция-90 (90Sr) в пробах природных вод (пресных и минерализованных) бета-радиометрическим методом с радиохимической подготовкой. Номер в Федеральном реестре ФР.1.40.2014.18554, Свидетельство № 40074.4Ж212/01.00294-2010 от 30 июня 2014 г.

43. МИ – Методика измерений объемной активности изотопов плутония (238Pu, 239+240Pu) в пробах природных вод альфа-спектрометрическим методом с радиохимической подготовкой. Номер в Федеральном реестре ФР.1.40.2013.15394, Свидетельство об аттестации 40073.3Г185/01.00294-2010.

44. Artamonova S.Yu. Radioecological situation within area of pacific underground nuclear explosion «Kraton-3» (1978, Northwestern Yakutia) // Chemistry for Sustainable Development. – 2012. – Vol. 20. – № 2. – P. 105–117. URL: https://sibran.ru/en/journals/issue.php?ID=119894&ARTICLE_ID=135105 (дата обращения 09.03.2024).

45. Климовский И.В., Готовцев С.П. Криолитозона Якутской алмазоносной провинции. – Новосибирск: ВО Наука, 1994. – 165 с. URL: <https://e.nlrs.ru/open/90015> (дата обращения 09.03.2024)

46. Микуленко К.И., Чомчоев А.И., Готовцев С.П. Геолого-географические условия проведения и последствия подземных ядерных взрывов на территории Республика Саха (Якутия). – Якутск: Изд-во ЯНЦ СО РАН, 2006. – 196 с.

47. Артамонова С.Ю. Тритий как индикатор радиоэкологической обстановки в районе мирного подземного ядерного взрыва «Кристалл» // Астраханский вестник экологического образования. – 2019. – № 4 (52). – С. 4–13. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=39244027> (дата обращения 09.03.2024).

48. СанПиН 2.6.1.2523-09. Нормы радиационной безопасности (НРБ 99/ 2009). – М., 2009. – 116 с. URL: <https://dosmotr.ru/upload/iblock/df0/%D0%A1%D0%BD%D0%BD%D0%9F%D0%B8%D0%9D%202.6.1.2523-09.pdf> (дата обращения 09.03.2024).

Информация об авторах

Светлана Юрьевна Артамонова, доктор геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН, Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3. artam@igm.nsc.ru; <https://orcid.org/0000-0002-1428-6762>

Александр Николаевич Шеин, кандидат физико-математических наук, доцент, старший научный сотрудник Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3; ведущий научный сотрудник Научного центра изучения Арктики, Россия, 629008, г. Салехард, ул. Республики, 20. A.N.Shein@yandex.ru

Поступила в редакцию: 19.04.2024

Поступила после рецензирования: 16.06.2024

Принята к публикации: 10.02.2025

REFERENCES

1. Rikhvanov L.P. *Radioactive elements in the environment & challenges of the radioecology*. Tomsk, STT Publ., 2009. 430 p. (In Russ.)
2. Kim Ji-Hyun, Seo Eun-A, Kim Do-Gyeum, Chung Chul-Woo. Utilization of recycled cement powder as a solidifying agent for radioactive waste immobilization. *Construction and Building Materials*, 2021, vol. 289, Iss. 2, ID 123126.
3. Marsh A., Williams L., Lawrence J.A. The important role and performance of engineered barriers in a UK geological disposal facility for higher activity radioactive waste. *Progress in Nuclear Energy*, 2021, vol. 137, ID 103736.

4. Krauskopf K.B. *Radioactive waste disposal and geology*. London, New York, Chapman and Hall Ltd, 1988. 145 p.
5. Malkovsky V., Yudintsev S., Ojovan M. Forecast of ^{241}Am migration from a system of deep horizontal boreholes. *Sustainability*, 2023, vol. 15, Iss. 20, ID 15134.
6. *Peaceful nuclear explosion: common and radiation safety arrangements*. Ed. by V.A. Logachev. Moscow, IzdAT Publ., 2001. 512 p. (In Russ.)
7. Adushkin V.V., Spivak A.A. *Underground explosions*. Moscow, Nauka Publ., 2007. 579 p. (In Russ.)
8. Artamonova S.Y., Kozhevnikov N.O., Antonov E.Y. Permafrost and groundwater settings at the site of “Kraton-3” peaceful underground nuclear explosion (Yakutia) from TEM data. *Russian Geology and Geophysics*, 2013, vol. 54, pp. 555–565.
9. Repin V.S., Ramzaev V.P., Biblin A.M., Varfolomeeva K.V., Zelentsova S.A., Sednev K.A., Ilyichev V.A., Kasatkin A.V., Kasatkin V.V. Estimation of the protected zone sizes for peaceful nuclear explosions based on quantitative patterns of the Earth’s interior deformation. *Radiation Hygiene*, 2023, vol. 16, no. 4, pp. 134–147. (In Russ.)
10. Kasatkin V.V., Ilyichev V.A., Myasnikov K.B., Klishin V.I., Mamonov B.P. State of radiation safety on the objects of the peaceful nuclear explosions on territory of the Republic Sakha (Yakutia)]. *Radiation safety in the Republic Sakha (Yakutia)*. Proc. of II Republic Scientific-practical conference. Yakutsk, Yakutsk Division SB RAS Publ., 2004. pp. 82–100. (In Russ.)
11. Kasatkin V.V., Kamnev E.N., Klishin V.I., Ilyichev V.A. Radioactive contamination and the Project of Remediation of «Globus-1» site. *Environmental Safety*, 2009, no. 1, pp. 82–86. (In Russ.)
12. Rosen Klas, Haak Enok. *Resource requirement for countermeasures and clearing at nuclear accidents in Swedish agriculture* (Resursbehov för motåtgärder och sanering vid kärnenergiolyckor i svenska jordbruk). Karstad, Räddningsverket Publ., 2006. 95 p.
13. Kobayashi M., Matsunami H., Tsuruta S., Sato H., Ando S. Four-year decline in radioactive cesium transfer to perennial Gramineae candidate bioenergy crops in a field polluted by radioactive fallout from the Fukushima Daiichi Nuclear Power Plant in 2011. *Grassland Science*, 2016, vol. 62, Iss. 3, pp. 194–200.
14. Dutov A.I., Puzanova L.A. Agroecological aspects of agriculture restoration on area contaminated by radionuclides (on the example of Chernobyl accident). *Bulletin of Udmurt University. Biology, geosciences div.*, 2022, vol. 32, no. 2, pp. 140–148. (In Russ.)
15. Chuikov Yu.S., Dosmukhamedova G.G. Object «Vega» and peaceful nuclear explosions consequences. *Astrakhan Bull. of ecological education*, 2006, no. 1–2 (8–9), pp. 46–71. (In Russ.)
16. Khramtsov E.V. Radiation state on the territory of peaceful nuclear explosion «Globus-1» site after rehabilitation works. *Radiation Hygiene*, 2019, vol. 12, no. 3, pp. 58–68. (In Russ.)
17. Fedorov A.N., Shestakova A.A., Torgovkin Ya.I., Vasilev N.F. Digital thematic mapping of modern condition of Permafrost landscapes in Yakutia. *Vestnik of North-Eastern Federal University Series «Earth Sciences»*, 2019, no. 2, pp. 36–49. (In Russ.)
18. Shvartsev S.L. Calcium, strontium and barium sources in strong and ultra-strong brines of the calcium chlorid type (in connection with the formation of the latter). *Geology and Geophysics*, 1973, no. 6, p. 23–30. (In Russ.)
19. Alekseev S.V. *Cryo hydrogeologic systems of Yakutsk Diamond-Bearing Province*. Novosibirsk, Academic «Geo» Publ., 2009. 319 p. (In Russ.)
20. Artamonova S.Yu., Bondareva L.G., Antonov E.Yu., Kozhevnikov N.O. Geoecologic model of «Crystal» peaceful underground nuclear explosion area (Yakutia). *Environmental Geosciences*, 2012, Iss. 2, pp. 143–158. (In Russ.)
21. Golubov B.N., Sapozhnikov Yu.A., Goralchuk A.V. Radionuclides migration from the confinement cavity of the underground thermonuclear explosion «Crystal» into diamond mining quarry. *Radiation safety in the Republic Sakha (Yakutia)*. Proc. of II Republic Scientific-practical Conference. Yakutsk, Yakutsk Division SB RAS Publ., 2004. pp. 182–192. (In Russ.)
22. Artamonova S., Shein A., Potapov V., Kozhevnikov N., Ushnitsky V. Shallow permafrost at the crystal site of peaceful underground nuclear explosion (Yakutia, Russia): evidence from electrical resistivity tomography. *Energies*, 2022, vol. 15, Iss. 1, ID 15010301.
23. Burtsev I.S., Kolodeznikova E.N. *Radiation situation in the diamond-bearing regions of Yakutia (preprint)*. Yakutsk, YaNC SO RAN Publ., 1997. 52 p. (In Russ.)
24. Ramzaev V.P., Golikov V.Yu., Mishin A.S., Travnikova I.G., Kaduka M.V., Kravtsova O.S., Bruk G.Ya., Kaidanovskii G.N., Basalaeva L.A., Gedeonov A.D., Bulatenkov Yu.V., Petrovskii V.V., Koroleva T.M., Strand P., Braun D. Modern radiation-hygienic state in area of peaceful underground nuclear explosion «Kraton-3» and «Crystal» on the territory RS (Ya). *Radiation safety in the Republic Sakha (Yakutia)*. Proc. of II Republic Scientific-practical Conference. Yakutsk, Yakutsk Division SB RAS Publ., 2004. pp. 123–133. (In Russ.)
25. Kiselev V.V., Burtsev I.S. *Elimination of the consequences of emergency underground nuclear explosions in the cryolithozone*. Yakutsk, YaNC SB FAS Publ., 1999. 148 p. (In Russ.)
26. Myasnikov K.V., Kasatkin V.V., Ilyichev V.A., Akhunov V.D. Emergency situation on the objects of peaceful nuclear explosions in Russia. *Radioactivity within nuclear explosions and accidents*. Proc. of Inter. Conference. St Petersburg, Gidrometeoizdat Publ., 2000. p. 35. (In Russ.)
27. Kasatkin V.V., Ilyichev V.A., Latyshev V.E., Mamonov B.P., Kasatkin A.V., Sedov N.S. Monitoring of the emergency objects PUNE «Kraton-3», «Crystal» after rehabilitation measures. *Radiation safety in the Republic Sakha (Yakutia)*. Proc. of III Republic Scientific-practical Conference. Yakutsk, 18–20 October, 2004. Yakutsk, IB Ivanov «SMIK-MASTER» Publ., 2012. pp. 144–154. (In Russ.)
28. Lobanov V.V., Mishchenko Yu.V., Seller E.V. Justification for adjustments to design solution to eliminate the consequences of emergency nuclear explosions in Western Yakutia (objects «Crystal» and «Kraton-3»). *Radiation safety in the Republic Sakha (Yakutia)*. Proc. of II Republic Scientific-practical Conference. Yakutsk, Yakutsk Division SB RAS Publ., 2004. pp. 100–107. (In Russ.)
29. Chevychelov A.P., Sobakin P.I., Molchanova I.V. Radioactive contamination of Permafrost – affected soils with ^{137}Cs and ^{90}Sr , the products of an accidental underground nuclear explosion. *Eurasian soil science*, 2006, vol. 39, no. 12, pp. 1362–1369.

30. Gedeonov A.D., Petrov E.R., Kuleshova I.N., Savopulo M.L., Shkroev V.Yu., Alexeev V.G., Arkhipov V.I., Burtsev L.S. Residual radioactive contamination at the peaceful underground nuclear explosion sites «Craton-3» and «Crystal» in the Republic of Sakha (Yakutia). *J. of Environ. Radioact.*, 2002, vol. 60, Iss. 1–2, pp. 221–234.
31. Ramzaev V., Mishine A., Golikov V., Brown J. E., Strand P. Surface ground contamination and soil vertical distribution of ^{137}Cs around two underground nuclear explosion sites in the Asian Arctic, Russia. *J. Environ. Radioact.*, 2007, vol. 92, Iss. 3, pp. 123–143.
32. Artamonova S.Yu., Bondareva L.G., Melgunov M.S., Simonova G.V. Modern Radioecological situation at the site of the peaceful underground nuclear explosion “Crystal” and radionuclides in the surface waters of the adjacent territory (Western Yakutia). *Radiochemistry*, 2023, vol. 65, no. 5, pp. 599–617.
33. Artamonova S.Yu., Ushnitskii V.E., Troitskii D.Yu., Shuvaeva O.V., Polyakova E.V. Chemical composition of Surface water of the «Crystal» site and Uranium content in it in 2019. *INTEREXPO Geo-Siberian Subsoil use. Engineering and technologies for searching, exploration and development of deposits. Economy. Geoecology. Proc. of XVI International Conference*. Novosibirsk, 20–24 April 2020. Novosibirsk, IPGG SB RAS Publ., 2020. pp. 298–310. (In Russ.)
34. *Manual for RES2DMOD*. Available at: <https://www.geotomosoft.com/downloads.php> (accessed 9 March 2024).
35. Oni T., Falade A., Oso O. Application of electrical resistivity tomography in engineering site characterization: a case study of Igarra, Akoko Edo, Southwestern Nigeria. *Malaysian Journal of Geosciences*, 2022, vol. 6, Iss. 2, pp. 84–87.
36. Jabrane O., Azzab D.E., Martínez-Pagán P., Martínez-Segura M., Mahjoub H., Charroud M. Contribution of Python-based BERT software for landslide monitoring using Electrical Resistivity Tomography datasets. A case study in Tghat-Fez (Morocco). *Data Brief*, 2022, vol. 46, ID 108763.
37. Olenchenko V.V., Faguet A.N., Overduin P., Angelopoulos M. Geoelectric structure of the subaqueous cryolithozone in Uomullakh-Kyuel lagoon (Laptev sea). *Earth's Cryosphere*, 2023, no. 5, pp. 39–53.
38. *Manual for ZondRes2D*. Available at: <http://zond-geo.com/software/> (accessed 9 March 2024).
39. *Coscad3D.ru*. Available at: www.coscad3d.ru (accessed 9 March 2024).
40. Dolgal A.S. Effect of Earth sphericity on the results of aeromagnetic measurements over platobasalts (on the example of Norilsk region). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 33, no. 11, pp. 26–33. (In Russ.)
41. Artamonova S.Yu., Shein A.N., Potapov V.V., Kozhevnikov N.O., Novikova P.N., Ushnitskii V.E. Magnetic anomalies at the site of the peaceful underground nuclear explosion «Crystal» (Western Yakutia). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 12, pp. 158–172. (In Russ.)
42. *MI – Methodology for Measuring the Volumetric Activity of Strontium-90 (^{90}Sr) in Natural Water Samples (Fresh and Mineralized) Using the beta Radiometric Method with radiochemical Preparation. Number in the Federal Register FR.1.40.2014.18554, Certificate no. 40074.4Zh212/01.00294-2010 dated June 30, 2014*. (In Russ.)
43. *MI – Methodology for Measuring the Volumetric Activity of Plutonium Isotopes (^{238}Pu , $^{239+240}\text{Pu}$) in Natural Water Samples Using the alpha Spectrometric Method with Radiochemical Preparation. Number in the Federal Register FR.1.40.2013.15394, Certificate of Attestation 40073.3G185/01.00294-2010* (In Russ.)
44. Artamonova S.Yu. Radioecological situation within area of pacific underground nuclear explosion «Kraton-3» (1978, Northwestern Yakutia). *Chemistry for Sustainable Development*, 2012, vol. 20, no. 2, pp. 105–117.
45. Klimovskii I.V., Gotovtsev S.P. *Permafrost of the Yakut Diamond-Bearing Province*. Novosibirsk, Nauka Publ., 1994. 165 p. (In Russ.)
46. Mikulenko K.I., Chomchoev A.I., Gotovtsev S.P. *Geological-geographical conditions of underground nuclear explosions and their consequences on the territory of Republic Sakha (Yakutia)*. Yakutsk, YaCC SB RAS Publ., 2006. 196 p. (In Russ.)
47. Artamonova S.Yu. Tritium as the indicator of the radioecological situation of the site of the peaceful underground nuclear explosion “Crystal”. *Astrakhan Bulletin for Environmental Education*, 2019, no. 4 (52), pp. 4–13.
48. *SanPiN 2.6.1.2523-09. Radiation Safety Standards*. Moscow, 2009. 116 p. (In Russ.)

Information about the authors

Svetlana Yu. Artamonova, Dr. Sc., Senior Researcher, V.S. Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS, 3, Akademian Koptyug avenue, Novosibirsk, 630090, Russian Federation. artam@igm.nsc.ru; <https://orcid.org/0000-0002-1428-6762>

Aleksandr N. Shein, Cand. Sc., Associate Professor, Senior Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Akademian Koptyug avenue, Novosibirsk, 630090, Russian Federation; Leading Researcher, Arctic Research Center of the Yamal-Nenets Autonomous District, 20, Respubliki street, Salekhard, 629008, Russian Federation. A.N.Shein@yandex.ru

Received: 19.04.2024

Revised: 16.06.2024

Accepted: 10.02.2025

УДК 539.1:539.6439
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4552
Шифр специальности ВАК: 25.00.19

Численное моделирование напряженно-деформированного состояния трубопровода на болотах, балластированного утяжелителями

Р.М. Зарипов¹✉, Р.Б. Масалимов²

¹ Институт механики им. Р.Р. Мавлютова Уфимского федерального исследовательского центра РАН,
Россия, г. Уфа

² Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, г. Уфа

✉ rail.zaripov@gmail.com

Аннотация. Актуальность. Всплывший участок газопровода на болоте, балластированный утяжелителями, квалифицируется как «поврежденный» и должен быть выведен из эксплуатации. **Цель:** установление влияния на всплытие газопровода на болоте веса утяжелителей, зависящего от удельного веса болотной воды с учетом концентрации в ней растворенных минералов, доля которых замеряется молями, изменение величин физико-механических характеристик грунта за счет его обводнения и параметров эксплуатации газопровода. **Объекты:** участки газопровода, балластированного утяжелителями, на болоте в обводненной местности. **Методы:** моделирование напряженно-деформированного состояния газопровода, балластированного утяжелителями, на болоте одномерной стержневой системой, состоящей из стержней и узлов их сопряжения; интегрирование методом ортогональной прогонки Годунова нормальной системы нелинейных обыкновенных дифференциальных уравнений, описывающих напряженно-деформированное состояние стержней, и составление решения систем алгебраических уравнений равновесия в узлах сопряжения с учетом воздействия на напряженно-деформированное состояние утяжелителей. **Результаты.** Приведены краткие сведения о всплытии газопроводов с установленными на них утяжелителями. Поставлена и решена задача о напряженно-деформированном состоянии участка газопровода, состоящего из средней подводной части, балластированной железобетонными утяжелителями, и крайних обводненных подземных частей. Анализом напряженно-деформированного состояния газопровода установлены следующие основные причины его всплытия: неравномерная неодинаковая осадка грунта основания на крайних частях, в которых труба остается в траншее, засыпанной грунтом; уменьшение веса утяжелителей в воде вследствие увеличения удельного веса воды за счет роста концентрации растворенных в воде минеральных солей и остатков разложения растительности. Найдены критические значения параметров эксплуатации, при достижении которых начинается выпучивание трубы со стрелой прогиба, направленной вверх, предшествующее всплытию газопровода.

Ключевые слова: всплытие, балластировка, утяжелитель, анкер, обводнение, газопровод, моделирование, стержневая система, стержень, узел сопряжения

Благодарности: Работа выполнена на средства государственного бюджета по государственному заданию 123021200015-5 (FMRS-2023-0015).

Для цитирования: Зарипов Р.М., Масалимов Р.Б. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния трубопровода на болотах, балластированного утяжелителями // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 3. – С. 141–154. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4552

UDC 539.1:539.6439
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4552

Numerical simulation of the stress-strain state of pipelines ballasted with weighting materials in a swamp

R.M. Zaripov¹✉, R.B. Masalimov²

¹ P.P. Mavlyutov Institute of Mechanics, separate structural subdivision
of Ufa Federal Research Center of the Russian Academy of Sciences, Ufa, Russian Federation
² Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Russian Federation

✉ rail.zaripov@gmail.com

Abstract. **Relevance.** The surfaced section of a gas pipeline, ballasted with weights, in a swamp qualifies as «damaged» and must be decommissioned. **Aim.** To establish the effect of the weight of weighting agents on a gas pipeline ascent in a swamp. The weight depends on the concentration of moles soluble in water, changes in the values of the physico-mechanical characteristics of the soil due to its watering, and the parameters of the gas pipeline operation. **Objects.** Sections of a gas pipeline, ballasted with weights, in a swamp in a watered area. **Methods.** Modeling the stress-strain state of a gas pipeline, ballasted with weighting agents, in a swamp by a one-dimensional rod system consisting of rods and their coupling nodes; integration by the Godunov orthogonal run method of a normal system of nonlinear ordinary differential equations describing the stress-strain state of the rods and compiling a solution of systems of algebraic equilibrium equations in the coupling nodes, taking into account the impact of weighting agents on stress-strain state. **Results.** The paper introduces the brief information on the surfacing of gas pipelines with weights installed on them. The authors have set and solved the problem of the stress-strain state of the section of the gas pipeline consisting of the middle underwater part, ballasted with reinforced concrete weights, and the extreme flooded underground parts. The analysis of the stress-strain state of the gas pipeline established the following main reasons for its ascent: uneven unequal sedimentation of the base soil on the extreme parts, in which the pipe remains in a trench filled with soil; reducing the weight of weighting agents in water due to an increase in the specific gravity of water due to the growth of concentration of moles dissolved in water. The authors found the critical values of the operating parameters, at which the bulging of the pipe with an upward deflection arrow begins, preceding the ascent of the gas pipeline.

Keywords: ascent, ballasting, weighting, anchor, flooding, gas pipeline, modeling, rod system, rod, coupling unit

Acknowledgements: The work was carried out at the expense of the state budget according to the state assignment 123021200015-5 (FMRS-2023-0015).

For citation: Zaripov R.M., Masalimov R.B. Numerical simulation of the stress-strain state of pipelines ballasted with weighting materials in a swamp. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 3, pp. 141–154. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4552

Введение

Трубопроводы, проложенные на болотах и заболоченной местности, пересекающие различные водные преграды (реки, водохранилища, подводные морские переходы), и в карстовой зоне [1–26], деформируясь с водонасыщенным грунтом, подвергаются обводнению. Несмотря на балластировку трубопроводов железобетонными утяжелителями, закрепление их в грунте анкерными устройствами и замену гладких труб обетонированными, при сооружении и капитальном ремонте при эксплуатации газопроводов происходит их всплытие.

На рис. 1 представлены фотографии всплывших участков газопроводов, проложенных на болоте и заболоченной местности.

На рис. 1, *a* имеет место всплытие небалластированного газопровода, а на рис. 1, *б* всплытие балластированного газопровода сопровождается опроки-

дыванием с трубы утяжелителей. Подобные участки газопроводов в соответствии с положениями требований нормативных документов, регламентирующих сооружение и эксплуатацию трубопроводов на болотах и болотистой местности, квалифицируются «поврежденными» и выводятся из эксплуатации [1–6].

В аналогичных условиях эксплуатируются газопроводы на подводных морских переходах через Байдарацкую губу на Ямале. Здесь по информации Интерфакса от 20.11.2019 г. всплыли две нити в четырехниточном коридоре газопроводов. Эта информация, а также всплытие труб на других подводных переходах нефтегазопроводов говорит о том, что при подготовке их сооружения в выполненных научных и практических исследованиях не были установлены основные причины всплытия газопроводов, эксплуатируемых в сложных климатических условиях Арктики [8–12].



Рис. 1. Всплывшие участки газопровода, проложенные на болоте и заболоченной местности: небалластированный газопровод (а); опрокидывание с трубы утяжелителей всплывшего балластированного газопровода (б)
Fig. 1. Surfaced sections of the gas pipeline laid in a swamp and swampy area: unballasted gas pipeline (a); tipping of the weights of a floating ballasted gas pipeline from the pipe (b)

Газопроводы на болотах сооружаются и эксплуатируются в сложных инженерно-геологических условиях [1–7, 13]. Причинами образования подводных затопленных частей трубопроводов на болоте является обводнение грунта вследствие изменения состояния грунта-основания и грунта-засыпки за счет их замерзания и таяния в зависимости от сезона года, совместных деформаций грунта с прогретой трубой, которая дополнительно нагревается за счет перекачки по ней прогретого газа. Для определения причин всплытия подводной затопленной части газопровода, балластированного утяжелителями, в данной статье будет поставлена и решена задача о его напряженно-деформированном состоянии (НДС) с учетом сложных условий его эксплуатации и особенностей конструкции.

Постановка задачи и описание ее решения методом конечных элементов в перемещениях

Рассматриваемый участок газопровода на болоте состоит из подводной затопленной части, которая располагается в середине участка, и крайних частей, в которых труба находится в траншее, засыпанной грунтом при сооружении газопровода. В подводной затопленной части размытая с грунта оголенная труба находится под действием собственного веса, веса перекачиваемого газа, веса установленных на ней утяжелителей, выталкивающей силы воды, гидростатического давления. Нагружение грунтом газопровода в прилегающих подземных частях зависит от состояния грунта-засыпки и грунта-основания. Подробное описание этих состояний представлено в работах [1–13, 27, 28].

Для упрощенных моделей нагрузления участка трубопровода, состоящего из средней подводной и крайних подземных частей, в задачах оценки его прочности и устойчивости в работах [5, 27, 28] используются

дифференциальные уравнения изгиба стержня, находящегося под совместным действием распределенной поперечной нагрузки и продольной растягивающей силы или продольной сжимающей силы, а также в случае отсутствия действия продольной силы. Полученные в них результаты раскрывают физическую картину деформации трубопровода при различных значениях параметров эксплуатации. Эти упрощенные модели не позволяют описать сопротивление грунта продольным перемещениям трубы, несимметричное нагружение крайних подземных частей и неодинаковую осадку грунта-основания на этих частях.

В.И. Мяченковым разработана теория и методы расчета прочности, устойчивости и колебаний конструкций, состоящих из оболочек вращения, находящихся под действием внутреннего давления и температурных напряжений [29]. За математическую модель этих конструкций принята одномерная стержневая система, состоящая из цилиндра, конуса, тора, соединенных между собой кольцами жесткости, шпангоутами.

В расчете НДС рассматриваемого участка газопровода на болоте принимается предположение о том, что профиль его трассы является плоским. Он в расчетной схеме моделируется одномерной стержневой системой в упругой среде, которая состоит из стержней трубчатого сечения и узлов их сопряжения. Их количество определяется анализом профиля трассы газопровода. Составление стержневой системы будет подробно описано в дальнейшем в решении конкретного примера.

Анализ проектно-исполнительской документации трассы газопроводов на болоте показал, что в основном профиль трассы находится в плоскости чертежа [2, 13, 27]. Поэтому расчет НДС рассматриваемого участка газопровода на болоте осуществляется принятием предположения о нахожде-

ния его в плоско-деформированном состоянии. Его расчетной схемой служит одномерная стержневая система в упругой среде, которая состоит из стержней трубчатого сечения и узлов их сопряжения. Их количество определяется анализом профиля трассы газопровода. Составление стержневой системы будет подробно описано в дальнейшем в решении конкретного примера.

В представленной на рис. 2 стержневой системе сплошной линией изображена ее осевая линия, над этой линией последовательно слева направо указаны номера стержней – i и их количество – N_s , ($1 \leq i \leq N_s$), а под ней – номера узлов их сопряжения (j , $1 \leq j \leq N_r$, где N_r – количество узловых элементов). Следовательно, с левой стороны узла сопряжения с номером j располагается стержень с номером i , а с его правой стороны – стержень с номером $i+1$.

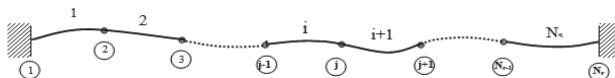


Рис. 2. Стержневая система, моделирующая трубопровод
 Fig. 2. Rod system modeling the pipeline

На первом этапе осуществлена постановка задачи о НДС элемента стержня, нелинейные кинематические и физические зависимости, нелинейные дифференциальные уравнения равновесия преобразованы в нормальную систему обыкновенных нелинейных дифференциальных уравнений.

На рис. 3 изображено положение элемента стержня, который, деформируясь, перемещается в плоскости чертежа из нижнего в верхнее положение. На этом рисунке указаны направления осей системы координат деформированного элемента стержня. Она вводится для каждого элемента стержня, является подвижной, локальной, ортогональной и криволинейной, она жестко связана с этим элементом, деформируется вместе с ним. В ней за единичные вектора приняты орты деформированной продольной оси деформированного элемента стержня.

На рис. 3 введены следующие обозначения: ρ_0 – радиус продольной оси недеформированного стержня; ρ – радиус продольной оси деформированного стержня; x – продольная координата, введена на деформированной продольной оси стержня; u , w , ω_x – координаты обобщенного вектора перемещений в продольном направлении (продольное перемещение), по нормали (прогиб) и угол поворота нормали продольной оси стержневого элемента при его деформации; N_x , Q_y , M_z – компоненты вектора обобщенного усилия в продольном направлении (продольное усилие), по нормали (поперечная сила) и изгибающий момент, соответственно.

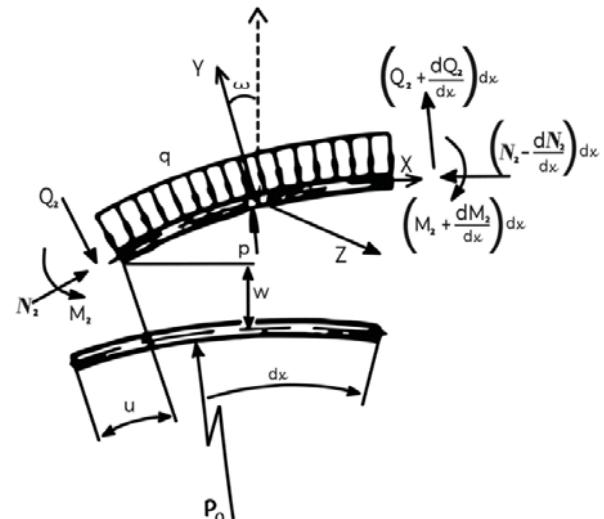


Рис. 3. Схема нагружения элемента стержня
 Fig. 3. Scheme of loading the rod element

В работе [29] осуществлен вывод нелинейных кинематических формул для нахождения деформаций растяжения-сжатия ε_x , угла поворота нормали продольной оси стержня ω_x , деформации изгиба χ в зависимости от координат обобщенного вектора перемещений u , w , ω_x .

$$\varepsilon_x = \frac{du}{dx} - \frac{w}{\rho_0} + \frac{1}{2} \cdot \omega_x^2, \quad (1)$$

$$\omega_x = -\frac{dw}{dx} + \frac{u}{\rho_0}, \quad (2)$$

$$\chi = \frac{d\omega_x}{dx}. \quad (3)$$

В работе [10] получены нелинейные уравнения равновесия и физические соотношения, которые описывают НДС морского обетонированного трубопровода. Для трубопровода на болоте, составленного из труб без бетонной оболочки и балластированного утяжелителями, уравнения равновесия после преобразований с учетом сложных инженерно-геологических условий эксплуатации и особенностей конструкции представляются в следующем виде.

$$\frac{d(N_x + \omega_x Q_y)}{dx} - \frac{Q_y}{\rho_0} + \pi \cdot D_n \cdot c_{x0} \cdot u = q_x - q_n \cdot \omega_x, \quad (4)$$

$$\frac{dQ_y}{dx} + \frac{(N_x - p_i \cdot F_{cv} + p_{g,min} \cdot F_{ot})}{\rho_0} +$$

$$+ \frac{d\omega_x}{dx} (N_x - p_i F_{cv} + p_{g,min} F_{ot}) + \pi D_n c_{y0} w = -r_{vt} + q_n, \quad (5)$$

$$\frac{dM_z}{dx} - Q_y = 0. \quad (6)$$

В (4)–(6) приняты следующие обозначения: c_{xo} и c_{yo} – коэффициенты сопротивления грунта, которые описывают реакцию грунта на продольное перемещение и прогиб трубы, соответственно [2, 13, 26–29]. Необходимо отметить следующее. Коэффициенты c_{xo} и c_{yo} задаются по формулам работ [2, 13, 26–28, 30, 31] в зависимости от физико-механических характеристик грунта основания и геометрических размеров трубы. Эти формулы получены на основании результатов экспериментов, проведенных при исследовании совместных деформаций труб с различными типами грунтов, и они более 50 лет успешно применяются в расчетах обеспечения прочности и устойчивости магистральных трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях, в том числе в нормативно-методических документах, регламентирующих эксплуатацию и ремонт магистральных трубопроводов.

В работе [13] приведены результаты сравнения характеристик НДС, полученных компьютерным моделированием (расчетным путем) и экспериментами, проведенными в промышленных условиях, на действующих магистральных газопроводах, эксплуатирующихся в карстовой зоне. В компьютерном моделировании реакция грунта на деформацию трубы задавалась с помощью коэффициентов c_{xo} и c_{yo} . Это сравнение дало удовлетворительные результаты, расхождение результатов расчета и эксперимента не превышает 5 %.

Внешняя распределенная поперечная нагрузка, равная выталкивающей силе воды, обозначается как r_{vt} . Величина этой силы, которая соответствует трубе единичной длины, задается в зависимости от удельного веса воды γ_v и наружного диаметра трубы D_n с помощью следующей формулы [2, 10, 30]

$$r_{vt} = \frac{\pi D_n^2}{4} \cdot \gamma_v. \quad (7)$$

Удельный вес воды γ_v в (7) зависит от концентрации растворенных минеральных солей и остатков разложения растительного происхождения в болотной воде.

Величина расчетного внутреннего рабочего давления p_0 в газопроводе, находящегося под водой, определяется с помощью следующей формулы [1, 30]:

$$p_0 = (p_i - p_{g,min}) + \Delta p. \quad (8)$$

В (8) приняты следующие обозначения: p_i – внутреннее рабочее давление в газопроводе; $p_{g,min}$ – минимальное гидростатическое давление; Δp – гидравлический удар.

В дифференциальных уравнениях (4), (5) q_x , q_n являются проекциями вектора внешней распределенной нагрузки в направлении осей Ох и Оу, со-

ответственно [2, 10, 27, 28]; F_{cv} , F_{ot} – площадь поперечного сечения трубы, площадь поперечного сечения трубы по ее внутренней и внешней поверхности, соответственно [10, 30].

Зависимость между продольным осевым усилием N_x и деформацией растяжения-сжатия трубы ε_x , кольцевыми напряжениями σ_{ks} и температурным перепадом Δt , а также формула, в которой задается изгибающий момент M_z , имеют следующий вид:

$$N_x = (E_{st} \cdot \varepsilon_x + \sigma_{ks} \cdot \mu_{st} - \Delta t \cdot \alpha_{st} \cdot E_{st}) \cdot F_0; \quad (9)$$

$$M_z = D \cdot \chi. \quad (10)$$

В (9), (10) приняты следующие обозначения: E_{st} , μ_{st} , α_{st} – модуль упругости, коэффициент Пуассона и коэффициент линейного расширения металла стали трубы, соответственно; Δt – температурный перепад, его величина равна разности температур эксплуатации и замыкания трубы при строительстве газопровода; F_0 – площадь поперечного сечения стенки стальной трубы; D – изгибная жесткость стальной трубы, определяемая формулой

$$D = E_{st} \cdot J, \quad (11)$$

где J – момент инерции поперечного сечения стальной трубы

$$J = \frac{\pi (D_n^4 - D_{vn}^4)}{64}, \quad (12)$$

где D_{vn} – внутренний диаметр стальной трубы.

Величины изгибной жесткости и момента инерции поперечного сечения стальной трубы, определяемые с помощью формул (11), (12), могут быть проверены по их табличным значениям, представленным в [30].

Кинематические зависимости (1)–(3) и дифференциальные уравнения (4)–(6) преобразуются в нормальную систему, состоящую из шести обыкновенных нелинейных дифференциальных уравнений первого порядка. Эта система в векторной форме может быть представлена в следующем виде

$$\frac{\partial \bar{Y}}{\partial x} = \bar{f}(x, \bar{Y}) + \bar{b}(x). \quad (13)$$

В (13) компоненты векторов \bar{Y} , \bar{f} , \bar{b} имеют следующий вид

$$\begin{aligned} y_1 &= N_x, \quad y_2 = Q_y, \quad y_3 = M_z, \\ y_4 &= u, \quad y_5 = w, \quad y_6 = \omega_x; \end{aligned} \quad (14)$$

$$\left. \begin{aligned} f_1 &= y_2 / \rho_o - \pi \cdot D_n \cdot c_{xo} \cdot y_4 - \frac{y_3}{D} \cdot y_2; \\ f_2 &= y_1 / \rho_o - D_n \cdot c_{yo} \cdot y_5 + \frac{y_3}{D} \times \\ &\times \left(y_1 - p_i \cdot F_{cv} + p_{g,min} \cdot F_{ot} \right); \\ f_3 &= -y_2; \quad f_4 = \varepsilon_x + y_5 / \rho_o - 0,5 \cdot y_6^2; \\ f_5 &= y_5 / \rho_o - y_6; \quad f_6 = \chi; \end{aligned} \right\} \quad (15)$$

$$\begin{aligned} b_1 &= -y_6 q_n, \quad b_2 = q_n, \\ b_3 &= b_4 = b_5 = b_6 = 0. \end{aligned} \quad (16)$$

В физических зависимостях (9), (10) переменные N_x, M_z заменяются на y_1, y_3 , соответственно:

$$y_1 = (E_{st} \cdot \varepsilon_x + \mu_{st} \cdot \sigma_{ks} - \alpha_{st} \cdot \Delta t \cdot E_{st}) \cdot F_0; \quad (17)$$

$$y_3 = D \cdot \chi. \quad (18)$$

При интегрировании системы дифференциальных уравнений (13) линеаризация ее нелинейных членов $\frac{y_3 \cdot y_2}{D}, \frac{y_3 \cdot y_1}{D}, 0,5 \cdot y_6^2$ с учетом соотношений (14)–(18) выполняется итерационным методом Ньютона-Канторовича.

На втором этапе дается описание особенностей численного моделирования стержневой системой НДС газопровода, забалластированного утяжелятелями, на болоте. В ней для каждого стержня с номером i вводятся вектора обобщенных внутренних силовых факторов для его торцов \bar{Q}_j^i , где нижний индекс j указывает номер узла, а верхний индекс i – номер стержня. Например, вектор \bar{Q}_j^i , который вводится для левого торца стержня с номером i , имеет следующие компоненты

$$\bar{Q}_j^i = \begin{cases} N_{jx}^i \\ Q_{jy}^i \\ M_{jz}^i \end{cases}. \quad (19)$$

В (19) приняты следующие обозначения: N_{jx}^i, Q_{jx}^i – компоненты вектора \bar{Q}_j^i в направлении осей Ох и Оу, соответственно. Компонента N_{jx}^i равна продольному усилию, компонента Q_{jx}^i – по перечной силе. Компонента M_{jz}^i соответствует изгибающему моменту.

Введенный для правого торца этого стержня вектор \bar{Q}_{j+1}^i имеет следующие компоненты

$$\bar{Q}_{j+1}^i = \begin{cases} N_{(j+1)x}^i \\ Q_{(j+1)y}^i \\ M_{(j+1)z}^i \end{cases}. \quad (20)$$

Компоненты вектора \bar{Q}_{j+1}^i , которые указаны в (20), и компоненты вектора \bar{Q}_j^i в (19) имеют аналогичный физический смысл.

В каждом узле сопряжения с номером j составляется уравнение равновесия, которое в векторной форме имеет следующий вид:

$$\bar{R}_j + \bar{Q}_j^i + \bar{Q}_{j+1}^i = 0, \quad (i = 1, 2, \dots, N_s), \quad (j = 1, 2, \dots, N_r), \quad (21)$$

где \bar{R}_j – обобщенный вектор внешних сил,

$$\bar{R}_j = \begin{cases} P_{xj} \\ P_{yj} \\ M_{zj} \end{cases}, \quad (22)$$

где P_{xj}, P_{yj}, M_{zj} – продольная осевая сила, поперечная сила и изгибающий момент, соответственно.

Векторное уравнение (21) разложением по ортам деформированной стержневой системы преобразуется в систему, состоящую из трех скалярных уравнений. Следовательно, для этой стержневой системы с N_r узловыми элементами получится $3 \cdot N_r$ алгебраических уравнений с $3 \cdot N_r$ неизвестными компонентами вектора \bar{Q}_j^i .

Для стержня аналогично вектору обобщенных усилий \bar{Q}_j^i его торцов вводятся вектора обобщенных перемещений $\bar{W}_j^i, \bar{W}_{j+1}^i$ торцов этого стержня. Вектор \bar{W}_j^i , введенный для левого торца стержня, имеет следующие компоненты

$$\bar{W}_j^i = \begin{cases} u_j^i \\ w_j^i \\ \omega_{xj}^i \end{cases}. \quad (23)$$

В (23) введены следующие обозначения: $u_j^i, w_j^i, \omega_{xj}^i$ – продольное перемещение, прогиб и угол поворота нормали торца продольной оси деформированного стержня.

Вектор \bar{W}_{j+1}^i , введенный для правого торца стержня, имеет аналогичные компоненты.

В системе алгебраических уравнений (21) компоненты вектора обобщенных усилий $\bar{Q}_j^i, \bar{Q}_{j+1}^i$ заменяют на компоненты вектора обобщенных перемещений $\bar{W}_j^i, \bar{W}_{j+1}^i$ с использованием следующей формулы

$$Q^{ij} = [K^{ij}]W^{ij} + Q_0^{ij}, \quad (24)$$

где

$$Q^{ij} = \begin{bmatrix} Q_j^i \\ Q_{j+1}^i \end{bmatrix}; \quad W^{ij} = \begin{bmatrix} w_j^i \\ w_{j+1}^i \end{bmatrix}; \quad [K^{ij}] = \begin{bmatrix} K_{11}^{ij} & K_{12}^{ij} \\ K_{21}^{ij} & K_{22}^{ij} \end{bmatrix}; \quad Q_0^{ij} = \begin{bmatrix} Q_{0j}^i \\ Q_{0j+1}^i \end{bmatrix}. \quad (25)$$

В формуле (25) $[K^{ij}], Q_0^{ij}$ – матрицы жесткости i -го стержня [22].

Для нахождения столбцов матрицы $[K^{ij}]$ системы дифференциальных уравнений (13) используется следующим образом.

1. Вместо решения неоднородной системы (13) осуществляется решение однородной части этой системы, что имеет место, когда в (16) полагают $b_1 = 0, b_2 = 0$. Это означает отсутствие действия поверхностной нагрузки на стержень.

2. Должны выполняться следующие граничные условия: координаты вектора обобщенного перемещения стержня u, w, ω_x на левом и правом торце равны единице.

Элементы строки матрицы $Q_0^{ij} = \begin{bmatrix} Q_{0j}^i \\ Q_{0j+1}^i \end{bmatrix}$ для

стержня с номером i определяются из решения системы дифференциальных уравнений (13), когда в качестве граничных условий задаются значения компонент вектора обобщенных смещений торцов стержня. Их принимают равными нулю.

При использовании решения преобразованной системы алгебраических уравнений (24) составляется система дифференциальных уравнений (13) для стержня. Решение этой системы методом ортогональной прогонки Годунова определяет компоненты вектора обобщенных усилий и перемещений в узловых точках, полученных разбиением на части отрезка интегрирования, длины стержня. Поскольку решение системы дифференциальных уравнений (13) осуществляется для всех стержней, полученные решения будут представлять полную картину деформирования газопровода, балластированного утяжелителями, на болоте.

Описание воздействия утяжелителей на трубопровод в методе конечных элементов в перемещениях

Проектное положение газопроводов на болотах и обводненных участках трассы обеспечивается при их сооружении различными средствами балластировки. В основном применяются бетонные и чугунные утяжелители различной конструкции, установленные одиночно или группой и анкерные устройства (винтовые, раскрывающиеся типа, выстреливаемые, взрывные, вмороженные, свайные консольного типа, якорные и козловые). Воздействие утяжелителей и анкеров на НДС газопроводов зависит от их конструкции и способа их установки [1–4]. В случае выполнения своего предназначения, например, железобетонный груз и железобетонный утяжелитель придавливают трубу по вертикали в грунт и перемещаются вместе с трубой в продольном направлении, поворачиваясь вместе с ней в вертикальной плоскости.

В расчетной схеме для описания воздействия утяжелителей на трубу вводят фиктивные узлы со-пряжения стержневых элементов. Если обозначить их количество через nqd , воздействие утяжелителей в узле с номером j можно задать с помощью обобщенного вектора внешних сил \bar{R}_j , компоненты которого указаны в (22), где $1 \leq j \leq nqd$.

Как было указано выше утяжелители не препятствуют продольному перемещению трубы и ее повороту в вертикальной плоскости, поэтому в (22) необходимо принять

$$P_{xi} = 0, M_{zi} = 0. \quad (26)$$

В (26) величина P_{yi} равна разности веса утяжелителя в воздухе и выталкивающей силы воды. Вес утяжелителя в воздухе задается в зависимости от его типа по данным таблицы работы [2].

Рассматриваемый участок выполнен из труб размером $1420 \times 18,5$ мм [18]. Для балластировки этого участка выбран железобетонный утяжелитель марки 1-УБКм-1420-10 [3, 12, 14], который имеет следующие характеристики: $D_h=1420$ мм; $m_y=6020$ кг; $V_y=2,51$ м³; (m_y, V_y – масса и объем железобетонного утяжелителя, соответственно). Удельный вес воды с учетом растворимых в ней минеральных солей и остатков разложения растительности изменяется от $\gamma_{vod}=10,5$ кН/м³ до $\gamma_{vod}=11,5$ кН/м³ [2].

При $\gamma_{vod}=10,5$ кН/м³ выталкивающая сила воды на 1 м трубы $q_{vt}=16,68$ кН/м, вес ед. длины трубы в воздухе $q_{tr}=6,39$ кН/м, вес газа в ед. длины трубы ($p_0=7,5$ МПа) $q_g=1,51$ кН/м, вес ед. длины трубы с газом $q_f=7,90$ кН/м и вертикальная составляющая внешней нагрузки

$$q_n = q_{vt} - q_g = 8,78 \text{ кН/м.} \quad (27)$$

Вес железобетонного утяжелителя под водой $Q_{yt}=m_y g - \gamma_{vod} V_y=32,70$ кН.

Расстояние между железобетонными утяжелителями марки 1-УБКм-1420-10, установленными в средней подводной части участка газопровода, определяется по формуле работы [2]. Его значение при $\gamma_{vod}=10,5$ кН/м³ с учетом вычисленного значения веса железобетонного утяжелителя под водой Q_{yt} по формуле (27), определяется следующим образом

$$l_0 = Q_{yt}/q_n = 32,70/8,78 = 3,75 \text{ м.} \quad (28)$$

Анализ результатов расчета

Анализ условий эксплуатации участка газопровода на болоте показал изменение его положения не только в средней балластированной подводной части, но и в примыкающих к ней слева и справа подземных частях. Здесь грунты повреждаются частичному обводнению, что приводит к изменению положения трубы в грунте, причем было замечено два случая осадки трубы в грунте. В первом случае на левой и правой половине подземных частей формы изгиба трубы оказались идентичными. Во втором случае в левой подземной части газопровод проседает в грунт больше, чем в правой подземной части, где положение трубы в грунте не меняется по сравнению с ее первоначальным положением.

Общая длина рассчитываемого участка газопровода, проложенного на болоте, равна $L=240$ м, средняя подводная часть имеет длину $l=120$ м.

Согласно расчетам по формуле (28), расстояние между железобетонными утяжелителями, установ-

ленными в средней затопленной части, не может быть больше 3,75 м. Поскольку в расчете по формуле (28) не учитывается различие свойств грунтов в левой и правой подземных частях [3], поэтому принимается $l_0=3$ м. Следовательно, стержневая система состоит из 80 стержней (240/3=80 м).

Интегрирование системы дифференциальных уравнений (13), описывающих НДС стержня, осуществляется методом ортогональной прогонки Годунова делением отрезка интегрирования длины стержня на 24 части. Поскольку одномерная стержневая система, которая моделирует НДС газопровода на болоте, содержит 80 стержней и 81 узел их сопряжения, то в результате решения задачи определяются величины деформаций и напряжений газопровода на болоте в 1920 точках (80·24=1920) стержней и 81 точке узлов сопряжения.

Схема расстановки утяжелителей в стержневой системе осуществляется следующим образом.

Количество стержней N_s и узлов сопряжения N_r в стержневой системе, моделирующей рассматриваемый участок газопровода на болоте:

$$N_s = \left(\frac{L}{l_0}\right) = 80; N_r = N_s + 1 = 81.$$

Количество стержней N_q и узлов сопряжения N_{qr} в средней балластированной подводной части:

$$N_q = \left(\frac{l}{l_0}\right) = 40; N_{qr} = N_q + 1 = 41.$$

Количество железобетонных утяжелителей $N_{qr}=41$. Железобетонные утяжелители будут установлены в узлах сопряжения $20 \leq j \leq 61$.

Таким образом, воздействие железобетонных утяжелителей задается в фиктивных узлах сопряжения стержневой системы, моделирующей рассматриваемый здесь участок газопровода. В начале и в конце средней части находятся фиктивные узлы сопряжения с номерами 20 и 61, соответственно. Следовательно, фиктивные узлы сопряжения имеют номера с 20 по 61.

По информации, которая содержится в проектно-исполнительской документации трассы газопровода, и данным экспериментальных исследований вводятся уточнения по значениям следующих физико-механических характеристик грунтов и трубы: модулю деформации грунта-засыпки ($E_{gr,zas}$); удельному весу грунта (скелета) засыпки, соответственно ($\gamma_{gr,zas}$, $\gamma_{yd,zas}$); углу внутреннего трения и сцеплению, соответственно (φ_{gr} , c_{gr}); модулю деформации и коэффициенту Пуассона грунта-основания, соответственно ($E_{gr,osn}$, $\mu_{gr,osn}$); обобщенному коэффициенту касательного сопротивления и несущей способности грунта основания, соответственно (c_{xo} , $R_{gr,osn}$); категории участка; наружному диаметру и толщине стенки трубы, соответственно

(D_h , δ); пределу текучести и пределу прочности стали трубы, соответственно (R_2^h , R_1^h); глубине заложения от верха засыпки до нижней образующей трубы и от верха засыпки до уровня воды, соответственно (h_{tr} , h_y) [13, 28, 29].

Вначале осуществляется расчет и анализ НДС рассматриваемого участка газопровода для первого случая просадки трубы в грунт. Поскольку форма изгиба трубы одинакова для левой и правой подземных частей, прилегающих к средней обводненной балластированной части, в этих частях физико-механические характеристики грунтов имеют идентичные значения. Например, для крайних частей условного разбиения с номерами 1 и 80 физико-механические характеристики грунта засыпки имеют следующие значения: тип грунта – суглинок; $E_{gr,zas}=10$ МПа; $\gamma_{gr,zas}=17,0$ кН/м³. Для грунта основания задаются следующие значения физико-механических характеристик: $E_{gr,osn}=7,5$ МПа; $\mu_{gr,osn}=0,22$; $\varphi_{gr,osn}=22^\circ$; $c_{xo}=0,03$ МПа/м; $R_{gr,osn}=0,05$ МПа.

Анализом решения задачи о НДС трубопровода в геометрически нелинейной постановке определяется изменение формы изгиба трубы, соответствующее потере устойчивости трубопровода, а также находятся критические значения параметров эксплуатации [27, 28]. Труба на болоте укладывается зимой в промерзший грунт, а труба при эксплуатации нагревается за счет перекачивания теплого газа, поэтому температурный перепад Δt и температурные напряжения в трубопроводе будут иметь чрезмерно высокие значения.

Под действием внутреннего рабочего давления труба не только растягивается в кольцевом направлении, но и сжимается в продольном направлении за счет ее защемления грунтом на концах рассматриваемого участка, поэтому она дополнительна изгибаются [27, 28, 30]. Труба под водой за счет действия внешнего гидростатического давления растягивается в продольном направлении, что приводит к уменьшению ее изгибных деформаций. В работе [30] дана оценка действия на изгиб газопровода минимального гидростатического давления и гидравлического удара Δp в зависимости от глубины водоема, в котором уложен газопровод. По данным работ [1–5, 7, 27, 28] глубина затопленной подводной части газопроводов на болоте не превышает 5–15 м. Если принять рабочее давление $p_i=7,8$ МПа, внешнее гидростатическое давление $p_{g,min}=0,2$ МПа, минимальное гидростатическое давление $\Delta p=0,1$ МПа, то $p_0=7,5$ МПа. Следовательно, можно пренебречь воздействием внешнего гидростатического давления на изгиб трубопровода на болоте по сравнению с воздействием внутреннего давления в трубе.

На рис. 4 изображены эпюры основных характеристик газопровода: а) поперечной силы в кН; б) изгибных напряжений в МПа; в) угла поворота нормали в рад.; г) прогиба в м. Расчеты выполнены в линейной постановке при следующих значениях параметров эксплуатации: $p_0=7,5$ МПа; $\Delta t=47,0$ °С.

Анализ эпюр рис. 4 указывает на то, что на эпюрах выполняются дифференциальные зависимости между функциями, описывающими НДС газопровода. Например, если на эпюре поперечная сила принимает отрицательные значения, изгибные напряжения убывают, и, наоборот, там, где поперечная сила является положительной, изгибные напряжения возрастают. В тех точках продольной оси, где эпюра поперечной силы пересекают эту ось, изгибные напряжения достигают экстремальных значений. В узлах сопряжения стержневых элементов, где установлены утяжелители, величина скачка значения поперечной силы на эпюрах этой характеристики равна весу утяжелителя в воде, т. е. $Q_{yt}=32,7$ кН.

На рис. 5 изображены эпюры прогиба газопровода, полученные из решения задачи в нелинейной постановке, при следующих значениях параметров эксплуатации: а) $p_0=7,5$ МПа, $\Delta t=47,0$ °С; б) $p_0=7,5$ МПа,

$\Delta t=49,0$ °С. Анализ этих эпюр показывает следующее. При $p_0=7,5$ МПа, $\Delta t=47,0$ °С газопровод находится в устойчивом положении и нет предпосылок для его всплытия. Далее, если происходит увеличение температурного перепада, например, до $\Delta t=49,0$ °С, изгиб трубы сопровождается образованием двух полуволн, что означает потерю ее устойчивости, которая может привести к всплытию газопровода. Следовательно, $p_0=7,5$ МПа, $\Delta t=49,0$ °С определяют те значения параметров эксплуатации, при достижении которых может произойти всплытие трубы с утяжелителями на рассматриваемом участке газопровода на болоте.

Далее рассмотрим случай, когда имеет место неравномерная неодинаковая осадка грунта. В подземной части, которая примыкает к средней балластированной части с левой стороны, газопровод изменяет первоначальное положение, здесь он проседает в грунт больше, чем в правой подземной части, где положение трубы в грунте не меняется по сравнению с ее первоначальным положением. Осуществим расчет и анализ НДС рассматриваемого участка газопровода с вышеописанными изменениями состояния грунта.

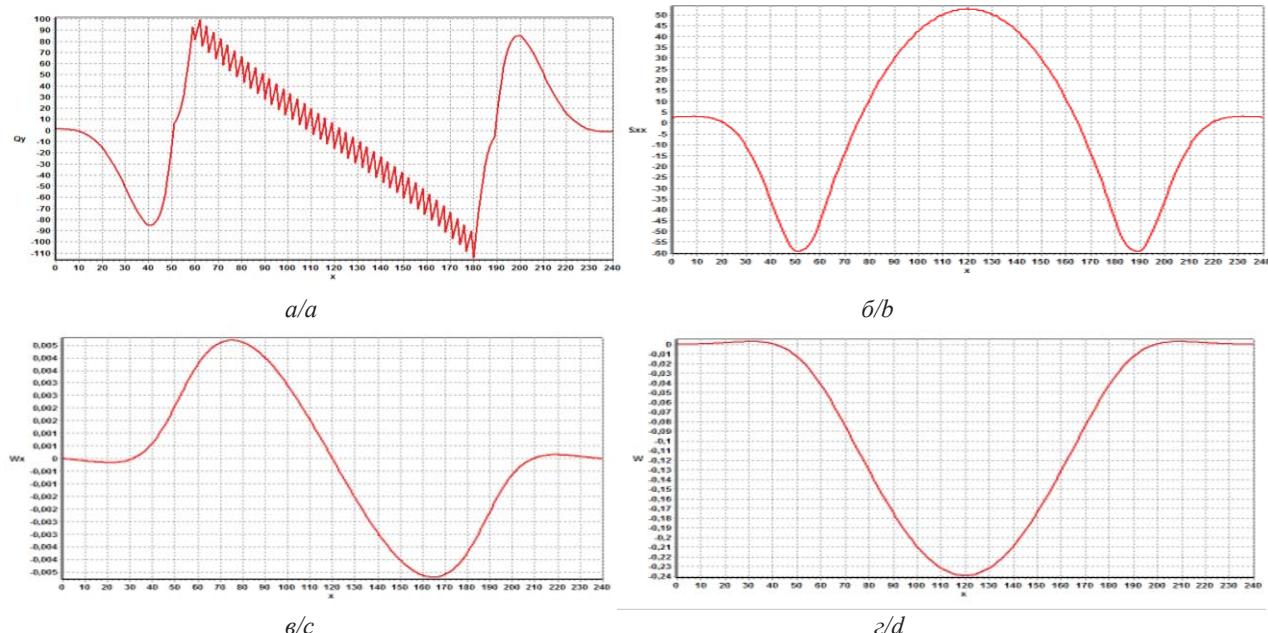


Рис. 4. Эпюры основных характеристик НДС газопровода, балластированного 41 железобетонным утяжелителем марки 1-УБКм-1420-10 ($L=240$ м, $l=120$ м, $\gamma_{vod}=10,5$ кН/м, $Q_{yt}=32,70$ кН), на болоте, линейная постановка задачи: а) поперечная сила; б) изгибные напряжения; в) угол поворота нормали; г) прогиб

Fig. 4. Diagrams of the main characteristics of the stress-strain state (SSS) of the gas pipeline, ballasted with 41 reinforced concrete weights of the brand 1-UBKm-1420-10 ($L=240$ m, $l=120$ m, $\gamma_{vod}=10,5$ kN/m, $Q_{yt}=32,70$ kN), in the swamp, linear problem statement: a) transverse force; b) bending stress; c) angle of rotation of the normal; d) deflection

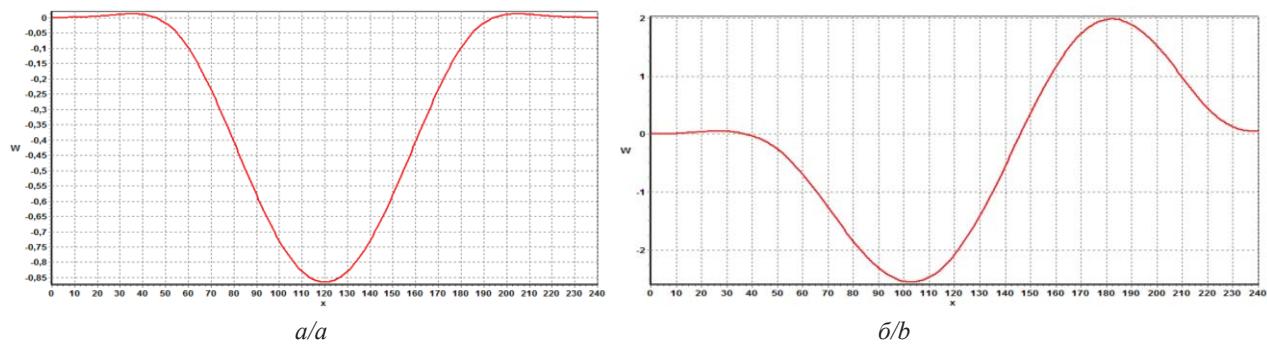


Рис. 5. Эпюры прогиба газопровода, балластированного 41 железобетонным утяжелителем марки 1-УБКм-1420-10 ($L=240$ м, $l=120$ м, $\gamma_{vod}=10,5$ кН/м, $Q_{yt}=32,70$ кН), на болоте, указывающие на выпучивание трубы со стрелой прогиба, направленной вверх, параметры эксплуатации: а) $p_0=7,5$ МПа, $\Delta t=47,0$ °С; б) $p_0=7,5$ МПа, $\Delta t=49,0$ °С.

Fig. 5. Diagrams of the deflection of the gas pipeline, ballasted with 41 reinforced concrete weights of the brand 1-UBKm-1420-10 ($L=240$ m, $l=120$ m, $\gamma_{vod}=10,5$ kN/m, $Q_{yt}=32,70$ kN), in the swamp, indicating the bulging of the pipe with an upward deflection arrow, operating parameters: a) $p_0=7.5$ MPa, $\Delta t=47.0^{\circ}\text{C}$; b) $p_0=7.5$ MPa, $\Delta t=49.0^{\circ}\text{C}$

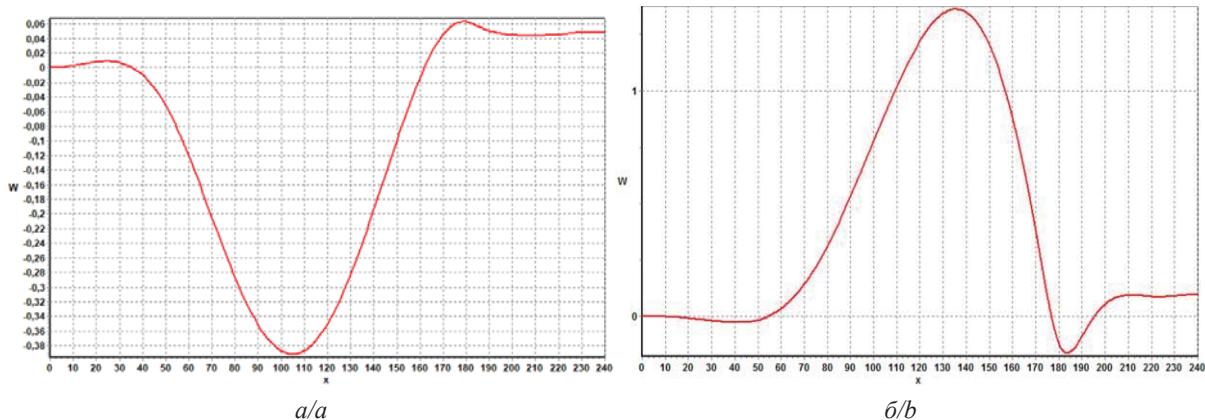


Рис. 6. Эпюры прогиба газопровода, балластированного 41 железобетонным утяжелителем марки 1-УБКм-1420-10 ($L=240$ м, $l=120$ м, $\gamma_{vod}=10,5$ кН/м, $Q_{yt}=32,70$ кН), на болоте, при неравномерном неодинаковом ослаблении грунта в подземных частях, параметры эксплуатации: а) $p_0=7,5$ МПа, $\Delta t=32,50$ °С; б) $p_0=7,5$ МПа, $\Delta t=33,40$ °С.

Fig. 6. Diagrams of the deflection of the gas pipeline, ballasted with 41 reinforced concrete weights of grade 1-UBKm-1420-10 ($L=240$ m, $l=120$ m, $\gamma_{vod}=10,5$ kN/m, $Q_{yt}=32,70$ kN), in the swamp with uneven weakening of the soil in the underground parts, operating parameters: a) $p_0=7.5$ MPa, $\Delta t=32.50^{\circ}\text{C}$; b) $p_0=7.5$ MPa, $\Delta t=33.40^{\circ}\text{C}$

В качестве примера приведены измененные исходные данные расчета для крайней левой части условного разбиения с номером 1: $E_{gr,zas}=5,5$ МПа; $\gamma_{gr,zas}=16,0$ кН/м³; $\varphi_{gr,zas}=19^{\circ}$; $c_{gr}=0,002$; $\varepsilon=0,19$; $E_{gr,osn}=2,6$ МПа; $\mu_{gr,osn}=0,22$; $\varphi_{gr,osn}=18^{\circ}$; $c_{xo}=0,025$ МПа/м; $R_{gr,osn}=0,045$ МПа.

На рис. 6, а, б приведены эпюры прогиба при следующих значениях параметров эксплуатации: а) $p_0=7,5$ МПа, $\Delta t=32,50$ °С; б) $p_0=7,5$ МПа, $\Delta t=33,40$ °С.

Анализ эпюр рис. 6 показывает следующее. В подземной части, которая прилегает с левой стороны к балластированной средней части, осадка трубы в грунт превосходит на 0,06 м соответствующей характеристики трубы, расположенной на правой подземной части. При $p_0=7,5$ МПа, $\Delta t=32,50$ °С балластированный газопровод находится в устойчивом положении и нет предпосылок для его

всплытия. При дальнейшем увеличении температурного перепада, например, при $\Delta t=33,40$ °С происходит выпучивание трубы со стрелой изгиба, направленной вверх, которое может привести к всплытию газопровода с утяжелителями. Таким образом, неравномерное неодинаковое ослабление грунта в прилегающих подземных частях привело к уменьшению критического значения температурного перепада Δt более чем на 15 °С.

Удельный вес воды в болоте зависит от концентрации растворенных в ней минеральных солей и остатков разложения растительного происхождения. Если в случае максимальной концентрации растворенных в молей в воде ее удельный вес принять $\gamma_{vod}=11,5$ кН/м [2], то вес железобетонного утяжелителя марки 1-УБКм-1420-10 под водой будет равен

$$Q_{yt}=Q_y g - \gamma_{vod} V_y = 30,17 \text{ кН.}$$

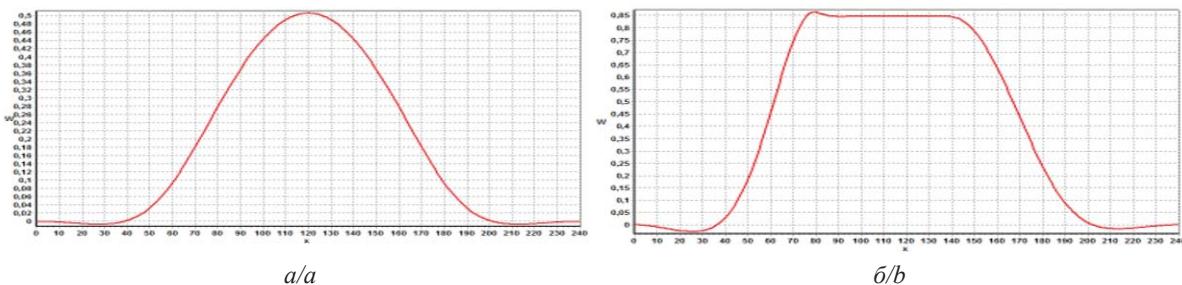


Рис. 7. Эпюры прогиба газопровода, балластированного 41 железобетонным утяжелителем марки 1-УБКм-1420-10 ($L=240$ м, $l=120$ м, $\gamma_{vod}=11,5$ кН/м, $Q_y=30,36$ кН) на болоте, параметры эксплуатации: а) $p_0=7,5$ МПа, $\Delta t=0,0$ °С; б) $p_0=7,5$ МПа, $\Delta t=11,0$ °С

Fig. 7. Diagrams of the deflection of the gas pipeline, ballasted with 41 reinforced concrete weights of grade 1-UBKm-1420-10 ($L=240$ m, $l=120$ m, $\gamma_{vod} = 11,5$ kN/m, $Q_y=30,36$ kN) in the swamp, operating parameters: a) $p_0=7.5$ MPa, $\Delta t=0.0^{\circ}\text{C}$; b) $p_0=7.5$ MPa, $\Delta t=11.0^{\circ}\text{C}$

Далее проведен расчет и анализ НДС рассматриваемого участка газопровода по исходным данным газопровода и грунтов рассмотренного примера 1 с учетом вышеописанных изменений веса воды и веса железобетонного утяжелителя в воде. На рис. 7, а, б изображены эпюры прогиба газопровода, балластированного 41 железобетонным утяжелителем марки 1-УБКм-1420-10 ($L=240$ м, $l=120$ м, $\gamma_{vod}=11,5$ кН/м, $Q_y=30,36$ кН) на болоте для случая, когда удельный вес воды $\gamma_{vod}=11,5$ кН/м, при следующих значениях параметров эксплуатации: а) $p_0=7,5$ МПа, $\Delta t=0,0$ °С; б) $p_0=7,5$ МПа, $\Delta t=11,0$ °С.

Анализ эпюры рис. 7, а указывает на то, что причиной всплытия трубы является уменьшение веса утяжелителей за счет увеличения выталкивающей силы воды, что имеет место при максимальной концентрации растворенных в ней минеральных солей и остатков разложения растительности. Увеличение температурного перепада, например, до $\Delta t=11,0$ °С может привести к опрокидыванию утяжелителей с трубы (рис. 7, б).

Для инженерных расчетов НДС участка газопровода, балластированного утяжелителями, на болоте воздействие последних на трубу рекомендуется задавать распределенной внешней поверхностной нагрузкой, направленной вниз [2]. Были осуществлены расчеты НДС рассматриваемого участка газопровода принятием этой рекомендации, но они были выполнены в нелинейной постановке задачи и решены методом конечных элементов в перемещениях. Этот подход решения задачи назовем условно инженерными расчетами. Сравнение результатов инженерных расчетов с соответствующими характеристиками, представленными на рис. 4–6, показывает следующее.

Для случая, когда имеет место равномерная одинаковая осадка трубы в грунт в прилегающих подземных частях, эпюры основных характеристик НДС на рис. 4–6 и полученные по инженерным формулам идентичны, характеристики НДС газо-

провода достигают экстремальных величин при одинаковых значениях переменной x , их отличие не превышает 5 %. В случае неравномерного неодинакового ослабления грунта на прилегающих подземных частях за счет его частичного обводнения по результатам расчета по инженерным формулам газопровод начинает терять устойчивость при всех заданных значениях параметров эксплуатации. Следовательно, в этом случае расчет по инженерным формулам дает некорректное решение задачи.

Заключение

- Поставлена и решена задача о напряженно-деформированном состоянии газопровода на болоте, балластированного железобетонными утяжелителями, в геометрически нелинейной постановке.
- Анализ напряженно-деформированного состояния участка газопровода на болоте показал, что причиной его всплытия являются: воздействие температурных напряжений; неравномерное неодинаковое проседание трубы в грунт на подземных частях, находящихся слева и справа от размытой оголенной балластированной части; уменьшение веса утяжелителей в воде за счет роста величины выталкивающей силы воды вследствие увеличения удельного веса болотной воды с учетом концентрации растворенных в ней минеральных солей и остатков разложения растительного происхождения. Найдены критические значения параметров эксплуатации, предшествующей всплытию трубы, при достижении которых изменяется форма ее изгиба.
- Расчеты напряженно-деформированного состояния участка газопровода, балластированного железобетонными утяжелителями, на болоте по инженерным формулам, в которых воздействие последних на трубу задается распределенной внешней поверхностной нагрузкой, дают удовлетворительные результаты только для случая,

когда имеет место равномерная одинаковая осадка трубы в грунт в прилегающих подземных частях. В этом случае выпучивание трубы со стрелой прогиба, направленной вверх, определяется параметрами эксплуатации газопровода. В случае, когда имеет место неравномерная неодинаковая осадка трубы в грунте на прилегающих подземных частях, результаты расчета по инженерным формулам указывают на выпучивание трубы со стрелой изгиба, направленной вверх, независящего от параметров эксплуатации. В этом случае расчет по инженерным формулам дает некорректное решение задачи.

4. Установленные в данной статье основные причины всплытия балластированных магистральных трубопроводов в условиях болот и обводненной местности сложно устраниТЬ в осложненных инженерно-геологических условиях их

эксплуатации. Поэтому в последние годы сооружение и капитальный ремонт магистральных газопроводов на болотах и обводненной местности, пересекающей различные водные преграды (реки, водохранилища, подводные морские переходы), осуществляется по технологиям, в которых применяются обетонированные трубы.

5. Как было указано во введении данной статьи, известны случаи всплытия обетонированных труб на подводных переходах морского газопровода через Байдарацкую губу на Ямале. Поэтому в дальнейшем необходимо выполнить исследования, посвященные установлению причин возможного всплытия обетонированных труб, применяемых в технологии сооружения на болоте и болотистой местности, в зависимости от сложно-геологических условий эксплуатации газопроводов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Димов Л.А., Богушевская Е.М. Магистральные трубопроводы в условиях болот и обводненной местности. – М.: Изд-во «Горная книга» Московского государственного горного университета, 2010. – 392 с.
2. Типовые расчеты при проектировании, строительстве и ремонте газонефтепроводов / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков, А.М. Нечваль, А.Е. Лаврентьев. – СПб: Недра, 2011. – 748 с.
3. Шарыгин В.М., Яковлев А.Я. Прокладка и балластировка газопроводов в сложных условиях. – М.: ЦентрЛитНефтегаз, 2009. – 228 с.
4. Васильев Г.Г., Горянинов Ю.А., Саксаганский А.И. Достиоинства и недостатки современных подходов к балластировке подводных переходов // НГС. – 2012. – № 1. – С. 30–37.
5. Исламгалеева Л.Ф., Зарипов Р.М. Влияние степени обводнения грунта прилегающих подземных участков на напряженно-деформированное состояние подводного газопровода // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2011. – № 6. – С. 116–129.
6. Аи Е.В., Рашидов Т.Р. Сейсмодинамика подземных трубопроводов, взаимодействующих с водонасыщенным мелкодисперсным грунтом // Известия Российской академии наук. Механика твердого тела. – 2015. – № 3. – С. 89–104.
7. Кожаева К.В., Жданов Р.Р., Азметов Х.А. Исследование влияния продольного усилия на интенсивность балластировки подводного трубопровода // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2022. – № 1 (335). – С. 66–77.
8. 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.
9. Шестов А.С., Марченко А.В., Огородов С.А. Математическое моделирование воздействия ледяных образований на дно Байдарацкой губы Карского моря // Труды ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова. – 2011. – Вып. 5. – № 63 (347). – С. 105–118.
10. Зарипов Р.М., Масалимов Р.Б. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния подводного морского газопровода с учетом разжижения грунта и параметров эксплуатации // Известия Российской академии наук. Механика твердого тела. – 2023. – № 4. – С. 152–166.
11. Зарипов Р.М., Масалимов Р.Б. Использование компенсаторов в подводном участке морского газопровода для предотвращения его всплытия // Известия Томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 2. – С. 196–205.
12. Зарипов Р.М., Бахтизин Р.Н., Масалимов Р.Б. Исследование влияния изменения грунтовых условий и параметров эксплуатации подводного участка морского нефтепровода на его возможное всплытие // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 6. – С. 83–87.
13. Расчет и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях. Т. 2. Оценка и обеспечение прочности трубопроводов / А.М. Шаммазов, Р.М. Зарипов, В.А. Чичелов, Г.Е. Коробков. – М.: Изд-во «Интер», 2006. – 564 с.
14. Bi K., Hao H. Using pipe-in-pipe systems for subsea pipeline vibration control // Engineering Structures. – 2016. – Vol. 109. – P. 75–84. DOI: 10.1016/j.engstruct.2015.11.018.
15. 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: 10.1016/j.oceaneng.2021.109118.
16. Palmer A.C., King R.A. Subsea pipeline engineering. – Oklahoma: PWC, 2004. – 570 p.
17. Study on lateral buckling characteristics of a submarine pipeline with a single arch symmetric initial imperfection / Z. Hong, R. Liu, W. Liu, S. Yan // Ocean Engineering. – 2015. – Vol. 108. – P. 21–32. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2015.07.049
18. Cheng A., Chen N.-Z. Corrosion fatigue crack growth modelling for subsea pipeline steels // Ocean Engineering. – 2017. – Vol. 142. – P. 10–19. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2017.06.057.
19. Wang Z., Tang Y. Study on symmetric buckling mode triggered by dual distributed buoyancy sections for subsea pipelines // Ocean Engineering. – 2020. – Vol. 216. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2020.108019.

20. Chen Y., Dong S. et al. Buckling analysis of subsea pipeline with idealized corrosion defects using homotopy analysis method // *Ocean Engineering*. – 2021. – Vol. 234. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2021.108865.
21. Peek R., Yun H. Flotation to trigger lateral buckles in pipelines on a flat seabed // *Journal of Engineering Mechanics*. – 2007. – Vol. 4. – P. 442–451. DOI: 10.1061/(ASCE)0733-9399(2007)133:4(442).
22. Numerical Study on the hydrodynamic characteristics of submarine pipelines under the impact of real-world tsunami-like waves / E. Zhao, K. Qu, L. Mu, S. Kraatz, B. Shi // *Water*. – 2019. – Vol. 11. – № 2. 221. DOI: 10.3390/w11020221API RP 1111.
23. Uplifting behavior of shallow buried pipe in liquefiable soil by dynamic centrifuge test / B. Huang, J. Liu, P. Lin, D. Ling // *Hindawi Publishing corporation scientific world journal*. – 2014. DOI: 10.1155/2014/838546.
24. ASME B31.8-2007. Gas transmission and distribution piping systems. – USA: The American society of mechanical engineers, 2007. – 201 p.
25. DNV-RP-E305. On-Bottom stability of submarine pipelines. – Nigeria: Veritas offshore technology and services, 1988. – 50 p.
26. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы. – М.: ФГУП ЦПП, 2005. – 60 с.
27. Айнбinder А.Б., Камерштейн А.Г. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость. Справочное пособие. – М.: Недра, 1982. – 341 с.
28. Коробков Г.Е., Зарипов Р.М., Шаммазов И.А. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и устойчивости трубопроводов и резервуаров в осложненных условиях эксплуатации. – СПб.: Изд-во «Недра», 2009. – 409 с.
29. Мяченков В.И., Мальцев В.П. Методы и алгоритмы расчета пространственных конструкций на ЭВМ ЕС. – М.: Машиностроение, 1984. – 280 с.
30. Ильгамов М.А. Модель всплытия подводного трубопровода. Физика. Технические науки // ДАН. – 2022. – Т. 504. – С. 12–16.
31. СП 22.13330.2016 актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83* «Основания зданий и сооружений». – М.: Стандартинформ, 2016. – 220 с.

Информация об авторах

Раиль Муталлапович Зарипов, доктор технических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории механики твёрдого тела Института механики им. Р.Р. Мавлютова Уфимского федерального исследовательского центра РАН, Россия, 450054, г. Уфа, пр. Октября, 69. rail.zaripov@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0002-3081-2136>

Радик Биктимерович Масалимов, кандидат технических наук, доцент кафедры прикладных и естественнонаучных дисциплин Архитектурно-строительного института Уфимского государственного нефтяного технического университета, Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1. masalimovrb@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0002-9500-8157>

Поступила в редакцию: 29.01.2024

Поступила после рецензирования: 06.06.2024

Принята к публикации: 24.01.2025

REFERENCES

1. Dimov L.A., Bogushevskaya E.M. *Main pipelines in swamps and flooded areas*. Moscow, Gornaya Kniga Publ. House, Moscow State Mining University, 2010. 392 p. (In Russ).
2. Bykov L.I., Mustafin F.M., Rafikov S.K., Nechval A.M., Lavrentiev A.E. *Typical calculations in the design, construction and repair of gas and oil pipelines*. St. Petersburg, Nedra Publ., 2011. 748 p. (In Russ).
3. Sharygin V.M., Yakovlev A.Ya. *Laying and ballasting of gas pipelines in difficult conditions*. Moscow, Tsentralitneftegaz Publ., 2009. 228 p. (In Russ).
4. Vasiliev G.G., Goryainov Yu.A., Saksagansky A.I. Advantages and disadvantages of modern approaches to ballasting underwater crossings. *NGS*, 2012, no. 1, pp. 30–37. (In Russ).
5. Islamgaleeva L.F., Zaripov R.M. The influence of the degree of flooding of the soil of adjacent underground areas on the stress-strain state of an underwater gas pipeline. *Electronic scientific journal Oil and gas business*, 2011, no. 6, pp. 116–129. (In Russ).
6. An E.V., Rashidov T.R. Seismodynamics of underground pipelines interacting with water-saturated finely dispersed soil. *Proceedings of the Russian Academy of Sciences. Solid state mechanics*, 2015, no. 3, pp. 89–104. (In Russ).
7. Kozhaeva K.V. Zhdanov R.R., Azmetov H.A. Investigation of the effect of longitudinal force on the intensity of ballasting of an underwater pipeline. *Problems of collecting, preparing and transporting oil and petroleum products*, 2022, no. 1 (335), pp. 66–77. (In Russ).
8. Lapteva T.I., Mansurov M.N., Shabarchina M.V., Kopaeva L.A. Offshore pipelines in the transit zone of the Arctic shelf. Ensuring efficiency. *Oil&Gas Journal Russia*, 2018, no. 9, pp. 78–84. (In Russ).
9. Shestov A.S., Marchenko A.V., Ogorodov S.A. Mathematical modeling of the impact of ice formations on the bottom of the Baydaratskaya bay of the Kara Sea. *Proceedings of the Central Research Institute named after Academician A.N. Krylov*, 2011, Iss. 5, no. 63 (347), pp. 105–118. (In Russ).
10. Zaripov R.M., Masalimov R.B. Numerical modeling of the stress-strain state of an underwater marine gas pipeline taking into account soil liquefaction and operation parameters. *Izvestiya Rossiyskoy akademii nauk. Solid state mechanics*, 2023, no. 4, pp. 152–166. (In Russ).
11. Zaripov R.M., Masalimov R.B. Using compensators in an underwater section of an offshore gas pipeline to prevent it from surfacing. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 2, pp. 196–205. (In Russ).

12. Zaripov R.M., Bahtizin R.N., Masalimov R.B. Investigation of the influence of changes in ground conditions and operating parameters of an underwater section of an offshore oil pipeline on its possible ascent. *Oil industry*, 2023, no. 6, pp. 83–87. (In Russ).
13. Shammazov A.M., Zaripov R.M., Chichelov V.A., Korobkov G.E. *Calculation and ensuring the strength of pipelines in difficult engineering and geological conditions. Vol. 2. Assessment and ensuring the strength of pipelines*. Moscow, Inter Publ. House, 2006. 564 p. (In Russ).
14. 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.
15. 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: 10.1016/j.oceaneng.2021.109118.
16. Palmer A.C., King R.A. *Subsea pipeline engineering*. Oklahoma, PWC, 2004. 570 p.
17. Hong Z., Liu R., Liu W., Yan S. Study on lateral buckling characteristics of a submarine pipeline with a single arch symmetric initial imperfection. *Ocean Engineering*, 2015, vol. 108, pp. 21–32. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2015.07.049.
18. 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.
19. Wang Z., Tang Y. Study on symmetric buckling mode triggered by dual distributed buoyancy sections for subsea pipelines. *Ocean Engineering*, 2020, vol. 216. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2020.108019.
20. Chen Y., Dong S. Buckling analysis of subsea pipeline with idealized corrosion defects using homotopy analysis method. *Ocean Engineering*, 2021, vol. 234. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2021.108865.
21. Peek R., Yun H. Flotation to trigger lateral buckles in pipelines on a flat seabed. *Journal of Engineering Mechanics*, 2007, vol. 4, pp. 442–451. DOI: 10.1061/(ASCE)0733-9399(2007)133:4(442).
22. Zhao E., Qu K., Mu L., Kraatz S., Shi B. Numerical study on the hydrodynamic characteristics of submarine pipelines under the impact of real-world tsunami-like waves. *Water*, 2019, vol. 11, no. 2 (221).
23. Huang B., Liu J., Lin P., Ling D. Uplifting behavior of shallow buried pipe in liquefiable soil by dynamic centrifuge test. *Hindawi publishing corporation scientific world journal*, 2014. DOI: 10.1155/2014/838546.
24. ASME B31.8-2007. *Gas transmission and distribution piping systems*. USA, The American society of mechanical engineers, 2007. 201 p.
25. DNV RP E305. *On-Bottom stability of submarine pipelines*. Nigeria, Veritas offshore technology and services, 1988. 50 p.
26. СНиП 2.05.06-85*. *Main pipelines*. Moscow, FSUE TSPP Publ., 2005. 60 p. (In Russ).
27. Einbinder A.B., Kamerstein A.G. *Calculation of main pipelines for strength and stability. Reference manual*. Moscow, Nedra Publ., 1982. 341 p. (In Russ).
28. Korobkov G.E., Zaripov R.M., Shammazov I.A. *Numerical modeling of the stress-strain state and stability of pipelines and reservoirs in complicated operating conditions*. St. Petersburg, Nedra Publ. house, 2009. 409 p. (In Russ).
29. Myachenkov V.I., Maltsev V.P. *Methods and algorithms for calculating spatial structures on an EU computer*. Moscow, Mashinostroenie Publ., 1984. 280 p. (In Russ).
30. Ilgamov M.A. A model of the ascent of an underwater pipeline. Physics. Technical sciences. *DAN*, 2022, vol. 504, pp. 12–16. (In Russ).
31. СП 22.13330.2016 updated version of СНиП 2.02.01-83* "Foundations of buildings and structures". Moscow, Standartinform Publ., 2016. 220 p. (In Russ).

Information about the authors

Rail M. Zaripov, Dr. Sc., Leading Researcher, P.P. Mavlyutov Institute of Mechanics, separate structural subdivision of Ufa Federal Research Center of the Russian Academy of Sciences, 69, Oktyabrya avenue, Ufa, 450054, Russian Federation. rail.zaripov@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0002-3081-2136>

Radik B. Masalimov, Cand. Sc., Associate Professor, Ufa State Petroleum Technical University, 1, Kosmonavtov street, Ufa, 450064, Russian Federation. masalimovrb@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0002-9500-8157>

Received: 29.01.2024

Revised: 06.06.2024

Accepted: 24.01.2025

УДК 502.63(2):551.43
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4664
Шифр специальности ВАК: 1.6.21

Комплексная морфометрическая оценка рельефа Еврейской автономной области средствами геоинформационных систем

М.В. Горюхин[✉]

Институт комплексного анализа региональных проблем ДВО РАН, Россия, г. Биробиджан

[✉]goruhin@mail.ru

Аннотация. Актуальность. Рельеф является основой для ландшафтных, ландшафтно-геохимических, почвенных, геоботанических и других видов исследований. **Цель.** Оценка эрозионной опасности рельефа Еврейской автономной области. **Объект.** Рельеф Еврейской автономной области. **Методы.** Оценка рельефа производилась на основе цифровых моделей SRTM с размером ячейки раstra 90×90 м. Произведено объединение нескольких снимков в один с последующим кадрированием итогового слоя по маске для выделения района исследования. Для расчёта комплексного морфометрического показателя и оценки эрозионной опасности рельефа создан векторный полигональный слой с размером ячейки 1×1 км. Непосредственно из цифровой модели рельефа извлечены медианные значения уклонов поверхностей, экспозиции склонов, максимальной и минимальной абсолютной высоты для каждой полигональной ячейки. Вертикальная расчлененность рельефа рассчитана как разница между максимальным и минимальным значением высоты рельефа над уровнем моря. Для выявления пространственной дифференциации эрозии рассчитана горизонтальная расчленённость рельефа, т. е. длина эрозионной сети в км на 1 км² территории. Произведена гидрологическая коррекция цифровой модели рельефа, и восстановлена гидросеть. С помощью операции «сумма расстояний в полигонах» рассчитаны значения длины эрозионной сети для каждой полигональной ячейки площадью 1 км². Параметры всех слоёв сведены в единую таблицу, им присвоен балл в зависимости от значения показателя. Комплексный показатель рассчитан как сумма баллов всех показателей. **Результаты.** Построена оценочная карта эрозионной опасности рельефа Еврейской автономной области. Установлено, что низкое значение эрозионной опасности характерно для 88,56 % территории региона, среднее – для 11,42 %, а доля территории с высоким значением эрозионной опасности составляет всего 0,02 %.

Ключевые слова: рельеф, эрозионная опасность, цифровая модель рельефа, SRTM, Еврейская автономная область, морфометрический анализ, геоинформационные системы

Для цитирования: Горюхин М.В. Комплексная морфометрическая оценка рельефа Еврейской автономной области средствами геоинформационных систем // Известия Томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 3. – С. 155–162. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4664

UDC 502.63(2):551.43
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4664

Complex morphometric evaluation of a Jewish Autonomous Region relief by means of geographic information systems

M.V. Goryukhin[✉]

Institute for Comprehensive Analysis of Regional Problems Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences, Birobidzhan, Russian Federation

[✉]goruhin@mail.ru

Abstract. Relevance. The relief is the basis for landscape, landscape-geochemical, soil and plant association studies, soil erosion, etc. **Aim.** Evaluation of the erosion hazard of the relief of the Jewish Autonomous Region. **Object.** Relief of the Jewish

Autonomous Region. **Methods.** The relief was estimated on the basis of SRTM with a raster cell size of 90×90 m. Several images were combined into one with subsequent framing of the final layer by mask to highlight the study area. To calculate a complex morphometric indicator and assess the erosion hazard of the relief, a vector polygonal layer with a cell size of 1×1 km was created. Median values of surface slopes, slope exposures, maximum and minimum absolute heights for each polygonal cell were extracted directly from the digital relief model. The vertical dissection of the relief is calculated as the difference between the maximum and minimum elevation of the relief above sea level. To identify the spatial differentiation of erosion, the horizontal dissection of the relief was calculated, i. e. the length of the erosion network in km per 1 km² of the territory. A hydrological correction of the digital relief model was made and the hydro grid was restored. Using the operation "sum of distances in polygons", the values of the length of the erosion network for each polygon cell with an area of 1 km² are calculated. The parameters of all layers are summarized in a single table, they are assigned a score, depending on the value of the indicator. The complex indicator is calculated as the sum of the scores of all indicators. **Results.** The author has constructed the estimated map of the erosion hazard of the relief of the Jewish Autonomous Region. It was found that a low value of erosion hazard is typical for 88.56% of the region territory, the average for 11.42%, and the share of the territory with a high value of erosion hazard is only 0.02%.

Keywords: relief, erosion hazard, digital relief model, SRTM, Jewish Autonomous Region, morphometric analysis, geographic information systems

For citation: Goryukhin M.V. Complex morphometric evaluation of a Jewish Autonomous Region relief by means of geographic information systems. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 3, pp. 155–162. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4664

Введение

С рельефом и горными породами напрямую или опосредованно связаны все компоненты окружающей природной среды. При этом роль рельефа главным образом сводится к перераспределению в пространстве тепла, влажности и освещения, что оказывается на формировании растительного покрова [1, 2].

Изучение морфометрических характеристик рельефа – основа для исследований в области ландшафтных и почвенных изысканий, эрозионных процессов, растительного покрова, организации и оптимизации природопользования региона, обоснования её почво- и водоохранного режима и др. Кроме того, знание и понимание особенностей рельефа территории помогает предотвратить развитие неблагоприятных последствий антропогенной деятельности [3–5].

Морфометрические характеристики рельефа используются для оценки вероятности благоприятности территории для отдельных видов туризма, создания инфраструктуры и обеспечения безопасности рекреационно-туристической деятельности. Как результат – выделение приоритетных направлений туристской деятельности. С другой стороны, исследователями оценивается статистическая взаимосвязь количественных и качественных характеристик лесов с морфометрическими характеристиками рельефа для совершенствования системы лесоучётных работ [2, 6].

С помощью цифровых моделей рельефа (ЦМР) исследуются особенности рельефа или геологических объектов, в том числе погребённых и недоступных при других методах исследования, ведётся поиск водоносных структур подземных вод или месторождений углеводородов; организуется бассейновое управление природопользованием в регионе и др. [7–12].

Современные исследования рельефа территории невозможны без применения инструментария геоинформационных систем (ГИС) и ЦМР, что позволяет не только автоматизировать многие процессы пространственного анализа, но и в короткие сроки произвести изучение территории сразу по нескольким показателям, создать интегральную оценку. Использование инструментария ГИС и глобальных ЦМР позволяет оперативно оценивать такие характеристики изучаемой территории, как вертикальная и горизонтальная расчленённость, уклоны поверхности, экспозиции склонов. После чего по результатам покомпонентной оценки произвести интегральную морфометрическую оценку рельефа [13, 14].

У ЦМР имеются свои достоинства и недостатки – все ЦМР имеют погрешность, выражющуюся в ошибках измерения абсолютной высоты местности и величины уклонов. Вместе с тем обработка ЦМР с помощью средств ГИС значительно упрощает получение первичных данных и морфометрический анализ рельефа [15].

Целью работы является оценка эрозионной опасности рельефа Еврейской автономной области (ЕАО).

Регион расположен в южной части Дальнего Востока, на юге граничит с Китайской народной республикой, на севере и востоке – с Хабаровским краем, на западе – с Амурской областью. Граница с КНР проходит по р. Амур.

В тектоническом и геологическом отношении территория региона разделяется на две резко различные части – северо-западную горную и юго-восточную равнинную. К первой части относятся поверхности и склоны Хингано-Буреинского нагорья, почти все горные сооружения которого имеют дугообразные горные хребты, выпуклые к северу. Наивысшей точкой ЕАО является гора Студенческая с высотой 1421 м.

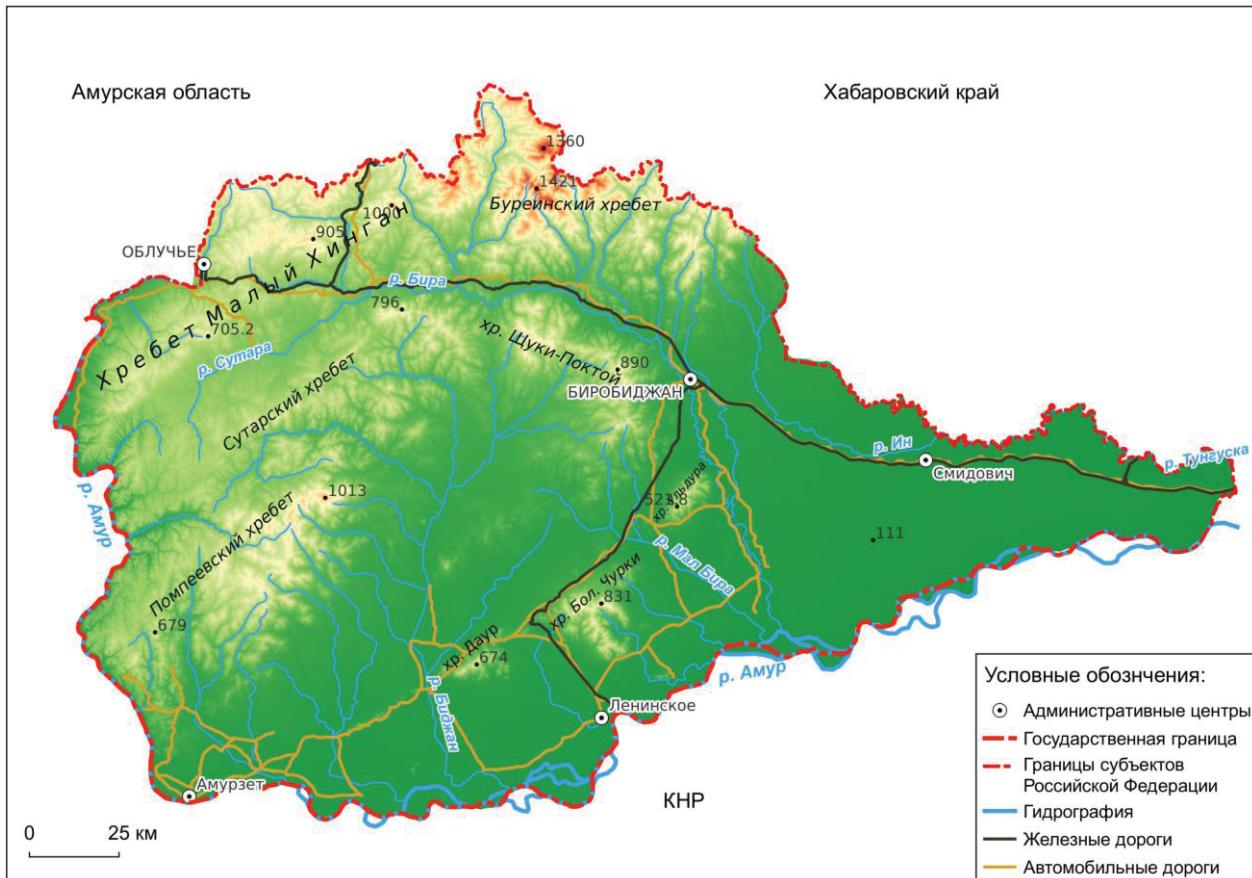


Рис. 1. Рельеф Еврейской автономной области
Fig. 1. Relief of Jewish Autonomous Region

Ко второй части относится выровненная поверхность заболоченной Среднеамурской низменности и нижние части горных склонов с многочисленными озерами и абсолютными отметками 20–110 м. Над низменностью возвышаются невысокие одиночные сопки, не нарушающие равнинный характер местности (рис. 1) [16].

Режим увлажнения характеризуется резко выраженной сезонностью. За зиму поступает около 10 % годового количества осадков, на теплый период приходится 90 %. По количеству осадков территория относится к зоне достаточного увлажнения (600–800 мм), наибольшее количество – более 800 мм, выпадает в предгорных районах. Общее количество осадков уменьшается в направлении с северо-запада на юго-восток.

В горной части ЕАО наиболее широко представлены бурые горнолесные почвы (буровоземы горнолесные), в переходной между горной и равнинной – буро-отбеленные почвы (лесные подбелы), на равнинной – разновидности луговых и болотных почв. Значительная часть почвенных массивов трансформирована воздействием сельскохозяйственной деятельности [17–20].

Методы исследования

Оценка рельефа производилась на основе наиболее популярных ЦМР среднего масштаба, полученных в ходе миссий Shuttle Radar Topographic Mission (SRTM) с размером ячейки растра 90×90 м. Известны и другие ЦМР, например ASTER GDEM, использующаяся при крупномасштабных исследованиях.

В ходе подготовки данных произведено объединение нескольких снимков в один с последующим кадрированием итогового слоя по маске для выделения района исследования. Расчет морфометрических показателей рельефа, все карты и атрибутивные базы данных к ним созданы с помощью программ QGIS и SAGA GIS в системе координат WGS 84/zone 53N [21].

Для расчёта изучаемых показателей и создания интегральной оценки эрозионной опасности рельефа создан векторный полигональный слой с размером ячейки 1×1 км. Непосредственно из ЦМР извлечены медианы значений уклонов поверхности, экспозиции склонов и вертикальной расчлененности рельефа (глубинная расчлененность, энергия или размах рельефа). Последняя представляет собой разницу между наивысшими и наименее высокими

отметками рельефа изучаемого района. Показатель рассчитывался с помощью модуля зональной статистики QGIS.

Для выявления пространственной дифференциации эрозии используется такой показатель, как *горизонтальная расчленённость рельефа*, т. е. длина эрозионной сети в км на 1 км² территории. Для оценки показателя произведена гидрологическая коррекция ЦМР, с помощью программы SAGA GIS восстановлена гидросеть, это необходимо для корректного учёта всех эрозионных форм, образованных текущими водами, поскольку большую часть года водой наполнены только постоянные русла рек. Однако в период интенсивного снеготаяния и муссонных дождей водой наполняются старые русла рек и ручьёв, по которым она сбрасывается в основные русла рек или озёра. С помощью операции «сумма расстояний в полигонах» программы QGIS рассчитаны значения длины эрозионной сети для каждой полигональной ячейки площадью 1 км².

С помощью оверлейных операций наложения растровых (высоты рельефа, уклоны, экспозиция) и векторных слоёв (гидрография) с полигональным векторным слоем получен итоговый слой для оценки комплексного морфометрического показателя и эрозионной опасности рельефа ЕАО. Параметры всех слоёв сведены в единую таблицу, им присвоен балл, в зависимости от значения показателя. Комплексный показатель рассчитан как сумма баллов всех показателей (таблица).

Таблица. Оценка морфометрических показателей рельефа Еврейской автономной области

Table. Evaluation of morphometric indicators of the relief of the Jewish Autonomous Region

Наклон поверхности Slope angle		Горизонтальное расчленение Horizontal dissection of relief		Вертикальное расчленение Vertical dissection of relief		Экспозиция Slope exposure	
Угол Angle	Баллы Points	км/км ² km/km ²	Баллы Points	метров Meters	Баллы Points	Экспозиция Exposure	Баллы Points
0–3	1	0–0,5	1	0–50	1	C/N	0
3–6	2	0,5–1,0	2	50–100	2	C-B/N-E	0
6–9	3	1,0–1,5	3	100–150	3	B/E	1
9–12	4	1,5–2,0	4	150–200	4	Ю-B/S-E	1
12–15	5	2,0–2,5	5	200–250	5	Ю/S	2
15–18	6	2,5–3,0	6	250–300	6	Ю-3/S-W	1
18–21	7	3,0–3,5	7	300–350	7	3/W	1
21–24	8	3,5–4,0	8	400–450	8	С-3/N-W	0
24–27	9			500–550	9		
27–30	10			550–600	10		

Обсуждение результатов

Согласно геостатистике, преобладающее количество склонов рельефа района исследования имеют *восточную экспозицию* – 29,19 %, далее следует *западная* – 27,73 %, *южная* – 23,72 % и меньше всего склонов *северной* экспозиции – 19,34 % от общего количества склонов.

Крутизна склонов колеблется в широких пределах от 0 градусов на равнинной части региона до 88,07 градуса в горной. При этом преобладающие уклоны составляют от 0 до 10 градусов. Последние соответствуют юго-восточной равнинной части региона и Сутарской депрессии, расположенной на западе изучаемой территории.

На территории ЕАО значения горизонтальной расчленённости изменяются в пределах от 0,28–3,95 км/км², в среднем 2,11 км/км². Подавляющее большинство значений находится в диапазоне 1,05–1,3 км/км². Максимальные соответствуют долинам рек с наибольшей концентрацией тальвегов – как активных русел рек, так и старых, заполняющихся водой только в периоды половодья. Это соответствует долине р. Унгун, расположенной в центральной части региона. Минимальные отмечаются в крайней восточной части региона, в междуречье рек Тунгуски и Амур.

Значения вертикальной расчленённости рельефа изменяются в пределах от 1 до 563 м. Наибольшее количество значений находится в диапазоне от 5 до 17 м. Отмечается зависимость показателя от абсолютной высоты рельефа.

По степени вертикальной расчленённости рельефа горная часть региона резко отличается от равнинной. Максимальные значения показателя отмечаются на севере региона и соответствуют приводораздельным зонам хребтов Чурки, Щухи-Поктой, Помпееевский, Сутарский, Малый Хинган, Ульдуря. Минимальные значения показателя отмечаются в восточной равнинной и в западной горной части региона, где четко выделяется Сутарская депрессия с перепадами высот в диапазоне от 8 до 70 м.

В результате суммирования баллов отдельных показателей получено следующее распределение интегрального морфометрического показателя рельефа ЕАО (рис. 2).

Первая категория занимает 32,35 % территории региона. Наименьшие значения показателя отмечаются: на равнинной части региона, в районах, где минимально развита гидрографическая сеть; в долине р. Сутары, при этом по мере удаления от истоков к устью растёт фрагментарность участков с данным значением показателя; на узкой полосе вдоль западной окраины региона. Вторая занимает 56,22 % площади региона, к ней относятся низкогорья и переходная зона между Среднеамурской низменностью и горами. К третьей категории относится 10,50 % территории.

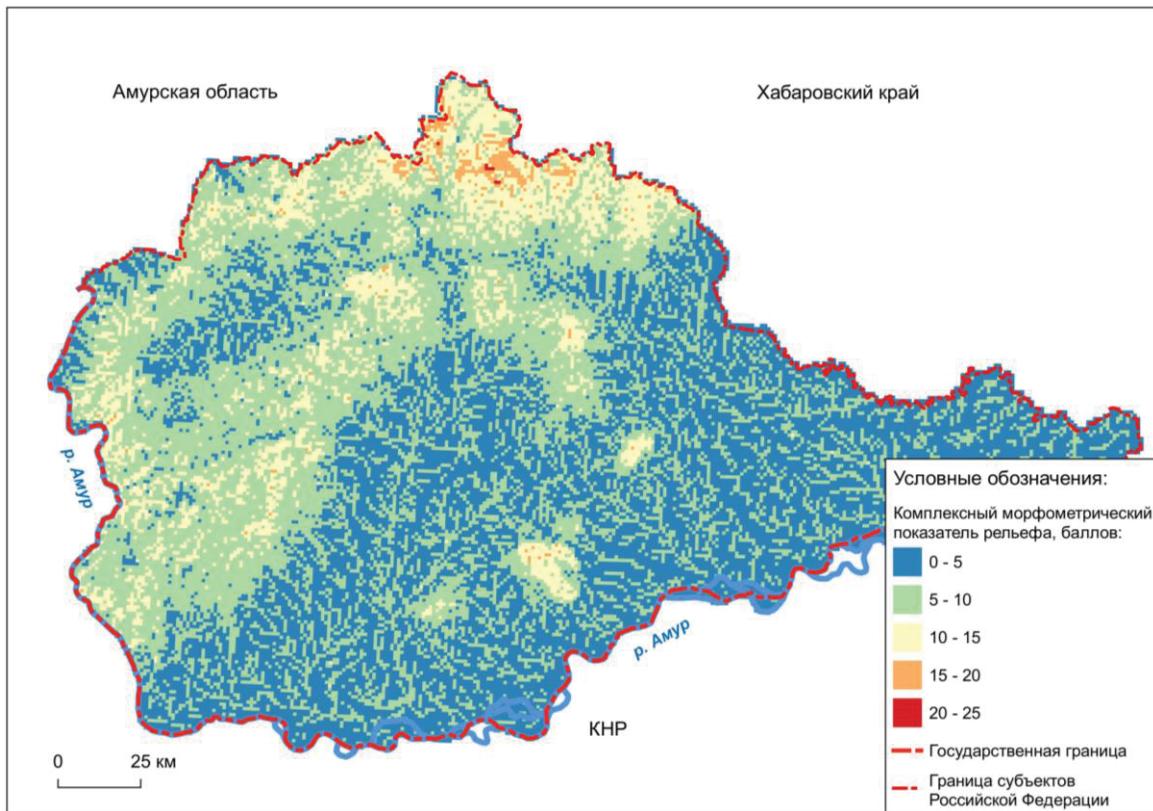


Рис. 2. Комплексный морфометрический показатель рельефа Еврейской автономной области
Fig. 2. Complex morphometric indicator of the relief of the Jewish Autonomous Region

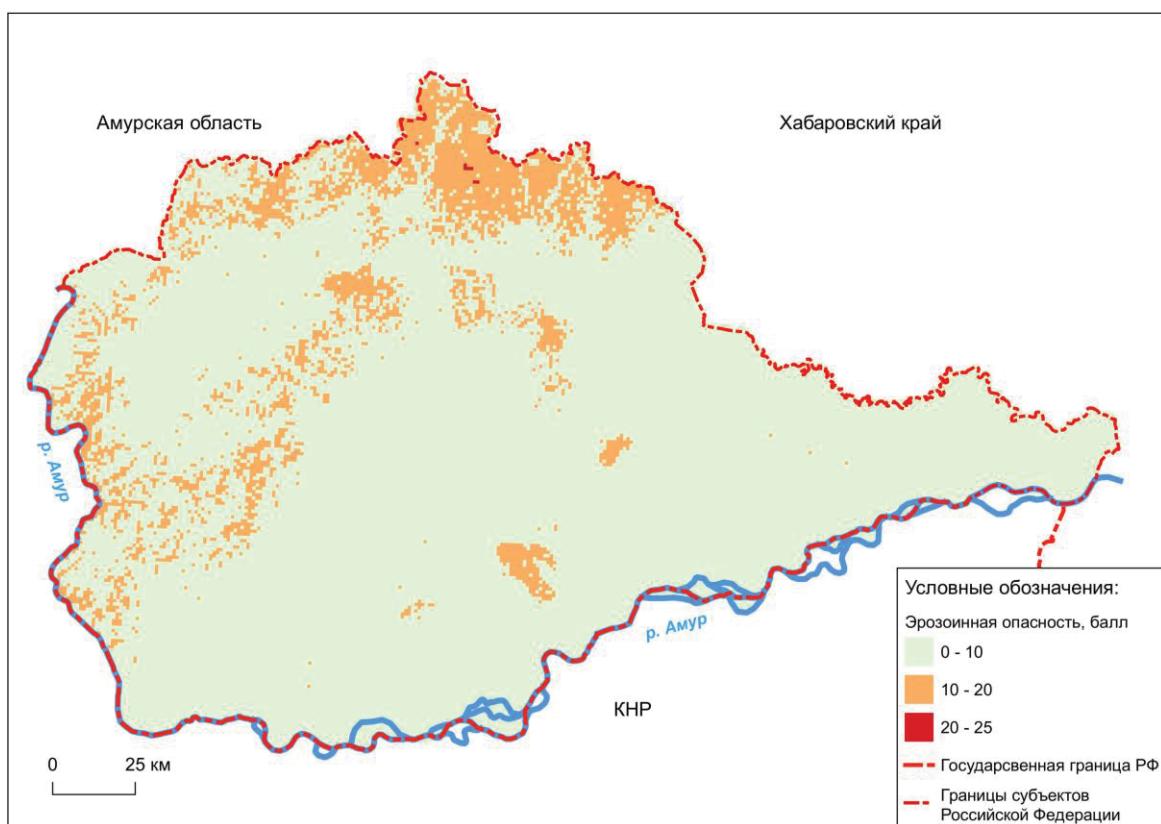


Рис. 3. Эрозионная опасность рельефа Еврейской автономной области
Fig. 3. Erosion hazard of the relief of the Jewish Autonomous Region

Четвёртая категория занимает 0,92 % территории региона. Отмечается в привершинных горных хребтах – в центральной части Буреинского хребта, крайнем северо-востоке Хинганского хребта и др. Самая морфометрически напряжённая пятая категория, занимает всего 0,01 % территории ЕАО. Наибольшие значения показателя отмечаются в северной части региона, а также в привершинных частях горных хребтов – Буреинского и крайней северо-восточной части хребта Малый Ханган.

Для оценки эрозионной опасности морфометрический показатель разделён на три категории: низкую, среднюю и высокую (рис. 3).

Низкое значение эрозионной опасности характерно для 88,56 % территории региона. Соответствует равнинам, предгорьям и низкогорьям.

Среднее значение эрозионной опасности отмечается в горах и предгорьях на участках длинных узких горных долин с крутыми или очень крутыми склонами; в привершинных областях горных хребтов; на отдельных участках речных русел с интенсивным меандрированием и большим количеством притоков в переходной зоне между горами и равниной; на отдельных участках равнины в речных долинах с большим количеством старых русел. Характерно для 11,42 % территории региона.

Высокие значения эрозионной опасности отмечаются на севере региона – на Буреинском хребте,

а также в самой северной оконечности хребта Малый Хинган – всего 0,02 % территории региона.

Заключение

Оценка эрозионного потенциала рельефа Еврейской автономной области производилась на основе наиболее популярных ЦМР, по которым построены среднемасштабные карты, характеризующие базовые морфометрические характеристики территории, такие как крутизна и экспозиция склонов, вертикальное и горизонтальное расчленение, по ним произведена комплексная морфометрическая характеристика рельефа региона и оценка его потенциальной эрозионной опасности.

По морфометрическим показателям 56,22 % площади региона относится ко второй категории, первая занимает 32,35 %, третья – 10,50 %. На эти три категории в совокупности приходится 99,07 % всей площади ЕАО. На четвёртую и пятую приходится менее одного процента – 0,92 и 0,01 % соответственно.

Итоговая карта эрозионной опасности рельефа ЕАО, построенная на основе морфометрического анализа, содержит три категории. К первой относится 88,56 % территории, ко второй – 11,42 %, а к третьей всего 0,02 % площади региона.

Полученные результаты предполагается использовать при изучении эрозионных процессов, в ландшафтно-экологических исследованиях, при оценке лесопожарных рисков и др.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Соколова Г.Г. Влияние высоты местности, экспозиции и крутизны склона на особенности пространственного распределения растений // *Acta Biologica Sibirica*. – 2016. – № 2 (3). – С. 34–45.
2. Черниховский Д.М. Оценка связей морфометрических характеристик рельефа с количественными и качественными характеристиками лесов на основе цифровых моделей рельефа ASTER и SRTM // Сибирский лесной журнал. – 2017. – № 3. – С. 28–39.
3. Бассейновый подход к организации природопользования в Белгородской области / Ф.Н. Лисецкий, А.В. Дегтярь, А.Г. Нарожняя, О.А. Чепелев, Я.В. Кузьменко, О.А. Маринина, А.В. Землякова, Ж.А. Кириленко, О.М. Самофалова, Э.А. Терехин, П.А. Украинский / под ред. Ф.Н. Лисецкого. – Белгород: КОНСТАНТА, 2013. – 88 с.
4. Development of a pan-European river and catchment database / J. Vogt, P. Soille, R. Colombo, M.L. Paracchini, A. de Jager // Digital Terrain Modelling. Lecture Notes in Geoinformation and Cartography / Eds. R.J. Peckham, G. Jordan. – Berlin, Heidelberg: Springer, 2007. – P. 121–144. DOI: 10.1007/978-3-540-36731-4_6.
5. Planation surfaces on the Paraná Basaltic Plateau, South America / D. Kröhling, E. Brunetto, G. Gabriel, M.C. Zalazar, M. Iriondo // *Gondwana Landscapes in southern South America* / Eds. J. Rabassa, C. Ollier. – Dordrecht: Springer, 2014. – P. 247–303. DOI: 10.1007/978-94-007-7702-6.
6. Тарихазер С.А. Морфометрический анализ рельефа с помощью ArcGIS-технологий для оценки туристско-рекреационного потенциала Гобустана // Грозненский естественнонаучный бюллетень. – 2022. – Т. 7. – № 1 (27). – С. 55–64. DOI: 10.25744/genb.2022.48.89.006.
7. Ibanez D., Almeida-Filho R., Miranda F. Analysis of SRTM data as an aid to hydrocarbon exploration in a frontier area of the Amazonas Sedimentary Basin, northern Brazil // *Marine and Petroleum Geology*. – 2016. – Vol. 73. – P. 528–538. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2016.03.024.
8. Керимов Г.А. Морфометрический и морфоструктурный анализ рельефа Кобыстана: автореф. дис. ... канд. геогр. наук. – Баку, 1982. – 21 с.
9. Geo-investigation on groundwater control in some parts of Ogun state using data from Shuttle Radar Topography Mission and vertical electrical soundings / E.S. Joel, P.I. Olasehinde, Th.A. Adagunodo, M. Omeje, I. Oha, M.L. Akinyemi, O.C. Olawole // *Helijon*. – 2020. – № 1. – 6(1):e03327. DOI: 10.1016/j.helijon.2020.e03327.
10. Integrated remote sensing data utilization for investigating structural and tectonic history of the Ghadames Basin, Libya / N.M. Saadi, M. Abdel Zaher, F. El-Baz, K. Watanabe // *International Journal of Applied Earth Observation and Geoinformation*. – 2011. – Vol. 13. – № 5. – P. 778–791. DOI: 10.1016/j.jag.2011.05.016.

11. Singh P., Gupta A., Singh M. Hydrological inferences from watershed analysis for water resource management using remote sensing and GIS techniques // *The Egyptian Journal of Remote Sensing and Space Science*. – 2014. – Vol. 17. – № 2. – P. 111–121. DOI: 10.1016/j.ejrs.2014.09.003.
12. Morphometric analysis using SRTM and GIS in synergy with depiction: a case study of the Karmanasa River basin, North central India / K. Prakash, D. Rawat, S. Singh, K. Chaubey, S.M. Kanhaiya, T. Mohanty // *Applied Water Science*. – 2019. – Vol. 9. – № 13. DOI: 10.1007/s13201-018-0887-3.
13. Кондратьева М.А., Чащин А.Н. Оценка эрозионной опасности рельефа на основе цифрового моделирования // *ИнтерКарто. ИнтерГИС*. – 2021. – Т. 27. – № 2. – С. 241–252. DOI: 10.35595/2414-9179-2021-2-27-241-252.
14. Михайлов В.А. Комплексный морфометрический анализ Тарханкутского полуострова с помощью ГИС // *Современные научные исследования и инновации*. – 2015. – № 2–4. – С. 5–13.
15. Sefercik U.G., Gokmen U. Country-scale discontinuity analysis of AW3D30 and SRTM Global DEMS: case study in Turkey // *Arabian Journal of Geosciences*. – 2019. – Vol. 12. – № 226. DOI: 10.1007/s12517-019-4370-8.
16. Юшманов Ю.П. Геологическое строение. Рельеф // *География Еврейской автономной области: общий обзор* / отв. ред. Е.Я. Фрисман. – Биробиджан: ИКАРП ДВО РАН, 2018. – С. 31–41.
17. Григорьева Е.А. Климат // *География Еврейской автономной области: общий обзор* / отв. ред. Е.Я. Фрисман. – Биробиджан: ИКАРП ДВО РАН, 2018. – С. 42–50.
18. Косова Н.А., Рудакова О.Н. Состояние плодородия почв сельскохозяйственных угодий в Еврейской автономной области // *Достижения науки и техники АПК*. – 2018. – Т. 32. – № 4. – С. 16–20. DOI: 10.24411/0235-2451-2018-10403.
19. Матюшкина Л.А., Калманова В.Б. Почвы // *География Еврейской автономной области: общий обзор* / отв. ред. Е.Я. Фрисман. – Биробиджан: ИКАРП ДВО РАН, 2018. – С. 81–97.
20. Зубарев В.А. Изменение некоторых агрофизических свойств залежных осушенных бурых горно-лесных почв в Еврейской автономной области // *Вестник ДВО РАН*. – 2023. – № 2 (228). – С. 100–109. DOI: 10.37102/0869-7698-2023-228-02-8.
21. EarthExplorer // USGS science for a changing world. URL: <https://earthexplorer.usgs.gov/> (дата обращения: 15.04.2022).

Информация об авторе

Михаил Владимирович Горюхин, младший научный сотрудник лаборатории геологических и геоэкологических исследований Института комплексного анализа региональных проблем ДВО РАН, Россия, 679016, г. Биробиджан, ул. Шолом-Алейхема, 4. goruhin@mail.ru; <https://orcid.org/0009-0006-0445-583X>

Поступила в редакцию: 24.04.2024

Поступила после рецензирования: 21.05.2024

Принята к публикации: 24.01.2025

REFERENCES

1. Sokolova G.G. The influence of terrain altitude, slope exposure and slope degree on plant spatial distribution. *Acta Biologica Sibirica*, 2016, vol. 2 (3), pp. 34–45. (In Russ.)
2. Chernikhovsky D.M. Assessment of the relationships between morphometric characteristics of relief with quantitative and qualitative characteristics of forests using Aster and SRTM Digital Terrain Models. *Siberian Journal of Forest Science*, 2017, no. 3, pp. 28–39. (In Russ.)
3. Lisetsky F.N., Degtyar A.V., Narozhnyaya A.G., Chepelev O.A., Kuzmenko Ya.V., Marinina O.A., Zemlyakova A.V., Kirilenko J.A., Samofalova O.M., Terekhin E.A., Ukrainsky P.A. *Basin approach to the organization of environmental management in the Belgorod region*. Belgorod, KONSTANTA Publ., 2013. 88 p. (In Russ.)
4. Vogt J., Soille P., Colombo R., Paracchini M.L., De Jager A. Development of a pan-European river and catchment database. *Digital Terrain Modelling. Lecture Notes in Geoinformation and Cartography*. Eds. R.J. Peckham, G. Jordan. Berlin, Heidelberg, Springer, 2007. pp. 121–144. DOI: 10.1007/978-3-540-36731-4_6.
5. Kröhling D., Brunetto E., Gabriel G., Zalazar M.C., Iriondo M. Planation surfaces on the Paraná Basaltic Plateau, South America. *Gondwana Landscapes in southern South America*. Eds. J. Rabassa, C. Ollier. Dordrecht, Springer, 2014. pp. 247–303. DOI: 10.1007/978-94-007-7702-6.
6. Tarikhazer S.A. Morphometric analysis of the relief using Arcgis-technologies to assess the tourist and recreation potential of Gobustan. *Grozny Natural Science Bulletin*, 2022, vol. 7, no. 1 (27), pp. 55–64. (In Russ.) DOI: 10.25744/genb.2022.48.89.006.
7. Ibanez D., Almeida-Filho R., Miranda F. Analysis of SRTM data as an aid to hydrocarbon exploration in a frontier area of the Amazonas Sedimentary Basin, northern Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, 2016, vol. 73, pp. 528–538. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2016.03.024.
8. Kerimov G.A. *Morphometric and morphostructural analysis of the relief of Gobustan*. Cand. Dis. Baku, 1982. 29 p. (In Russ.)
9. Joel E.S., Olasehinde P.I., Adagunodo Th.A., Omeje M., Oha I., Akinyemi M.L., Olawole O.C. Geo-investigation on groundwater control in some parts of Ogun state using data from Shuttle Radar Topography Mission and vertical electrical soundings. *Helyon*, 2020, no. 1, 6(1):e03327. DOI: 10.1016/j.helyon.2020.e03327.
10. Saadi N.M., Abdel Zaher M., El-Baz F., Watanabe K. Integrated remote sensing data utilization for investigating structural and tectonic history of the Ghadames Basin, Libya. *International Journal of Applied Earth Observation and Geoinformation*, 2011, vol. 13, no. 5. pp. 778–791. DOI: 10.1016/j.jag.2011.05.016.
11. Singh P., Gupta A., Singh M. Hydrological inferences from watershed analysis for water resource management using remote sensing and GIS techniques. *The Egyptian Journal of Remote Sensing and Space Science*, 2014, vol. 17, no. 2, pp. 111–121. DOI: 10.1016/j.ejrs.2014.09.003.

12. Prakash K., Rawat D., Singh S., Chaubey K., Kanhaiya S.M., Mohanty T. Morphometric analysis using SRTM and GIS in synergy with depiction: a case study of the Karmanasa River basin, North central India. *Applied Water Science*, 2019, vol. 9, no. 13. DOI: 10.1007/s13201-018-0887-3.
13. Kondrateva M.A., Chashchin A.N. Assessment of erosion risk of relief based on the digital modeling. *InterCarto. InterGIS*, 2021, vol. 27, no. 2, pp. 241–252. (In Russ.) DOI: 10.35595/2414-9179-2021-2-27-241-252.
14. Mikhailov V.A. The complex morphometric analysis of Tarkhankut peninsula by using GIS. *Modern scientific researches and innovations*, 2015, no. 2–4, pp. 5–13. (In Russ.)
15. Sefercik U.G., Gokmen U. Country-scale discontinuity analysis of AW3D30 and SRTM Global DEMS: case study in Turkey. *Arabian Journal of Geosciences*, 2019, vol. 12, no. 226. DOI: 10.1007/s12517-019-4370-8.
16. Yushmanov Yu.P. Geological structure. Relief. *A Geography of Jewish Autonomous Region: overview*. Ed. by E.Ya. Frisman. Birobidzhan, ICARP FEB RAS, 2018. pp. 31–41. (In Russ.)
17. Grigorieva E.A.V Climate. *A Geography of Jewish Autonomous Region: overview*. Ed. by E.Ya. Frisman. Birobidzhan, ICARP FEB RAS, 2018. pp. 42–50. (In Russ.)
18. Kosova N.A., Rudakova O.N. State of fertility of soils of agricultural lands, the effectiveness of chemical means in Jewish Autonomous Region. *Achievements of science and technology of AICis*, 2018, vol. 32, no. 4, pp. 16–20. (In Russ.) DOI: 10.24411/0235-2451-2018-10403.
19. Matyushkina L.A., Kalmanova V.B. Soils. *A Geography of Jewish Autonomous Region: overview*. Ed. by E.Ya. Frisman. Birobidzhan, ICARP FEB RAS, 2018. pp. 81–97. (In Russ.)
20. Zubarev V.A. Changes in some agrophysical properties of Fallow Drained Brown Mountain Forest soils in the Jewish Autonomous Region. *Vestnik of the Far East Branch of the Russian Academy of Sciences*, 2023, no. 2 (228), pp. 100–109. (In Russ.) DOI: 10.37102/0869-7698-2023-228-02-8.
21. EarthExplorer. *USGS science for a changing world*. Available at: <https://earthexplorer.usgs.gov/> (accessed 15 April 2022).

Information about the author

Mikhail V. Goryukhin, Junior Research Assistant, Institute for Comprehensive Analysis of Regional Problems, Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences, 4, Sholom Aleichem street, Birobidzhan, 679016, Russian Federation. goruhin@mail.ru; <https://orcid.org/0009-0006-0445-583X>

Received: 24.04.2024

Revised: 21.05.2024

Accepted: 24.01.2025

УДК 534.647
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4999
Шифр специальности ВАК: 2.5.2

Исследование демпфирующих свойств алюминиевого сплава Д16 для снижения вибрационной активности электромеханического устройства системы жизнеобеспечения нефтегазовых станций

А.Н. Гаврилин, В.С. Дмитриев, Д.В. Ермаков[✉], Д.А. Дерусова, Р.К. Беликов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск
✉ dvermakov@tpu.ru

Аннотация. Актуальность. Системы вентиляции и кондиционирования нефтегазовых станций содержат электромеханические устройства, работа которых сопровождается производственным шумом и вибрацией. Это оказывает негативное влияние на износ самого оборудования и на здоровье операторов, находящихся в помещении, так как наличие шума является вредным производственным фактором. В связи с этим снижение вибрационной и акустической активности электромеханических устройств является актуальной научно-технической задачей, которая привлекает внимание разработчиков на протяжении многих лет. Известно, что алюминий как конструкционный материал сочетает в себе высокую жесткость, прочность и способность диссипировать в своем объеме энергию, актуальным является его применение для создания твердотельных гасителей вибрационных колебаний. Настоящая работа посвящена исследованию демпфирующих свойств алюминиевого сплава и оценке возможности его применения в качестве гасителя колебаний в демпфирующих устройствах для электромеханических устройств систем жизнеобеспечения нефтегазовых станций. С этой целью проведены экспериментальные исследования образцов литого и вспененного алюминиевого сплава Д16 с использованием ударного стенда. **Объектом** исследования являются образцы литого и вспененного алюминиевого сплава Д16. **Цель:** экспериментальные исследования демпфирующих свойств литого и вспененного алюминиевого сплава Д16 для оценки возможности его применения в качестве демпфирующего элемента гасителя колебаний в конструкциях электромеханических устройств систем жизнеобеспечения нефтегазовых станций. **Методы.** Современные подходы вибродиагностики, вычислительной математики и средств измерений. **Результаты** исследования показали, что вспененные образцы по сравнению с литыми имеют больший потенциал диссипировать энергию возмущающих воздействий вибрационной активности электромеханического устройства и могут быть использованы в качестве демпфирующего элемента.

Ключевые слова: нефтегазовые станции, алюминиевый сплав, пеноалюминий, вибрационная активность, твердотельный демпфер

Благодарности: Работа выполнена в рамках гранта РНФ № 23-79-10107 (лабораторное оборудование, результаты исследования демпфирующих свойств материалов).

Для цитирования: Исследование демпфирующих свойств алюминиевого сплава Д16 для снижения вибрационной активности электромеханического устройства системы жизнеобеспечения нефтегазовых станций / А.Н. Гаврилин, В.С. Дмитриев, Д.В. Ермаков, Д.А. Дерусова, Р.К. Беликов // Известия томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 3. – С. 163–169. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4999

UDC 534.647
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4999

Damping properties of aluminum alloy D16 to reduce the vibration activity of the electromechanical device of an oil and gas station life support system

A.N. Gavrilin, V.S. Dmitriev, D.V. Ermakov[✉], D.A. Derusova, R.K. Belikov

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

✉ dvermakov@tpu.ru

Abstract. Relevance. Ventilation and air conditioning systems of oil and gas stations contain electromechanical devices, which operation is accompanied by industrial noise and vibration. This has a negative impact on the wear of the equipment itself and on the health of the operators in the room, as the presence of noise is a harmful production factor. In this regard, reducing the vibration and acoustic activity of electromechanical devices is an urgent scientific and technical task that has attracted the attention of developers for many years. It is known that aluminum, as a structural material, combines high rigidity, strength, and the ability to dissipate energy within its volume, making its application for creating solid-state vibration dampers relevant. This work is devoted to studying the damping properties of aluminum and assessing its potential use as a vibration dampener in damping devices for electromechanical devices in life support systems of oil and gas stations. To achieve this, the authors have carried out the experimental studies of samples made from cast and foamed aluminum alloy D16 using an impact stand. **Object.** Samples of cast and foamed aluminum alloy D16. **Aim.** Experimental studies of the damping properties of cast and foamed aluminum alloy D16 to assess the possibility of its use as a damping element in the oscillators of electromechanical devices within the life support systems of oil and gas stations. **Methods.** Modern approaches to vibration diagnostics, computational mathematics, and measuring instruments. **Results.** Foamed samples, compared to the cast ones, have greater potential to dissipate the energy of disturbing vibrations from the activity of an electromechanical device and can be used as a damping element.

Keywords: oil and gas stations, aluminum alloy, aluminum foam, vibration activity, solid-state damper

Acknowledgements: This study was supported by the Russian Science Foundation grant number 23-79-10107 (laboratory equipment, the results of experimental and theoretical studying on damping characteristics of materials).

For citation: Gavrilin A.N., Dmitriev V.S., Ermakov D.V., Derusova D.A., Belikov R.K. Damping properties of aluminum alloy D16 to reduce the vibration activity of the electromechanical device of an oil and gas station life support system. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic university. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 3, pp. 163–169. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4999

Введение

Системы вентиляции и кондиционирования нефтегазовых станций содержат электромеханические устройства (ЭМУ), работа которых сопровождается производственным шумом и вибрацией [1–6]. Это оказывает негативное влияние на износ самого оборудования и на здоровье операторов, находящихся в помещении, так как наличие шума, является вредным производственным фактором. В связи с этим снижение вибрационной и акустической активности ЭМУ является актуальной научно-технической задачей, которая привлекает внимание разработчиков на протяжении многих лет.

Шум, вызываемый дисбалансом роторов, имеет низкую частоту, но, как следует из работ [6–9], шарикоподшипниковые опоры генерируют высшие гармонические составляющие, которые могут совпадать с собственной частотой деталей (узлов). В таком случае шум устройства резко возрастает. Низкочастотная вибрация может вызвать дребезжание плохо закрепленных деталей или модуляцию шума от каких-либо источников. Для снижения влияния механических воздействующих факторов в конструкциях необходимо применять демпфирующие устройства.

Известно, что пеноалюминий как конструкционный материал сочетает в себе высокую жесткость, прочность и способность диссипировать в своем объеме энергию, актуальным является его применение для создания твердотельных гасителей вибрационных колебаний [10–25].

Настоящая работа посвящена исследованию демпфирующих свойств пеноалюминиевого материала и оценки возможности его применения в ка-

честве гасителя колебаний в демпфирующих устройствах для ЭМУ систем жизнеобеспечения нефтегазовых станций. С этой целью проведены сравнительные экспериментальные исследования образцов литого алюминиевого сплава D16 и пеноалюминия на основе алюминиевого сплава D16 с использованием ударного стенда.

Экспериментальное исследование демпфирующих свойств, литых и пористых образцов алюминиевого сплава

Объектами настоящего исследования являются образцы литого и вспененного алюминиевого сплава D16, изготовленные на Каменск-Уральском металлургическом заводе [26]. Габариты образцов, примененных в испытаниях, 97×92×30 мм и 97×92×16 мм (рис. 1).

Исследование демпфирующих свойств образцов из алюминиевого сплава D16 проведено с использованием ударно-лабораторных стендов. При проведении ударных воздействий исследуемый образец жестко закрепляется на платформе ударного стенда посредством крепежного приспособления, как показано на рис. 2.

Контроль параметров испытательного режима осуществлялся на платформе стенда с использованием вибропреобразователей (ВИП) с осевой и по-перечной погрешностью измерения 2 %. Механические импульсы, зарегистрированные на ВИП, преобразовывались в электрический сигнал и передавались на вход системы анализа данных. Импульсные сигналы, полученные от анализатора, сохранялись на компьютер и подлежали последующему анализу.

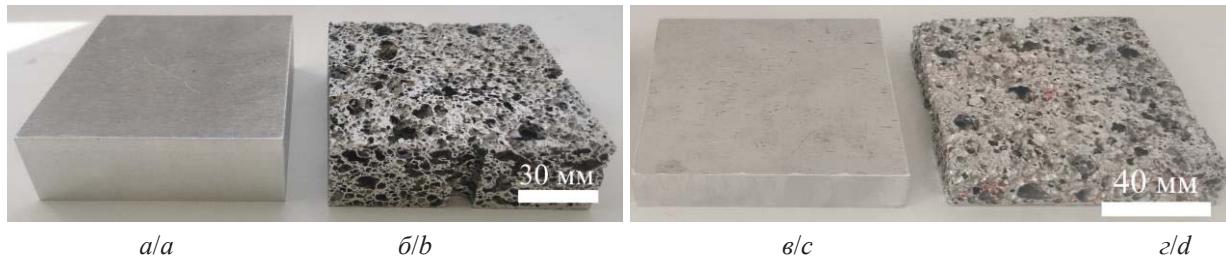


Рис. 1. Фотография литых – (а) образец № 1, (в) образец № 2 – и вспененных – (б) образец № 3, (г) образец № 4 – образцов, изготовленных из алюминиевого сплава D16
Fig. 1. Photo of cast – (a) sample no. 1, (c) sample no. 2 – and foamed – (b) sample no. 3, (d) sample no. 4 – samples made of aluminum alloy D16

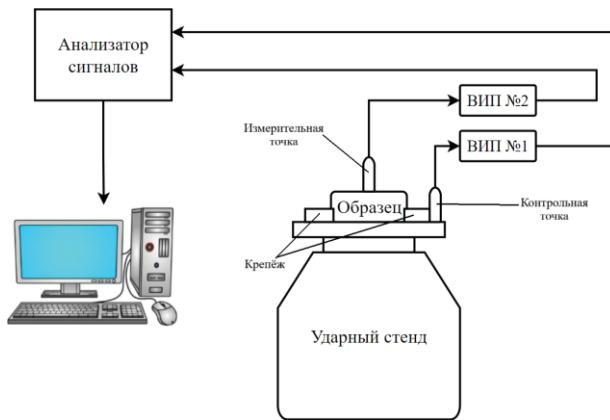


Рис. 2. Блок-схема лабораторной установки для проведения испытаний образцов на ударное воздействие
Fig. 2. Block diagram of a laboratory setup for impact testing of samples

Параметры испытаний образцов из алюминиевого сплава на ударное воздействие (амплитуда и длительность импульса) задавались высотой падения платформы и программаторами (прокладками),

расположенными между падающей платформой и сейсмической массой. Образцы подвергались ударно-импульсным нагрузкам полусинусоидального типа с пиковым ускорением номинального импульса 100 g ($980,665 \text{ m/s}^2$), длительностью импульса 3,4 мс.

Результаты экспериментальных исследований

В ходе исследования образцов 1 и 2 на ударное воздействие в течение 15 мс была зарегистрирована амплитудно-временная зависимость (рис. 3, а) симметричного полусинусоидального импульса, а также соответствующие ударные спектры в диапазоне частот от 10 Гц до 10 кГц (рис. 3, б).

Как видно из графика (рис. 3, а), пеноалюминий демонстрирует повышенные характеристики амортизации удара по сравнению с литым образцом из алюминиевого сплава. В частности, на поверхности литого образца наблюдается увеличение амплитуды ускорения на 4 g ($39,226 \text{ m/s}^2$) по отношению к амплитуде сигнала в контрольной измерительной точке на платформе стенда.

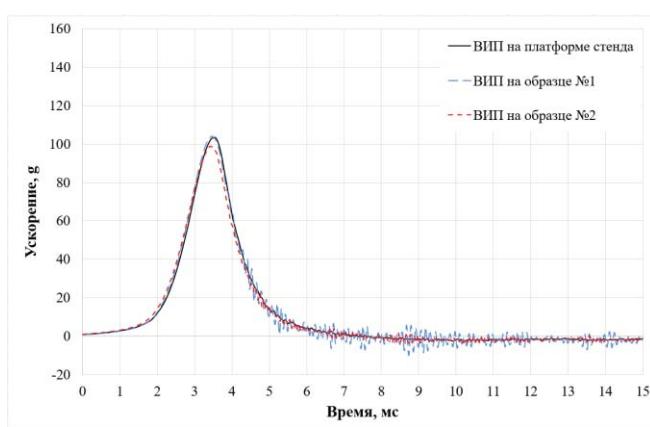


Рис. 3. Амплитудно-временная зависимость (а) и ударный спектр (б) симметричного полусинусоидального импульса, зарегистрированные в ходе испытаний образцов 1 и 2 на воздействие ударных нагрузок амплитудой 100 g ($980,665 \text{ m/s}^2$) и длительностью 3,4 мс

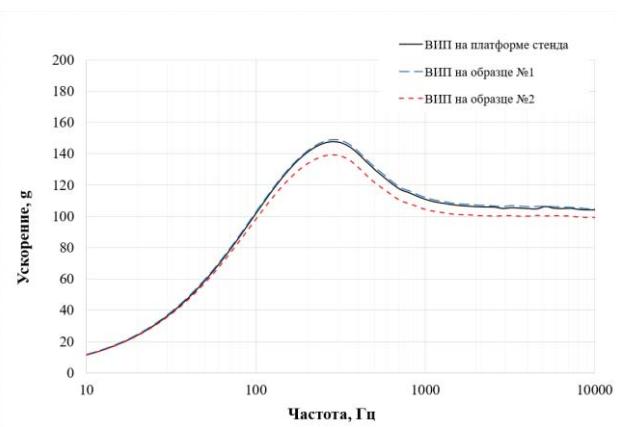


Fig. 3. Amplitude-time dependence (a) and shock spectrum (b) of a symmetrical half-sine pulse recorded during tests of samples 1 and 2 under the impact of shock loads with an amplitude of 100 g ($980,665 \text{ m/s}^2$) and a duration of 3.4 ms

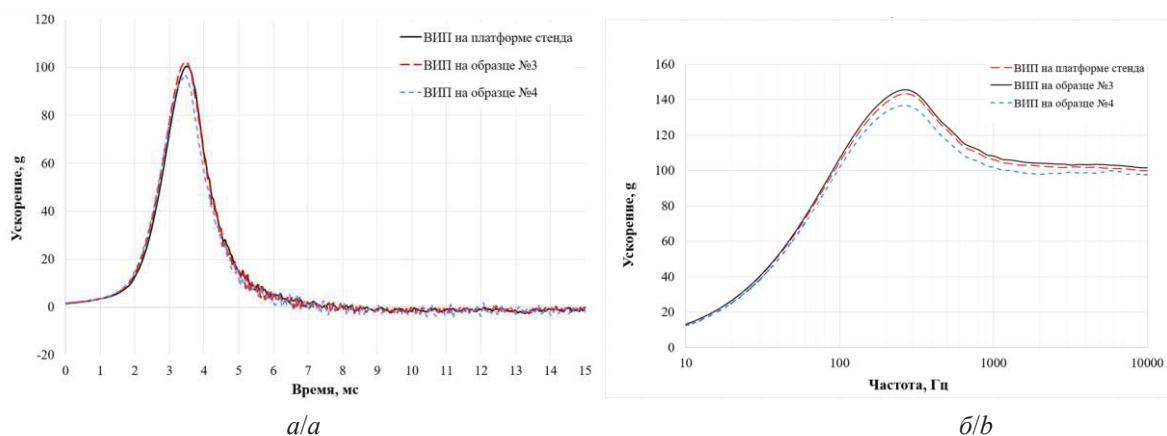


Рис. 4. Амплитудно-временная зависимость (а) и ударный спектр (б) симметричного полусинусоидального импульса, зарегистрированные в ходе испытаний образцов 3 и 4 на воздействие ударных нагрузок амплитудой 100 г ($980,665 \text{ м/с}^2$) и длительностью 3,4 мс

Fig. 4. Amplitude-time dependence (a) and shock spectrum (b) of a symmetrical half-sine pulse recorded during testing of samples 3 and 4 under the impact of shock loads with an amplitude of 100 g ($980,665 \text{ м/с}^2$) and a duration of 3.4 ms

В то же время образец пеноалюминия показал наибольшую эффективность амортизации импульсного удара, что проявляется в виде уменьшения амплитуды удара на 5 g ($49,033 \text{ м/с}^2$) по отношению к амплитуде сигнала в контрольной измерительной точке на платформе стенда и на 9 g ($88,259 \text{ м/с}^2$) по сравнению с амплитудой ускорения, зарегистрированной на поверхности литого образца. Таким образом, амплитуда отклика пеноалюминия в частотном диапазоне от 10 Гц до 10 кГц на 7 % ниже соответствующего значения, измеренного для литого образца. Стоит также отметить, что после окончания ударных импульсов затухающих колебаний не наблюдалось (рис. 3, а), что свидетельствует о демпфировании импульсного удара.

Образцы 3, 4 подвергались тому же уровню ударно-импульсного воздействия в течение 15 мс. Результаты испытаний показаны на рис. 4, а, б.

Из графиков (рис. 4, а) видно, что образец вспененного алюминия показывает повышенные характеристики амортизации удара по сравнению с монолитным образцом. На поверхности литого образца (образец 3) наблюдается увеличение амплитуды ускорения на 3 g ($29,419 \text{ м/с}^2$) по отношению к амплитуде сигнала в контрольной измерительной точке на платформе стенда. В то же время вспененный алюминий (образец 4) показал наибольшую эффективность амортизации импульсного удара, снижая амплитуду удара на 5 g ($49,033 \text{ м/с}^2$) (5 %) по отношению к амплитуде сигнала в контрольной измерительной точке на платформе стенда и на 8 g ($78,453 \text{ м/с}^2$) (8 %) по сравнению с амплитудой ускорения, зарегистрированной на поверхности литого образца (образец 3).

По результатам проведенных исследований можно сделать вывод о том, что пеноалюминий

может быть использован в качестве демпфирующего элемента импульсных нагрузок.

По результатам экспериментов образец номер 2 показал наиболее эффективное снижение амплитуды импульсных нагрузок. Это можно объяснить тем, что данный образец имеет больше механизмов, связанных с внутренним изменением микро- и макроструктур твердотельных материалов, а именно дислокаций, локальных дефектов кристаллических решеток, релаксаций напряжений на границах зерен и т. д., которые влияют на эффективность рассеивания энергии. Образец номер 4 также обладает потенциалом демпфирования импульсных нагрузок, однако из-за меньших габаритов он имеет меньше механизмов диссипации энергии твердотельного материала.

Заключение

В настоящей работе проведено исследование литых и вспененных образцов алюминиевого сплава Д16 для оценки снижения вибродеятельности электромеханических устройств нефтегазовых станций. В ходе сравнительного анализа демпфирующих свойств образцов показано, что образцы из вспененного алюминия более эффективно амортизируют импульсные ударные воздействия, чем литые образцы из того же алюминиевого сплава. В частности, при уровне заданных нагрузок 100 г ($980,665 \text{ м/с}^2$) амплитуда ускорения, измеренная на поверхности пеноалюминия, уменьшается на 5 g ($49,033 \text{ м/с}^2$) (5 %) по отношению к амплитуде сигнала в контрольной измерительной точке на платформе стенда, и на 8 g ($78,453 \text{ м/с}^2$) (8 %) по сравнению с амплитудой ускорения, зарегистрированной на поверхности литого образца алюминия.

При этом погрешность во время проведения эксперимента зависела от чувствительности ВИП в

осевом и поперечном направлениях и влияния установки образцов. Установка образцов осуществлялась по маркерам на одни и те же места с одинаковым усилием затяжки винтов прижимающих их струбцин, т. е. влиянием этой погрешности можно пренебречь, при этом чувствительность ВИП составила 2 %.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Якубович В.А. Вибрационная диагностика трубопроводов компрессорных станций. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. – 334 с.
2. Ковалёв В.К. Причины вибрации газоперекачивающих агрегатов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2014. – № 2. – С. 23–27.
3. Shuangshuang Li, Zhang L., Kong C. Vibration failure analysis and countermeasures of the inlet pipelines at a gas compressor station // Shock and Vibration. – 2019. – Vol. 2019. – P. 6032962.
4. Vibration characteristics of pressure pipelines at pumping stations and optimized design for vibration attenuation / Y. Xu, Z. Liu, D. Zhou, J. Tian, X. Zhu // Water Supply. – 2022. – Vol. 22. – № 1. – P. 990–1003.
5. Analytical and experimental investigation on stability of rotor system with spline coupling considering torque, friction coefficient and external damping / Z. Dai, J. Jing, Ch. Chen, J. Cong, Y. Quan // Mechanism and Machine Theory. – March 2023. – Vol. 181. – 105200. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.mechmachtheory.2022.105200>.
6. Iskakov Z., Bissembayev K., Jamalov N. Resonance vibrations of a gyroscopic rotor with linear and nonlinear damping and nonlinear stiffness of the elastic support in interaction with a non-ideal energy source // Mechanical Systems and Signal Processing. – 1 May 2022. – Vol. 170. – 108773. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ymssp.2021.108773>.
7. Минимизация вибрационной активности малошумных вентиляторов / В.С. Дмитриев, Л.Я. Миньков, Т.Г. Костюченко, В.В. Дердященко, Д.С. Панфилов, Д.В. Ермаков // Вестник Томского государственного университета. Математика и механика. – 2022. – № 76. – С. 101–117. DOI: 10.17223/19988621/76/8.
8. Журавлев В.Ф., Бальмонт В.Б. Механика шарикоподшипников гироскопов / под ред. Д.М. Климова. – М.: Машиностроение, 1985. – 271 с.
9. Негативное воздействие вибрации на технологические трубопроводы компрессорной станции с электроприводными газоперекачивающими агрегатами / А.С. Шредер, О.А. Курасов, П.В. Бурков, А.Н. Гаврилин, Д.В. Ермаков // Известия Томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 10. – С. 167–177. DOI: 10.18799/24131830/2024/10/4729.
10. Analyses of impact energy-absorbing performance of open- and closed-cell Al foams using modified split Hopkinson pressure bar / S. Kim, D. Kim, M. Kim, K. Kim, J. Lee, J. Lee, H. Cheong, H. Kim, S. Lee // Journal of Alloys and Compounds. – 2023. – Vol. 965. – 171349. DOI: 10.1016/j.jallcom.2023.171349.
11. Stress-strain states and energy absorption in open-cell aluminium foams under hypervelocity impact / S. Zhao, X. Zhang, R. Wang, R. Li // Composite Structures. – 2023. – Vol. 313. – 116885. DOI: 10.1016/j.compstruct.2023.116885.
12. Madhu H.C., Kailas S.V. Exploring damping behavior of novel polymer-derived aluminum alloy foam // Materials Letters. – 2024. – Vol. 357. – article number 135758.
13. Local deformation on damping performance of integral-forming aluminum foam sandwich / N. Liu, Z. Zhang, X. Xia, T. Xu, Z. Wang, J. Ding, Y. Liu // Materials Letters. – 2022. – Vol. 323. – Article number 132545.
14. Ermakov D., Dmitriev V. Solid state damper based on foam aluminum to reduce vibration activity of electromechanical devices // Recent Developments in the Field of Non-Destructive Testing, Safety and Materials Science. ICMTNT 2021. Studies in Systems, Decision and Control / Eds. E. Lysenko, A. Rogachev, O. Starý. – 2023. – Vol. 433. DOI: 10.1007/978-3-030-99060-2_8
15. Frequency dependence of the internal friction of the AMg6 alloy / A.K. Tomilin, F.Y. Kuznetsov, I.S. Konovalenko, V.A. Krasnoveikin, I.Y. Smolin // Journal of Machinery Manufacture and Reliability. – 2021. – Vol. 50 (3) – P. 243–250. DOI: 10.3103/S1052618821030158.
16. Бутарович Д.О., Смирнов А.А., Рябов Д.М., Пеноалюминий как энергопоглощающий материал и его механические свойства // Известия высших учебных заведений. Сер. Машиностроение. – 2011. – № 7. – С. 53–58.
17. Thorntor P.H., Magee C.L. The deformation of aluminium foams // Met. Trans. A. – 1975. – Vol. 6A. – № 6. – P. 1253–1263.
18. Wei P., Liu L. Influence of density on compressive properties and energy absorption of foamed aluminium alloy // J. of Wuhan Univ. of Techn. Mater. Sci. – 2007. – Vol. 22. – № 2. – P. 225–228.
19. Об основных особенностях механических и амортизирующих свойств высокопористых алюминиевых сплавов / В.А. Марков, А.Ф. Овчинников, В.И. Пусев, В.В. Селиванов // Динамические и технологические проблемы механики конструкций и сплошных сред: Материалы XVI Международного симпозиума имени А.Г. Горшкова. – Ярополец, 15–19 февраля 2010. – Чебоксары: ГУП «ИПК «Чувашия», 2010. – Т. 2. – С. 218–225.
20. Механические и амортизирующие свойства высокопористого ячеистого алюминия / А.П. Гусаров, А.В. Жариков, В.А. Марков, А.Ф. Овчинников, В.И. Пусев, В.В. Селиванов, А.Н. Сообщиков // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер. Машиностроение. – 2009. – № 1 (74). – С. 58–66.
21. Селиванов В.В. О механических свойствах высокопористых алюминиевых сплавов // Вестник Нижегородского университета им. Н.И. Лобачевского. – 2011. – № 4. – Ч. 4. – С. 1760–1762.
22. Идентификация параметров механической системы на примере вибрационного электромеханического преобразователя энергии / А.С. Глазырин, В.В. Тимошкин, С.В. Цурпал, Т.А. Глазырина // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 316. – № 4. – С. 174–177.

Тогда можно сказать, что полученные данные в ходе эксперимента с погрешностью 2 % подтверждают перспективы использования вспененного алюминия при амортизации импульсных ударных воздействиях, возникающих в резонансных режимах электромеханических устройств нефтегазовых станций.

23. Разработка наблюдателя угловой скорости ротора и момента сопротивления на валу регулируемого синхронного двигателя с постоянными магнитами,итающегося через длинный кабель/ А.С. Глазырин, Е.И. Попов, В.А. Копырин, С.С. Попов, Е.В. Боловин, В.З. Ковалев, Р.Н. Хамитов, В.В. Тимошкин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 11. – С. 237–257. DOI: 10.18799/24131830/2024/11/4879.
24. Оптимизация порядка редуцированной динамической модели ненагруженного нефтепогружного кабеля на основе аппроксимации амплитудно-частотной характеристики / А.С. Глазырин, Ю.Н. Исаев, С.Н. Кладиев, А.П. Леонов, И.В. Раков, С.В. Колесников, С.В. Ланграф, А.А. Филипас, В.А. Копырин, Р.Н. Хамитов, В.З. Ковалев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 9 – С. 154–167. DOI: 10.18799/24131830/2021/9/3365.
25. Aluminum foam production, properties, and applications: a review / N. Patel, G. Mittal, M. Agrawal et al. // Inter Metalcast. – 2023. DOI: 10.1007/s40962-023-01174-8.
26. Снижение вибрационной активности вентилятора системы жизнеобеспечения нефтегазовых станций / А.Н. Гаврилин, В.С. Дмитриев, Д.В. Ермаков, Д.А. Дерусова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 11. – С. 128–137. DOI: 10.18799/24131830/2023/11/4293.

Информация об авторах

Алексей Николаевич Гаврилин, доктор технических наук, профессор отделения машиностроения Школы новых производственных технологий Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. gawral@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-9205-2283>

Виктор Степанович Дмитриев, доктор технических наук, профессор, экс-профессор Школы неразрушающего контроля и безопасности Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. dmitriev@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0001-9108-9845>

Дмитрий Владимирович Ермаков, кандидат технических наук, доцент отделения машиностроения Школы новых производственных технологий Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. dvermakov@tpu.ru

Дарья Александровна Дерусова, доктор технических наук, старший научный сотрудник Центра промышленной томографии Школы неразрушающего контроля и безопасности Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. red@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0003-2142-856X>

Ростислав Константинович Беликов, инженер лаборатории лазерной вибродиагностики Школы неразрушающего контроля и безопасности Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. rkb3@tpu.ru

Поступила в редакцию: 10.02.2025

Поступила после рецензирования: 21.02.2025

Принята к публикации: 03.03.2025

REFERENCES

1. Yakubovich V.A. *Vibration diagnostics of pipelines of compressor stations*. Moscow, Nedra-Business Center Publ., 2004. 334 p. (In Russ.)
2. Kovalev V.K. Causes of vibration of gas pumping units. *Transport and storage of petroleum products and hydrocarbon raw materials*, 2014, no. 2, pp. 23–27. (In Russ.)
3. Shuangshuang Li, Zhang L., Kong C. Vibration failure analysis and countermeasures of the inlet pipelines at a gas Compressor Station. *Shock and Vibration*, 2019, vol. 2019, pp. 6032962.
4. Xu Y., Liu Z., Zhou D., Tian J., Zhu X. Vibration characteristics of pressure pipelines at pumping stations and optimized design for vibration attenuation. *Water Supply*, 2022, vol. 22, no. 1, pp. 990–1003.
5. Dai Z., Jing J., Chen Ch., Cong J., Quan Y. Analytical and experimental investigation on stability of rotor system with spline coupling considering torque, friction coefficient and external damping. *Mechanism and Machine Theory*, March 2023, vol. 181, 105200. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.mechmachtheory.2022.105200>.
6. Iskakov Z., Bissembayev K., Jamalov N. Resonance vibrations of a gyroscopic rotor with linear and nonlinear damping and nonlinear stiffness of the elastic support in interaction with a non-ideal energy source. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 1 May 2022, vol. 170, 108773. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ymssp.2021.108773>.
7. Dmitriev V.S., Minkov L.L., Kostyuchenko T.G., Derdiyashchenko V.V., Panfilov D.S., Ermakov D.V. Minimization of vibration activity of low-noise fans. *Bulletin of Tomsk State University. Mathematics and mechanics*, 2022, no. 76, pp. 101–117. (In Russ.) DOI: 10.17223/19988621/76/8.
8. Zhuravlev V.F., Balmont V.B. *Mechanics of ball bearings of gyroscopes*. Ed. by D.M. Klimov. Moscow, Mashinostroenie Publ., 1985. 271 p. (In Russ.)
9. Schreder A.S., Kurasov O.A., Burkov P.V., Gavrilin A.N., Ermakov D.V. Negative impact of vibration on process pipelines of a compressor station with electrically driven gas pumping units. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 10, pp. 167–177. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2024/10/4729.

10. Kim S., Kim D., Kim M., Kim K., Lee J., Lee J., Cheong H., Kim H., Lee S. Analyses of impact energy-absorbing performance of open- and closed-cell Al foams using modified split Hopkinson pressure bar. *Journal of Alloys and Compounds*, 2023, vol. 965, 171349. DOI: 10.1016/j.jallcom.2023.171349.
11. Zhao S., Zhang X., Wang R., Li R. Stress-strain states and energy absorption in open-cell aluminium foams under hypervelocity impact. *Composite Structures*, 2023, vol. 313, 116885. DOI: 10.1016/j.compstruct.2023.116885.
12. Madhu H.C., Kailas S.V. Exploring damping behavior of novel polymer-derived aluminum alloy foam. *Materials Letters*, 2024, vol. 357, article number 135758.
13. Liu N., Zhang Z., Xia X., Xu T., Wang Z., Ding J., Liu Y. Local deformation on damping performance of integral-forming aluminum foam sandwich. *Materials Letters*, 2022, vol. 323, article number 132545.
14. Ermakov D., Dmitriev V. Solid state damper based on foam aluminum to reduce vibration activity of electromechanical devices. *Recent Developments in the Field of Non-Destructive Testing, Safety and Materials Science. ICMTNT 2021. Studies in Systems, Decision and Control*. Eds. E. Lysenko, A. Rogachev, O. Starý. 2023. Vol. 433. DOI: 10.1007/978-3-030-99060-2_8.
15. Tomilin A.K., Kuznetsov F.Y., Konovalenko I.S., Krasnoveikin V.A., Smolin I.Y. Frequency dependence of the internal friction of the AMg6 alloy. *Journal of Machinery Manufacture and Reliability*, 2021, vol. 50 (3), pp. 243–250. DOI: 10.3103/S1052618821030158.
16. Butarovich D.O., Smirnov A.A., Ryabov D.M., Aluminum foam as an energy-absorbing material and its mechanical properties. *Proceedings of higher educational institutions. Ser. Mechanical engineering*, 2011, no. 7, pp. 53–58. (In Russ.)
17. Thorntor P.H., Magee C.L. The deformation of aluminium foams. *Met. Trans. A*, 1975, vol. 6A, no. 6, pp. 1253–1263.
18. Wei P., Liu L. Influence of density on compressive properties and energy absorption of foamed aluminium alloy. *J. of Wuhan Univ. of Techn. Mater. Sci.*, 2007, vol. 22, no. 2, pp. 225–228.
19. Markov V.A., Ovchinnikov A.F., Pusev V.I., Selivanov V.V. On the main features of the mechanical and shock-absorbing properties of highly porous aluminum alloys. *Dynamic and technological problems of mechanics of structures and continuous media. Proc. of the XVI International Symposium named after A.G. Gorshkov*. Yaropolets, February 15–19, 2010. Cheboksary, SUE IPK Chuvashia Publ., 2010. Vol. 2, pp. 218–225.
20. Gusarov A.P., Zharikov A.V., Markov V.A., Ovchinnikov A.F., Pusev V.I., Selivanov V.V., Soobshikov A.N. Mechanical and shock-absorbing properties of highly porous cellular aluminum. *Bulletin of the Bauman Moscow State Technical University. Ser. Mashinostroenie*, 2009, no. 1 (74), pp. 58–66.
21. Selivanov V.V. On the mechanical properties of highly porous aluminum alloys. *Bulletin of the Nizhny Novgorod University named after N.I. Lobachevsky*, 2011, no. 4, P. 4, pp. 1760–1762. (In Russ.)
22. Glazyrin A.S., Timoshkin V.V., Tsurpal S.V., Glazyrina T.A. Identification of parameters of a mechanical system by the example of a vibrating electromechanical energy converter. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2010, vol. 316, no. 4, pp. 174–177. (In Russ.)
23. Glazyrin A.S., Popov E.I., Kopyrin V.A., Popov S.S., Bolovin E.V., Kovalev V.Z., Khamitov R.N., Timoshkin V.V. Development of an observer of rotor angular velocity and resistance moment on the shaft of an adjustable permanent magnet synchronous motor powered through long cable. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 11, pp. 237–257. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2024/11/4879.
24. Glazyrin A.S., Isaev Yu.N., Kladiev S.N., Leonov A.P., Rakov I.V., Kolesnikov S.V., Langraf S.V., Filipas A.A., Kopyrin V.A., Khamitov R.N., Kovalev V.Z. Optimization of the order of a reduced dynamic model of an unloaded oil-submersible cable based on the approximation of the amplitude-frequency response. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 9, pp. 154–167. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2021/9/3365.
25. Patel N., Mittal G., Agrawal M. Aluminum foam production, properties, and applications: a review. *Inter Metalcast*, 2023. DOI: 10.1007/s40962-023-01174-8.
26. Gavrilin A.N., Dmitriev V.S., Ermakov D.V., Derusova D.A. Reduction of a fan vibration activity in a life support system of oil and gas stations. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 11, pp. 128–137. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2023/11/4293.

Information about the authors

Alexey N. Gavrilin, Dr. Sc., Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. gawral@tpu.ru, <https://orcid.org/0000-0002-9205-2283>

Viktor S. Dmitriev, Dr. Sc., Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. dmitriev@tpu.ru, <https://orcid.org/0000-0001-9108-9845>.

Dmitry V. Ermakov, Cand. Sc., Associate Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. dvermakov@tpu.ru.

Daria A. Derusova, Dr. Sc., Senior Researcher, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. red@tpu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-2142-856X>.

Rostislav K. Belikov, Engineer, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. rkb3@tpu.ru

Received: 10.02.2025

Revised: 21.02.2025

Accepted: 03.03.2025

УДК 552.143(571.122)"622.62"
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4976
Шифр специальности ВАК: 1.6.5, 1.6.11

Особенности осадконакопления терригенных отложений в позднем апте – раннем альбе на севере Ямала

Н.М. Недоливко[✉], Т.Г. Перевертайло

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

[✉]nedolivko@tpu.ru

Аннотация. Актуальность исследования связана с необходимостью уточнения геологического строения нижненемеловых продуктивных отложений в северной части полуострова Ямал в связи с предстоящим вводом месторождения в разработку. Комплекс терригенных отложений нижнего мела характеризуется неоднородным строением и широко проявленной литолого-фациальной изменчивостью, определяющей особенности строения и закономерности распространения продуктивных пластов. Проведенные литолого-фациальные исследования позволяют установить обстановки осадконакопления и особенности изменения осадочных толщ во времени и в пространстве, выявить закономерности смены разнофациальных отложений и распространение пластов-коллекторов и флюидоупоров в разрезах и на площади месторождения. Цель. Реконструкция условий формирования и анализ фациально-литологической изменчивости нижненемеловых продуктивных пластов, сформированных в позднеапт-раннеальбское время (пласты ТП1 и ХМ3). Методы. Геологическая интерпретация геофизических исследований скважин, литолого-фациальный и ихнофациальный анализы. Результаты и выводы. По данным керна и материалам ГИС охарактеризовано геологическое строение, структурно-текстурные особенности, вещественный состав отложений, выявлены обстановки седиментации, выделены и описаны фации, прослежена вертикальная и латеральная фациальная изменчивость. Установлено, что в северной части полуострова Ямал в позднеапт-раннеальбское время накопление осадочного материала осуществлялось на фоне колебательных движений морского дна: в разрезе отмечается чередование трансгрессивных и регрессивных серий осадков. В конце апта на фоне расширения морской трансгрессии в пределах нижнего пляжа, предфронтальной и переходной зон пляжа мелководно-морского бассейна накапливались терригенные отложения пласта ТП1 танопчинской свиты. В раннем альбе с максимальным прогибанием морского дна связано формирование пачки между продуктивными пластами ТП1 и ХМ3, сложенной алевритоглинистыми и глинистыми осадками, накопившимися в пределах дальней зоны пляжа и удаленного от берега шельфа. Пласт ХМ3 формировался на фоне нарастающей регрессии в прибрежной полосе моря в условиях дальней, переходной, предфронтальной зон пляжа и нижнего пляжа. Песчаный материал генетически связан с гребневыми, центральными и склоновыми частями и подножиями трансгрессивных и регрессивных баров нижнего пляжа и префронтальной зоны пляжа, алевритовый – с переходной и дальней зонами пляжа, глинистые осадки – с углубленными участками морского дна дальней зоны пляжа и удаленного от берега шельфа.

Ключевые слова: Ямальская нефтегазоносная область, ранний мел, апт, альб, танопчинская свита, яргонская свита, терригенные отложения, пласты ТП1 и ХМ3, условия формирования, прибрежно-морское осадконакопление

Для цитирования: Недоливко Н.М., Перевертайло Т.Г. Особенности осадконакопления терригенных отложений в позднем апте – раннем альбе на севере Ямала // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 3. – С. 170–182. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4976

UDC 552.143(571.122)"622.62"
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4976

Sedimentary features of terrigenous deposits (Late Aptian – Early Albian) in the northern Yamal

N.M. Nedolivko[✉], T.G. Perevertaylo

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

[✉]nedolivko@tpu.ru

Abstract. Relevance. The need to clarify the geological structure of Lower Cretaceous productive sediments in the northern part of the Yamal Peninsula with the ongoing N-field development. The Lower Cretaceous terrigenous deposition is characterized by a heterogeneous geology and lithofacies variability which specify the geological features and extent of the productive strata. The conducted lithofacial studies determine the depositional environment and specific features of sedimentary sequence changes in time and space, reveal the change succession of different facies as well as extent both formation and seals within the geological sections and the field area. **Aim.** To reconstruct depositional environments and analyzing lithofacies variability of the Lower Cretaceous productive strata originated from the Late Aptian – Early Albian period (TP₁ and KhM₃ formations). **Methods.** Geological interpretation of geophysical log data, lithofacies and ichnofacial analysis. **Results and conclusions.** The core analysis and geophysical log data have revealed geological composition, structure-texture features, sediment composition, depositional environments. Facies were described; vertical and lateral facies variability were identified. It was stated that in the Late Aptian – Early Albian period the sedimentation was due to oscillatory seafloor movements in the northern part of the Yamal Peninsula. The section indicates the alternating transgressive and regressive sediment sequences. In the Late Aptian period, the terrigenous deposits of the Tanopchin Formation (TP₁ stratum) were accumulated due to marine transgression within the foreshore, shoreface and transitional zones of the shallow-marine beach. In the Early Albian period, the sequence formation between TP₁ and KhM₃ productive strata, composed of silty-clayey and clayey sediments accumulated within the far beach zone and the shelf remote from the shore, was associated with the maximum seafloor subsidence. The KhM₃ stratum was formed as the seashore regression increased within the far, transitional, shoreface and foreshore beach zones. Sandy material is genetically related to the ridge, central and slope parts and transgressive and regressive bar bottoms of the foreshore and shoreface, silty material is related to the transitional and far beach zones, clayey sediments are related to the deepened seabed areas of the far beach zone and the offshore shelf.

Keywords: Yamal oil-and-gas bearing region, Early Cretaceous, Apt, Alb, Tanopchin Formation, Yarong Formation, terrigenous deposits, TP₁ and KhM₃ strata, depositional environment, marginal-marine deposition

For citation: Nedolivko N.M., Perevertaylo T.G. Sedimentary features of terrigenous deposits (Late Aptian – Early Albian) in the northern Yamal. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 3, pp. 170–182. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4976

Введение

Территория газоконденсатного месторождения географически располагается в северной части Западно-Сибирской равнины на севере полуострова Ямал, в административном отношении – в Ямальском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. В тектоническом плане месторождение расположено в пределах Карской синеклизы Ямало-Газовской мегасинеклизы и контролируется крупным тектоническим элементом II порядка – одноименным с месторождением валом северо-восточного простирания, имеющим унаследованное развитие от доплатформенных образований. Согласно нефтегазогеологическому районированию, месторождение относится к Ямальской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и приурочено к зоне высокоперспективных земель I категории [1]. По количеству начальных запасов газа, составляющих более 2 трлн м³, месторождение является супергигантом, ввод залежей в разработку предусматривается в ближайшие годы [2]. Для газодобычи РФ газоконденсатное месторождение имеет стратегическое значение и включено в перечень объектов федерального значения [3].

Месторождение характеризуется сложным геологическим строением, этаж нефтегазоносности охватывает широкий стратиграфический интервал от сеномана до средней юры включительно [4].

Объектом исследования являются терригенные отложения, сформированные в конце апта – начале альба – пласти ТП₁ и ХМ₃, промышленная продуктивность которых доказана испытанием и связана с газовыми залежами [5], и глинистая пачка между ними.

Цель исследования – реконструкция условий формирования и анализ фациально-литологической изменчивости отложений, сформированных в конце апта – начале альба на севере Ямала.

Актуальность исследования продиктована необходимостью уточнения геологического строения нижнемеловых продуктивных отложений в связи с вводом месторождения в разработку. Проведение литолого-фациальных исследований позволит установить обстановки осадконакопления и особенности изменения осадочных толщ во времени и в пространстве, выявить закономерности смены разнофациальных отложений и распространение пластов-коллекторов и флюидоупоров в разрезах и на площасти месторождения.

Результаты исследования могут быть использованы при подсчете запасов углеводородов и при планировании мероприятий по разработке залежей.

Фактический материал и методики исследования

В основу статьи положены результаты макроскопического изучения кернового материала и комплекс геофизических исследований скважин (ГИС).

Основной целью литологических исследований являлось воссоздание максимально полной картины осадконакопления отложений, формирующихся в позднем апте – раннем альбе. Для этого по керновому материалу устанавливались генетические признаки пород, позволяющие определить условия седиментации: тип и цвет пород, структурно-текстурные особенности, толщина слоев и характер контактов, строение породно-слоевых ассоциаций, ископаемые остатки и следы жизнедеятельности, минеральные включения.

При выделении и фациальной интерпретации генетических признаков пород по керну использовались приемы, разработанные В.П. Алексеевым [6, 7]. Результаты ихнофациального анализа интерпретировались в соответствии с выводами, изложенными в работах [8–14].

Общетеоретические представления об особенностях осадконакопления меловых отложений полуострова Ямал опирались на материалы, опубликованные в [15–17].

Фациальные обстановки и условия седиментации в пределах шельфовой зоны интерпретировались по [18–20].

При определении состава пород, слагающих разрез, и границ между слоями использовались материалы ГИС, включающие методы потенциалов собственной поляризации (ПС), кажущегося электрического сопротивления (КС), гамма-каротажа (ГК), нейтронного гамма-каротажа (НГК), индукционного каротажа (ИК), кавернометра (КВ). В качестве основного вида геофизических исследований при проведении фациального анализа использовались кривые ПС, по которым устанавливались

электрометрические модели фаций (ЭМФ), представляющие собой каротажные кривые определенной формы, и восстанавливавшийся гидродинамический режим среды осадконакопления. Тип фации и гидродинамический режим определялись по методике В.С. Муромцева [21]: тип – путем сравнения характера поведения каротажной кривой пласта с типовыми формами каротажных кривых для различного рода фаций, выделенных В.С. Муромцевым; гидродинамический режим – по максимальному значению α_{PS} : при 0–0,2 – динамика очень низкая (V уровень), 0,2–0,4 – низкая; 0,4–0,6 – средняя, 0,6–0,8 – высокая, 0,8–1 – очень высокая. В скважинах, пробуренных с использованием растворов на нефтяной основе, где показания кривой ПС искажены, выделение песчаных прослоев проведено по методу ГК. Интерпретация кривых ПС и ГК и расчет их относительных параметров проведены в соответствии с [22].

По результатам интерпретации ГИС были построены карты толщин песчаников пластов ТП₁, ХМ₃, карты изменения относительного параметра α_{PS} и общих толщин глинистой пачки, которые в совокупности с проведенными исследованиями керна и анализа ЭМФ использовались для построения литолого-фациальных карт.

Интерпретация ГИС и построение карт осуществлялись в ПК РН-ГЕОСИМ (ООО «РН-БашНИПИнефть»).

Идеализированная модель побережья, использованная в статье (рис. 1), основана на классификации К.О. Эмери [20] и адаптирована к изучаемым отложениям.

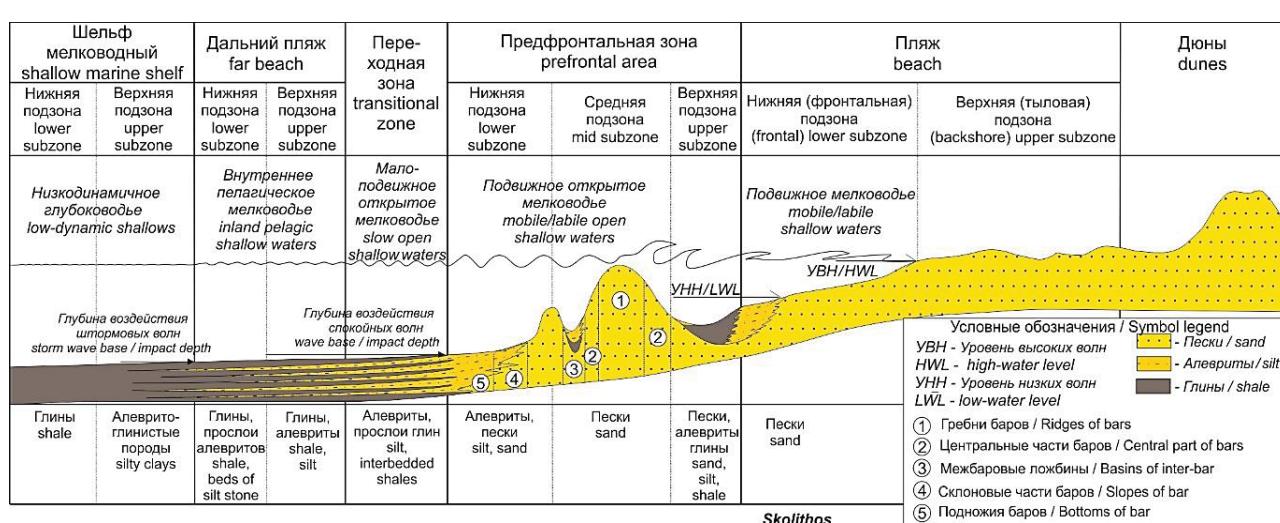


Рис. 1. Схематический профиль строения прибрежной зоны (основан на классификации К.О. Эмери [23] с изменениями)
 Fig. 1. Schematic cross section of littoral area (based on the Emery's method [23] with modifications)

Результаты исследования и их обсуждение

Пласт ТП₁ выделен в кровле танопчинской свиты (К₁tn) и в стратиграфическом отношении относится к позднему апту; раннеальбские отложения представлены отложениями яронгской свиты (К₁jar): глинистой пачкой, перекрывающей пласт ТП₁, и залегающим на ней пластом ХМ₃.

Отложения отличаются неоднородным строением и представлены чередованием глинистых, алевритовых и песчаных пород, неоднократно сменяющих друг друга в разрезе, что обусловлено нестабильностью осадконакопления, меняющимися условиями седиментации и фациальной изменчивостью.

Особенности строения и условия образования отложений пласта ТП₁

Пласт ТП₁ (К₁tn), приуроченный к кровле танопчинской свиты и завершающий цикл аптского осадконакопления, на исследуемой территории характеризуется резким контактом с подстилающими отложениями, относительно небольшой (от 10,1 до 16,3 м) общей толщиной, практически повсеместным присутствием в разрезах и широким площадным распространением песчаников, локальным развитием алевритовых и глинистых отложений, тяготеющих к верхним частям разреза.

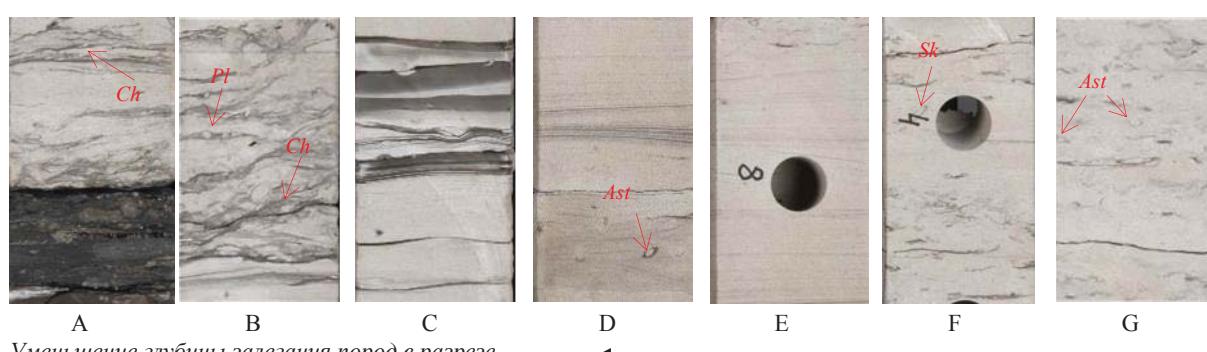
Согласно керновым данным, пласт залегает на континентальных углисто-глинистых и углистых породах (рис. 2, А), в основании (рис. 2, А–С) сложен средне- и мелкозернистыми песчаниками с прерывистой и сплошной волнистой, косоволни-

стой и пологоволнистой слоистостью за счет по-слойных намывов глинистого материала. Слоистость нарушена взмучиванием и размывом.

В породах присутствуют ихнофоссилии типа *Planolites* и *Chondrites*. В средней части пласта (рис. 2, D, E) распространены средне-мелкозернистые и мелкозернистые песчаники с тонкими горизонтальными, косо- и пологоволнистыми глинистыми прослойками и следами жизнедеятельности типа *Asterosoma*. В верхней части (рис. 2, F, G) они сменяются биотурбированными мелкозернистыми песчаниками с прерывисто-волнистой «рябчатой» слоистостью, мелкими глинистыми литокластами и следами жизнедеятельности донных организмов типа *Skolithos* и *Asterosoma*.

Генетические признаки отложений – преимущественно песчаный состав пород, преобладание волнистой слоистости, следы взмучивания и размыва, комплекс ихнофоссилий – характерны для отложений предфронтальной зоны пляжа [19] и позволяют сделать вывод, что песчаный материал осаждался в условиях подвижного мелководья на относительно выровненном рельефе морского дна, образуя вдольбереговые подводные гряды и валы, трансформирующиеся с течением времени в подводные бары.

Этот вывод вполне согласуется с данными А.Э. Конторовича и др. [16], установивших, что в позднем апте северная часть Ямала располагалась в палеогеографической области мелкого моря с глубиной дна менее 25 м.



Уменьшение глубины залегания пород в разрезе
Bedrock depth decrease in the section

Рис. 2. Генетические признаки осадков трансгрессивного пляжа. Пласт ТП₁. Скважина 2: А) резкая граница мелкозернистых волнисто-слоистых песчаников со следами размыва и биотурбацией типа *Chondrites* с подстилающим прослойем каменного угля; В, С) склоны бара: В – мелкозернистые косоволнисто-слоистые песчаники с биотурбацией *Chondrites* и *Planolites*, С – переслаивание мелкозернистых песчаников и аргиллитов с биотурбацией *Chondrites*; D, Е) гребневая часть бара. Песчаники мелкозернистые тонкослоистые с редкой биотурбацией типа *Asterosoma*; F, G) центральная часть бара. Биотурбированные мелкозернистые песчаники с ихнофоссилиями типа *Asterosoma* и *Skolithos*

Fig. 2. Genetic traits of transgressive beach sediments. TP₁ formation. Well no. 2: A) sharp boundary of fine-grained undulating layered sandstones with traces of erosion and Chondrites bioturbation with an underlying coal interbed; B, C) slopes of the bar: B – fine-grained oblique wavy-laminated sandstones with Chondrites and Planolites bioturbation, B – interbedded fine-grained sandstones and mudstones with Chondrites bioturbation; D, E) sand ridges of the bar. Fine-grained thinly layered sandstones with rare Asterosoma bioturbation; E, G) central part of the bar. Bioturbated fine-grained sandstones with ichnofossils of Asterosoma and Skolithos types

Электрометрические модели пласта ТП₁, имеющие колоколообразную форму и расположенные в области отрицательных отклонений ПС с максимальным отклонением в нижней части аномалии, отвечают трансгрессивным прибрежным барам [21]. Подошвенная линия аномалии – горизонтальная или слабо наклонная – отражает эрозионный контакт песчаников с подстилающими породами и соответствует резкому увеличению гидродинамической активности среды седиментации в начале цикла осадконакопления. Кровельная линия наклонная, как правило, изрезанная, что связано с неравномерным снижением гидродинамической активности с течением времени и резкими переходами одних литологических разностей в другие на

фоне общего уменьшения размера обломков вверх по разрезу.

С учетом изменения литологического состава, общей толщины отложений, толщины песчаников, коэффициента песчанистости и гидродинамической активности среды седиментации в пределах трансгрессивных баров были выделены гребневые, центральные, склоновые части и подножия.

Фации песков гребневых частей трансгрессивных баров в пласте ТП₁ распространены на западе и в северной части месторождения (рис. 3). Для них характерна наибольшая общая толщина отложений (12,8–16,3 м), которая во многом определяется толщиной песчаников (9,9–13 м) и высокими коэффициентами песчанистости ($K_{\text{песч}}=0,76–0,97$) разрезов.

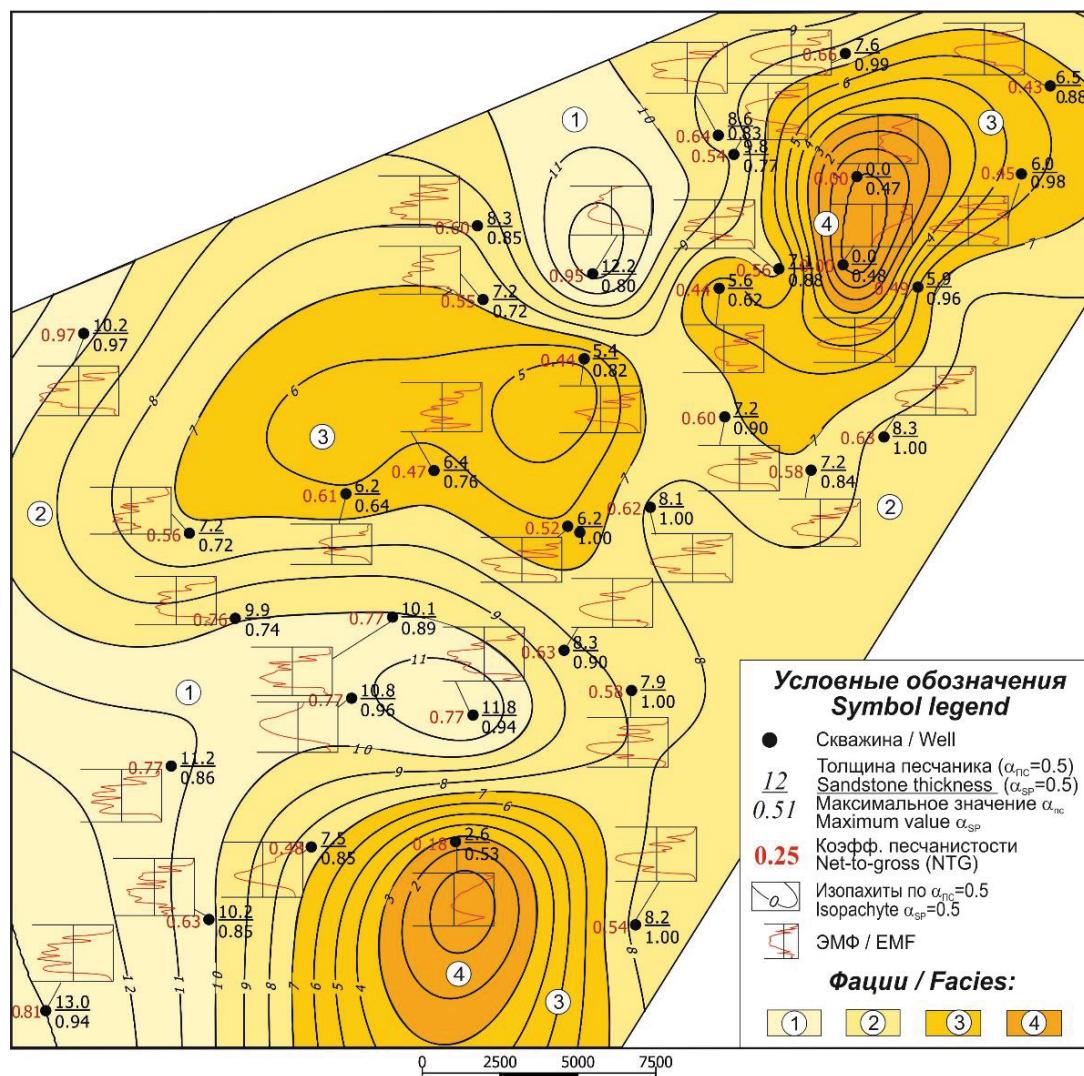


Рис. 3. Литолого-фациальная карта отложений пласта ТП₁. Фации предфронтальной зоны пляжа: 1 – песков гребневых частей трансгрессивных баров (средняя подзона); 2 – песков центральных частей трансгрессивных баров (средняя подзона); 3 – алевритов и песков склоновых частей трансгрессивных баров (нижняя подзона); 4 – песков и алевритов межбаровых ложбин трансгрессивных баров (средняя подзона)

Fig. 3. Lithofacies map of the TP₁ formation. Facies of the shoreface: 1 – sand ridges of transgressive bars (middle subzone); 2 – sands of central parts of transgressive bars (middle subzone); 3 – silts and sands of transgressive bar slopes (middle and lower subzones); 4 – sands and silts of inter-bar basins of transgressive bars (middle subzone)

Высокая песчанистость разрезов свидетельствует о том, что практически на всем протяжении времени формирования отложений эта часть барового тела располагалась гипсометрически выше остальных частей бара и формировалась в более высокодинамичной водной среде. Песчаный материал здесь имеет преимущественно средне- и среднмелкозернистый гранулометрический состав, накапливался при очень высокой и высокой гидродинамической активности подвижного открытого мелководья в пределах средней подзоны предфронтальной зоны пляжа.

Фации песков центральных частей трансгрессивных баров имеют более широкое площадное распространение и характеризуются сопоставимой общей толщиной (10,1–16,2 м), но уменьшенными значениями толщины песчаников (6,2–8,8 м) и песчанистости ($K_{\text{песч}}=0,52–0,65$) за счет их замещения вверх по разрезу алевритовыми и глинистыми породами.

Средне- и мелкозернистый песчаный материал осаждался в условиях очень высокой и высокой активности водной среды в средней подзоне предфронтальной зоны пляжа. В нижней подзоне предфронтальной зоны накапливались мелкозернистые пески и алевриты; в переходной зоне пляжа формировались глинистые осадки.

На юге и северо-востоке территории формировались *фации алевритов и песков склоновых частей трансгрессивных баров*. Толщина отложений здесь от 12,2 до 15,6 м, толщина песчаников снижается до 5,4–7,5 м. Песчаники тяготеют к средней части пласта и занимают менее половины объема ($K_{\text{песч}}=0,44–0,48$), подстилаются и перекрываются алевритоглинистыми и глинистыми породами. Песчаный материал накапливался преимущественно при высокой и средней динамике среды седиментации, преобладают мелкозернистые пески, среднезернистые разности встречаются периодически. Отложения характерны для нижней подзоны предфронтальной зоны пляжа.

В углубленных участках дна между барами ограниченно распространены *фации песков и алевритов межбаровых ложбин* [24] *трансгрессивных баров*. Здесь небольшая общая толщина (11,0–13,5 м) отложений обусловлена глинисто-алевритовым составом осадков, накопившихся в обстановках слабого волнения; малыми темпами седиментации, незначительным привносом песчаного материала (толщина песчаников до 2,6 м).

Верхние части разрезов, сложенные, по данным ГИС, алевролитами с прослойями песчаников и глинистых пород, керном не охарактеризованы. Аномалия ПС представлена зубчатой сильно изрезанной линией в области положительных отклонений ПС, значения $\alpha_{\text{ПС}}$ снизу вверх резко уменьшаются,

отражая быстрый спад гидродинамической активности по мере нарастания морской трансгрессии.

Учитывая общую направленность седиментогенеза и данные каротажа, можно сделать вывод, что на заключительных этапах осадконакопление проходило в переходной зоне, в условиях малоподвижного открытого мелководья. Алевритовый и глинистый материал осаждался в спокойные периоды, песчаный привносился во время штормов.

Особенности строения и условия образования глинистой пачки, перекрывающей пласт ТП₁

Перекрывающие пласт ТП₁ отложения формировались на фоне расширяющейся трансгрессии моря в условиях прогибания морского дна и удаления области седиментации от береговой линии в пределы дальнего пляжа и шельфа. Согласно [16], в раннем–среднем альбе глубина дна моря на изучаемой территории достигала 25–100 м.

Пачка представлена аргиллитоподобными однородными тонкоотмученными, горизонтально-слоистыми и слабо волнисто-слоистыми биотурбированными темно-серыми и серыми глинистыми породами. Участками они переходят в алевритоглинистое переслаивание и содержат прослои алевролитов, а в кровле – мелкозернистых песчаников. Толщина отложений (66,0–77,9 м) закономерно уменьшается с северо-востока и востока на запад (рис. 4).

Залегающие в нижних частях разрезов отложения отвечают максимуму альбской трансгрессии и отнесены к *фации глинистых осадков открытого моря* нижней части мелководного шельфа. Существенно глинистые биотурбированные осадки отлагались в пределах нижней подзоны мелководного шельфа ниже глубины воздействия штормовых волн и на ранних этапах осадконакопления распространялись повсеместно. Позднее, по мере вздымания морского дна, они продолжали накапливаться в наиболее погруженных участках в виде извилистой полосы, пересекающей площадь месторождения в субширотном направлении (рис. 4).

ЭМФ расположена в области положительных отклонений ПС ($\alpha_{\text{ПС}}$ от 0 до 0,2). Энергетический уровень среды седиментации очень низкий, гидродинамическая активность на протяжении всего периода осадконакопления практически не менялась.

Фации алевритоглинистых осадков открытого моря верхней подзоны мелководного шельфа тесно связаны с фациями глинистых осадков открытого моря, располагаясь выше по разрезу и в плане распространяясь к северо-востоку и юго-западу. Формирование отложений обусловлено инверсией морского дна, когда его прогибание сменилось подъемом и смещением области осадконакопления в верхнюю подзону мелководного шельфа.

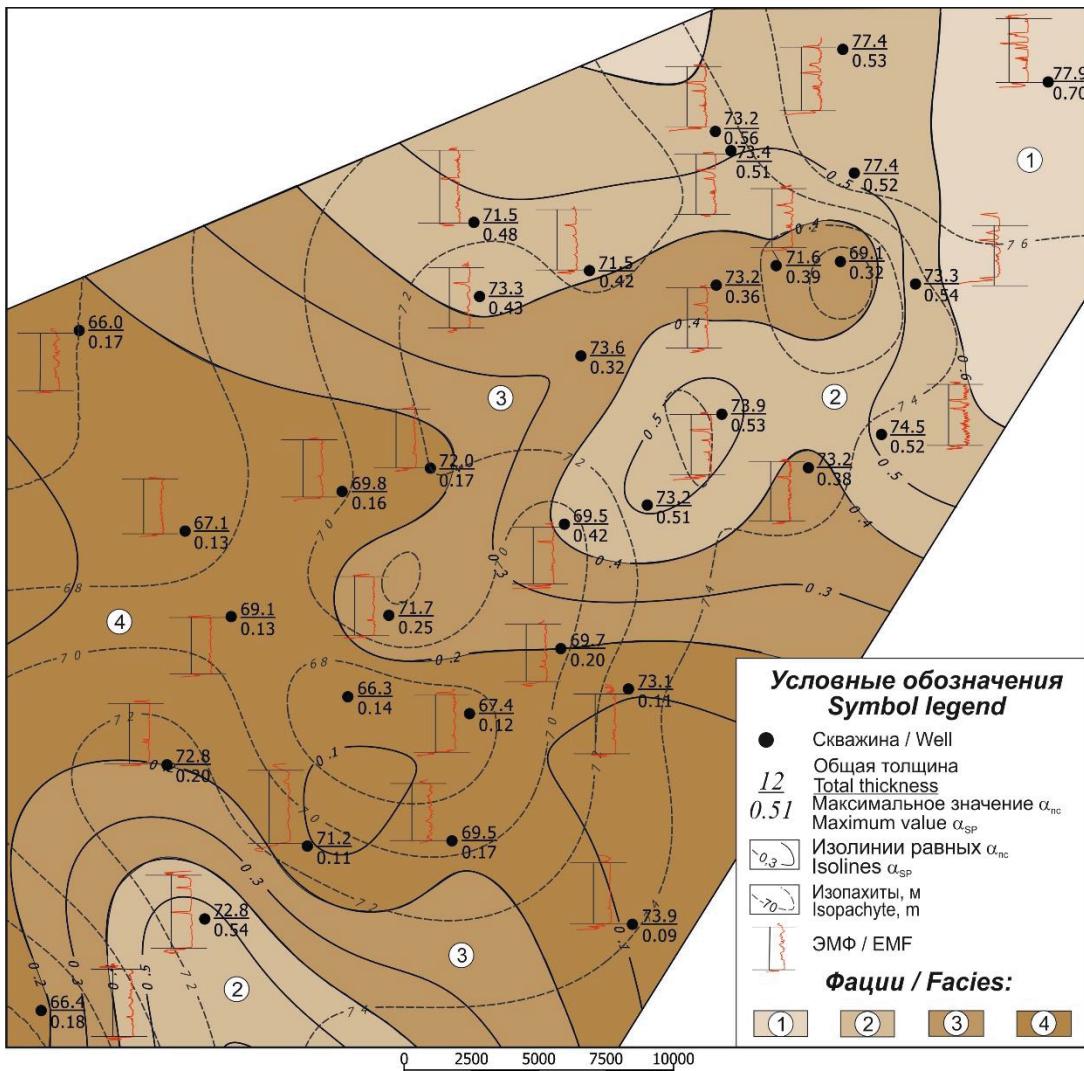


Рис. 4. Литолого-фацальная карта глинистой пачки, перекрывающей пласт ТП₁. Фации: 1 – песков гребней штормовых волн верхней подзоны дальнего пляжа; 2 – песков гребней штормовых волн нижней подзоны дальнего пляжа; 3 – алевритоглинистых осадков открытого моря верхней подзоны мелководного шельфа; 4 – глинистых осадков открытого моря нижней подзоны мелководного шельфа

Fig. 4. Lithofacies map of the clayey sequence overlying the TP₁ formation. Facies: 1 – storm wave sand ridges of the upper subzone of the far beach; 2 – storm wave sand ridges of the lower subzone of the far beach; 3 – offshore silty-clayey sediments of the upper subzone of the shallow shelf; 4 – offshore clayey sediments of the lower subzone of the shallow shelf

Здесь, наряду с алевритовым и глинистым материалом, накопившимся при низкой и очень низкой динамике воды штормовыми волнами, проникающими с юга и северо-востока, привносился алевритовый и мелкопесчаный материал, слагающий единичные маломощные прослои. ЭМФ практически аналогична вышеописанной, отличается большей изрезанностью боковой линии в верхней части разреза, где значения α_{PS} достигают 0,39, характеризуя кратковременное усиление гидродинамической активности от очень низкого до низкого уровня.

Фации песков гребней штормовых волн нижней подзоны дальнего пляжа распространены в верхней части разрезов и приурочены к более возвышенным участкам морского дна на юге и северо-востоке

территории. Песчаные осадки неоднократно появляются в разрезе и чередуются с глинистыми и алевритовыми отложениями. ЭМФ представляет несколько треугольников в зоне отрицательных отклонений ПС (α_{PS} от 0,49–0,58).

Фации песков гребней штормовых волн верхней подзоны дальнего пляжа установлены на северо-востоке и представлены чередованием песчаных, алевритовых и глинистых осадков. ЭМФ аналогична вышеописанной, но отличается большей дифференциацией и смещением узких треугольных аномалий в область повышенных значений α_{PS} (до 0,7), свидетельствующих о возрастании гидродинамической активности и менее глубоководном характере среды седиментации.

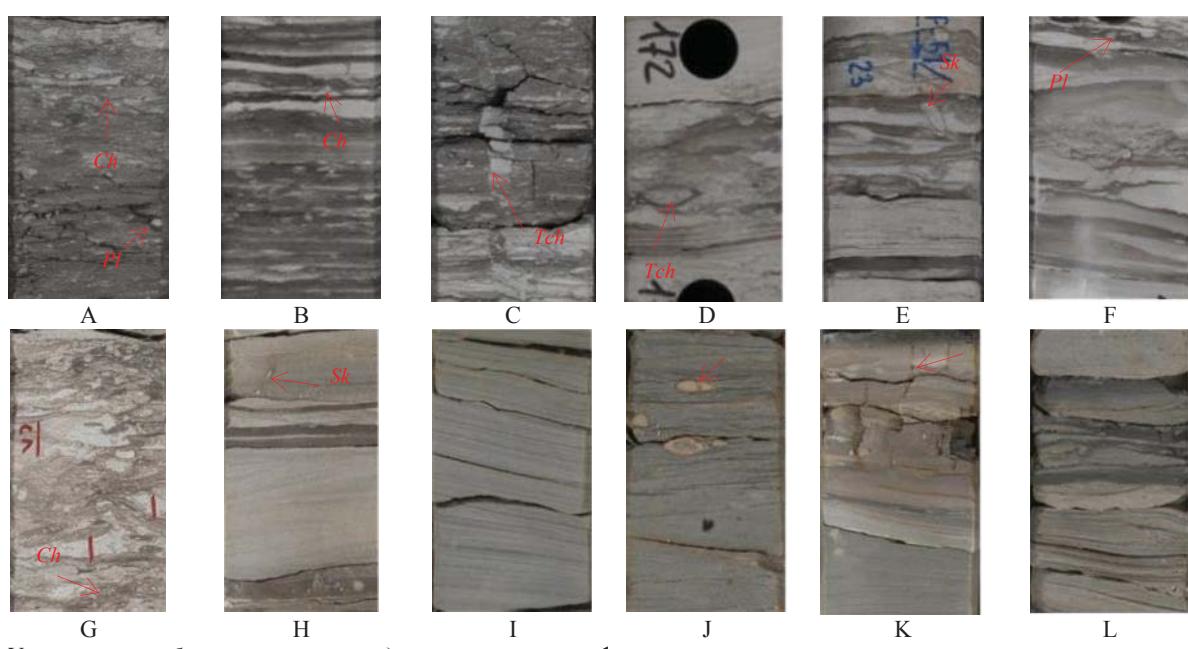
Особенности строения и условия образования отложений пласта ХМ₃

Пласт ХМ₃ имеет постепенные переходы с подстилающими глинистыми породами, отличается значительными вариациями общей толщины (от 23,3 до 42 м) и невысокими значениями песчанистости ($K_{\text{песч}}$ до 0,21).

В нижней части он сложен (рис. 5, А–С) темно-серыми глинистыми породами однородными, слойчатыми и слоеватыми за счёт намывов алевритового материала, переходящими вверх по разрезу в неравномерное уплощенное линзовидно-пологоволнистое переслаивание с алевролитами. В породах отмечаются послойные намывы раковинного детрита, присутствует сырь и мелкие стяжения пирита и очень

широко проявлены обильная и разнообразная биотурбация, вплоть до образования деформативно-биотурбированных пород с практически полностью переработанной первичной слоистостью.

Следы жизнедеятельности донных животных последовательно сменяют друг друга снизу вверх по разрезу и относятся к ихнофациям *Zoophycos* (ихnofоссилии *Phycosiphon* и *Chondrites*) и *Cruziana* (ихnofоссилии *Palaeophycus*, *Planolites*, *Teichichnus*), характерным для тиховодных участков мелководного шельфа и дальнего пляжа [11]. В целом они отвечают смене низкодинамичного глубоководья внутренним пелагическим мелководьем.



Уменьшение глубины залегания пород в разрезе
Bedrock depth decrease in the section

Рис. 5. Генетические признаки осадков регressiveного пляжа. Пласт ХМ₃. Скважина 1: А) дальний пляж, нижняя подзона. Глинистые породы с деформативно-биотурбационной текстурой и ихнофоссилиями *Planolites* и *Chondrites*; В, С) дальний пляж, верхняя подзона. Глинистые породы с прослойками и линзами алевролитов: В – волнисто-линзовидная слоистость, биотурбация *Planolites* и *Chondrites*, С – уплощенные линзы и прослои алевролитов, биотурбация *Teichichnus* и *Chondrites*; D–F) переходная зона пляжа. Переслаивание алевролитов и глинистых пород: D – следы взмучивания, биотурбация *Shaubcylindrichnus*, E – пологоволнистая слоистость, биотурбация *Skolithos*, F – косоволнистая слоистость, биотурбация *Planolites*; G) склон бара. Глинисто-алеврито-песчаные породы, деформация размыва и перемешивания осадка, биотурбация *Chondrites*; H–J) центральная часть бара. Песчаники: H – косоволнистая слоистость, биотурбация *Skolithos*, I – косая слоистость, J – косая разнонаправленная слоистость, конкреции сидерита; K, L – предфронтальная зона пляжа. Гребень бара. Переслаивание песчаного, алевритового, глинистого и сидеритового материала: K – косая и горизонтальная слоистость, трещины усыхания, заполненные кальцитом, L – незакономерная волнисто-линзовидная слоистость, следы биотурбации

Fig. 5. Genetic traits of regressive beach sediments. KhM₃ formation. Well no. 1: A) far beach, lower subzone. Clayey rocks with deformational-bioturbation texture and *Planolites* and *Chondrites* ichnofossils; B,C) far beach, upper subzone. Clayey rocks with interlayers and lenses of siltstones: B – wavy-lenticular layering, bioturbation of *Planolites* and *Chondrites*, C – compacted lenses and interlayers of siltstones, *Teichichnus* and *Chondrites* bioturbation; D–F) transitional zone of the beach. Siltstone and clayey interlayer: D – traces of turbulence, *Shaubcylindrichnus* bioturbation, E – hollow layering, *Skolithos* bioturbation, F – oblique layering, *Planolites* bioturbation; G) bar slope. Clayey-silty-sandy rocks, scour deformation and sediment mixing, *Chondrites* bioturbation; H–J) central part of the bar. Sandstones: H – oblique layering, *Skolithos* bioturbation, I – oblique layering, J – oblique multidirectional layering, siderite nodules; K, L) shoreface. Bar ridge. Sandy, silty, clayey and siderite interlacing: K – oblique and horizontal layering, calcite-filled desiccation cracks, L – irregular wavy-lens-shaped layering, traces of bioturbation

Глинистые отложения постепенно сменяются переслаиванием глин, алевролитов и мелкозернистых песчаников с прослойями глинистых пород (рис. 5, D–F), с образованием полого- и косоволнистой разнонаправленной срезанной слоистости, нарушенной размывом, взмучиванием и биотурбацией типа *Planolites*, *Skolithos*, *Shaubcylindrichnus*. Отложения накапливались в переходной зоне пляжа в условиях малоподвижного открытого мелководья.

Распространенные выше породы, в которых глинистая, алевритовая и мелкопесчаная составляющие находятся в переменных соотношениях (рис. 5, G), имеют смешанный литологический состав. Текстура пород беспорядочная за счет размыва, перемешивания и переотложения осадка и биотурбационная: в глинистом материале присутствуют ихнофоссилии типа *Chondrites*. Осадки накапливались в нижней подзоне предфронтальной зоны пляжа и характерны для склоновых частей баров.

Выше по разрезу распространены песчаники: в подошве они мелкозернистые алевритовые с тонкой горизонтальной, пологоволнистой и бугорчатой слоистостью; вверх по разрезу – мелкозернистые однородные; в кровле – средне-мелкозернистые с полого-наклонной и косой разнонаправленной срезанной слоистостью за счет намывов глинистого материала, тонко распыленного углефицированного растительного дегрита.

В песчаниках отмечается присутствие мелкого и крупного раковинного дегрита, редкие ихнофоссилии *Chondrites* и *Skolithos*, сырь и конкреции сидерита (рис. 5, H–J). Закономерное увеличение зернистости песчаников снизу вверх по разрезу обусловлено возрастанием гидродинамической активности среды седиментации с течением времени до относительно высокого уровня и характерно для вдольбереговых регрессивных песчаных баров, формирующихся в условиях подвижного открытого мелководья предфронтальной зоны пляжа.

Песчаники перекрываются (рис. 5, K, L) глинистыми и сидерит-глинистыми породами с горизонтальной и пологоволнистой слоистостью и короткими субвертикальными трещинами усыхания, заполненными глинистым материалом и кальцитом, и незакономерным линзовидно-волнистым переслаиванием песчаного, алевритового и глинистого материала со следами биотурбации типа *Chondrites* и *Planolites*. Эти генетические признаки свидетельствуют о накоплении осадков в условиях периодически осушаемой и заливаемой суши при выходе бара на дневную поверхность в область нижнего пляжа.

Таким образом, для отложений пласта ХМ₃ типична хорошо выраженная регрессивная вертикальная последовательность от глинистых осадков мелководного шельфа и дальней зоны пляжа до сидерит-глинистых осадков нижнего пляжа. Гео-

химическая обстановка с течением времени менялась от застойной восстановительной (индикатор–пирит) до слабо насыщенной кислородом (индикатор–сидерит).

По данным ГИС пласт ХМ₃ характеризуется явно выраженным двуслойным строением: в нижней его части распространены более мелкозернистые глинисто-алевритовые породы с прослойями песчаников, накопившиеся в зоне волнения мелководно-морского бассейна; в верхней – алевролиты и песчаники прибрежной полосы моря. Они отнесены к фациям, формирующимся в пределах дальнего пляжа, переходной, предфронтальной зон пляжа, нижнего пляжа профиля побережья.

Фации песков гребневых частей регрессивных баров сформированы в предфронтальной зоне пляжа, а их выходящие на поверхность верхние части – в пределах нижнего пляжа. Отложения распространены локально и тяготеют к восточной окраине месторождения (рис. 6). Общая их толщина 26,2–34,6 м, толщина песчаников 5,3–6,9 м, $K_{\text{песч}}$ – 0,16–0,21.

ЭМФ представляет собой треугольник, расположенный в зоне отрицательных отклонений ПС с максимальным отклонением в верхней части аномалии (значения $\alpha_{\text{ПС}}$ варьируют от 0,64 до 0,7). Кровельная линия горизонтальная, подошвенная наклонная, осложненная зубчатостью. Увеличение размерности обломочного материала и уменьшение глинистости вверх по разрезу обусловлено динамическими условиями накопления отложений и указывает на увеличение активности водной среды в конечный этап формирования отложений до высокого уровня.

Фации песков центральных частей регрессивных баров оконтуривают гребневые части баров и протягиваются субмеридиональной полосой с юго-запада на северо-восток. ЭМФ представляет собой отрицательную аномалию в форме треугольника с максимальным значением $\alpha_{\text{ПС}}$ в кровельной части пласта. Общая толщина отложений 25,7–42,0 м; толщина песчаников 2,7–4,4 м; Кпесч – 0,09–0,15. Формирование отложений осуществлялось в условиях средней и высокой гидродинамической активности ($\alpha_{\text{ПС}} = 0,57–0,72$).

Фации алевритов и песков склонов регрессивных баров распространяются к северо-западу от фаций центральных частей баров. ЭМФ представляет собой отрицательную аномалию в форме треугольника с наклонной сильно изрезанной подошвенной линией и преимущественно горизонтальной кровельной. Максимальные значения $\alpha_{\text{ПС}}$ достигают 0,57–0,6. Общая толщина отложений 25,4–35,3 м; толщина песчаников 0,5–2,7 м; коэффициент песчанистости 0,02–0,1. Формирование осадков осуществлялось в условиях постоянной смены гидродинамической активности среды от низкого до высокого уровня.

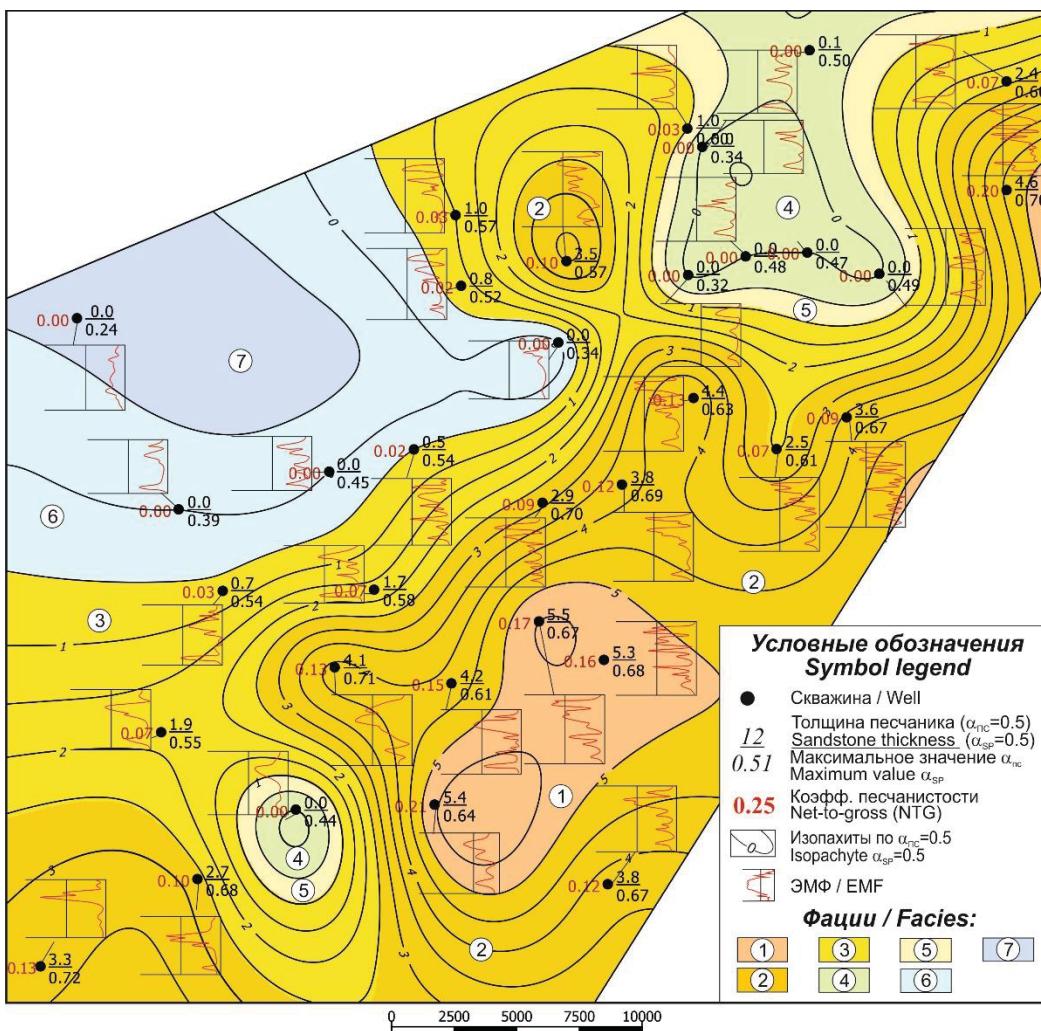


Рис. 6. Литолого-фациальная карта отложений пласта ХМ3. Фации предфронтальной зоны пляжа: 1 – песков гребневых частей регрессивных баров; 2 – песков центральных частей регрессивных баров; 3 – алевритов и песков склонов регрессивных баров; 4 – глинисто-алевритовых осадков межбаровых ложбин; 5 – песчано-алевритовых осадков подножий регрессивных баров. Фации переходной зоны пляжа: 6 – глинисто-алевритовых осадков малоподвижного открытого мелководья. Фации дальней зоны пляжа: 7 – алеврито-глинистых осадков внутреннего пелагического мелководья

Fig. 6. Lithofacies map of the KhM3 formation. Facies of the shoreface: 1 – sand ridges of regressive bars; 2 – sands of central parts of regressive bars; 3 – siltstones and sands of regressive bar slopes; 4 – clay-siltstones of inter-bar basins; 5 – sandy-siltstones of regressive bar bottoms. Facies of the transitional beach zone: 6 – clay-siltstone sediments of slow-moving open shallow waters. Facies of the far beach zone: 7 – silty-clayey sediments of inland pelagic shallow waters

Фации глинисто-алевритовых осадков межбаровых ложбин распространены локально. Общая толщина пласта составляет 28,5 м. ЭФМ находится в зоне отрицательных отклонений и отражает неравномерную смену гидродинамических уровней по всему разрезу от очень низкого и низкого до среднего. Максимальное отклонение кривой ПС характерно для верхней части аномалии ($\alpha_{nc}=0.5$).

Фации песчано-алевритовых осадков подножий регрессивных баров опоясывают склоновые части баровых тел и формируются в нижней подзоне предфронтальной зоны пляжа. Общая толщина отложений от 23,3 до 36,1 м обусловлена главным образом распространением алевритоглинистых

осадков. Мелководнистые песчаники образуют маломощные пропластки толщиной до 0,6 м. Аномалия ПС представляет сильно изрезанную, осложненную узкими пикообразными треугольниками линию. Значения α_{nc} , равные 0,32–0,5, указывают на формирование отложений в условиях относительно низкой гидродинамики среды седиментации, временами резко возрастающей до среднего уровня.

Фации глинисто-алевритовых осадков малоподвижного открытого мелководья представлены локально узкой полосой на северо-западе. Общая толщина отложений составляет 24,7–26,4 м. Электротометрическая модель фации представлена соче-

танием узких треугольных отрицательных аномалий ПС, разделенных положительными аномалиями. Осадконакопление осуществлялось в условиях относительно неустойчивого гидродинамического режима с очень низкой и средней активностью (значения $\alpha_{\text{ПС}}$ 0,34–0,45).

Фации алевритоглинистых осадков внутреннего пелагического мелководья распространены на северо-западе. Здесь в условиях низкой и очень низкой динамики водной среды ($\alpha_{\text{ПС}}$ до 0,24) накапливались существенно глинистые отложения, толщина которых в разрезе достигает 30,7 м. Электрометрическая модель этих отложений представляет собой слабо изрезанную линию, расположенную в зоне положительных отклонений ПС.

Заключение

В ходе исследований установлено, что в северной части полуострова Ямал в позднеапт-раннеальбское время накопление осадочного материала осуществлялось на фоне колебательных движений морского дна и отразилось в чередовании в разрезе трансгрессивных и регрессивных серий осадков.

В конце апта территория испытывала прогибание, и с трансгрессивным этапом осадконакопления связано формирование пласта ТП₁ танопчинской свиты. На начальных этапах область осадконакопления располагалась в пределах предфронтальной зоны пляжа мелководно-морского бассейна.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Люгай Д.В., Соин Д.А., Скоробогатько А.Н. Особенности нефтегазоносности полуострова Ямал в связи с оценкой перспектив южной части Карского моря // Вести газовой науки. Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – 2013. – № 3 (31). – С. 29–35.
2. Роль сырьевой базы в обеспечении основных направлений хозяйственной деятельности полуострова Ямал и прилегающей акватории / А.Н. Гумерова, М.А. Лобусев, А.В. Лобусев, А.В. Бочкарев // Вести газовой науки. Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – 2023. – № 1 (53). – С. 137–147.
3. Перспективы геологоразведочных работ на севере полуострова Ямал. Малыгинский лицензионный участок / Т.В. Сопнев, А.С. Куличенко, О.А. Молчанов, М.Ю. Сафонов, А.И. Городов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № 12 (384). – С. 11–15.
4. Извеков И.Б. Современная нефтегазовая геостатистика Ямало-Карского и Гыдано-Енисейского регионов Западной Сибири (в связи с прогнозом новых открытий на суше и шельфе) // Вести газовой науки. Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – 2023. – № 1 (53). – С. 82–97.
5. Смирнов О.А., Бородкин В.Н. Оценка перспектив нефтегазоносности апт-альб-сеноманского комплекса полуострова Ямал севера Западной Сибири на базе сейсморазведки 2D // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2022. – Т. 17. – № 4. URL: http://www.ngtp.ru/rub/2022/47_2022.html (дата обращения 15.01.2025).
6. Алексеев В.П. Литолого-фациальный анализ. – Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2002. – 147 с.
7. Алексеев В.П. Литологические этюды. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2006. – 149 с.
8. Ян П.А., Вакуленко Л.Г. Смена состава ихнофоссилий в келловей-оксфордских отложениях Западно-Сибирского бассейна как отражение цикличности седиментогенеза // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 10. – С. 1517–1537.
9. Mikulas R., Dronov A. Paleoenichnology – introduction to the study of trace fossils. – Czech Republic: Institute of geology, Academy of Sciences of Czech Republic, 2006. – 122 p.
10. Trace fossils as indicators of sedimentary environments. Developments in Sedimentology / Eds. D. Knaust, R.G. Bromley. – Amsterdam: Elsevier, 2012. – Vol. 64. – 960 p.
11. Ichnology and sedimentology of shallow and marginal marine systems: Ben Nevis and Avalon Reservoirs, Jeanne D'Arc Basin, St. Johns, Newfoundland, Geological Association of Canada / S.G. Pemberton, M.V. Spila, A.J. Pulham, T. Saunders, J.A. MacEachern, D. Robbins, I. Sinclair // Short Course Notes. – 2002. – Vol. 15. – 353 p.
12. Pemberton S.G., MacEachern J.A. Trace fossil facies models: environmental and allostratigraphic significance. Facies Models: Response to Sea Level Change / Eds. R.G. Walker, N.P. James. – Canada: Geological Association of Canada, St. John's, 1992. – P. 47–72.

на, а по мере возрастания трансгрессии сместились в переходную зону пляжа. Песчаный материал накапливался в гребневых и центральных частях баров и барьерных островов; на склонах баров осаждался мелкозернистый песок и алеврит. По мере углубления морского дна песчаные осадки постепенно сменялись на алевритовые и алевритоглинистые.

Максимальному прогибанию морского дна в раннем альбе отвечает глинистая пачка, разделяющая пласти ТП₁ и ХМ₃. Слагающие ее алевритоглинистые и глинистые отложения распространены повсеместно и накапливались в пределах дальнего пляжа и мелководного шельфа. С инверсией бассейна и начавшимся подъемом морского дна на заключительных этапах седиментации связано формирование маломощных песчаных тел, материала которых приносился штормовыми волнами.

В регressive этап осадконакопления в прибрежно-морских условиях накапливались осадки пласта ХМ₃. Песчаные отложения формировались в пределах нижнего пляжа и предфронтальной зоны пляжа и приурочены к вдольбереговым регressive барам: их гребневым, центральным, склоновым частям, в меньшей степени – к подножиям. Глинисто-алевритовые и алевритоглинистые осадки осаждались в условиях малоподвижного открытого и внутреннего пелагического мелководья переходной и дальней зоны пляжа.

13. Ichnology and facies models / J.A. MacEachern, S.G. Pemberton, M.K. Gingras, K.L. Bann // *Facies Models I* / Eds. N.P. James, R.W. Dalrymple. – Canada: Geological Association of Canada, 2010. – P. 19–58.
14. Seilacher A. Bathymetry of trace fossils // *Marine Geology*. – 1967. – Vol. 5. – № 5/6. – P. 413–428.
15. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде / А.Э. Конторович, С.В. Ершов, В.А. Казаненков, Ю.Н. Карогодин и др. // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5–6. – С. 745–776.
16. Седиментологическая модель меловых отложений полуострова Ямал на базе комплекса геолого-геофизических исследований / В.Н. Бородкин, О.А. Смирнов, А.В. Лукашов, А.Г. Плавник, А.А. Тепляков // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2022. – Т. 17. – № 1. URL: http://www.ngtp.ru/rub/2022/6_2022.html (дата обращения 15.01.2025).
17. Кислухин И.В. Особенности геологического строения и нефтегазоносность юрско-неокомских отложений полуострова Ямал. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 116 с.
18. Обстановки осадконакопления и фации: в 2-х т. Т. 1 / пер. с англ. под ред. Х. Рединга – М.: Мир, 1990. – 352 с.
19. Рейнек Г.-Э., Сингх И.Б. Обстановки терригенного осадконакопления (с рассмотрением терригенных кластических осадков) / пер. с англ. – М.: Недра, 1981. – 439 с.
20. Selle R.C. *Ancient Sedimentary Environments*. – London: Chapman & Hall Ltd., 1970. – 273 p.
21. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
22. Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. – М.; Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 258 с.
23. Emery K.O. *The sea off Southern California*. – New York: John Wiley & Sons, Inc., 1966. 366 p.
24. Вакуленко Л.Г., Дульцева О.В., Бурлев О.В. Строение и обстановки формирования васюганского горизонта (верхи батаксфорд) на территории Александровского свода (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 10. – С. 1538–1556.

Информация об авторах

Наталья Михайловна Недоливко, кандидат геолого-минералогических наук, доцент отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30; nedolivko@tpu.ru

Татьяна Геннадьевна Перевертайло, кандидат геолого-минералогических наук, доцент отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30; ptg@tpu.ru

Поступила в редакцию: 27.01.2025

Поступила после рецензирования: 13.02.2025

Принята к публикации: 03.03.2025

REFERENCES

1. Lyugay D.V., Soin D.A., Skorobogatko A.N. Features of oil-gas-bearing capacity of Yamal peninsular in respect to estimation of prospects for a southern part of Kara Sea. *Vesti Gazovoy Nauki. Gazprom VNIIGAZ, Resource support problems of Russian oil-producing regions*, 2013, no. 3 (31), pp. 29–35. (In Russ.)
2. Gumerova A.N., Lobusev M.A., Lobusev A.V., Bochkarev A.V. The role of the raw material base in providing the main directions of economic activity of the Yamal peninsula and the adjacent water area. *Vesti Gazovoy Nauki. Gazprom VNIIGAZ, Resource support problems of Russian oil-producing regions*, 2023, no. 1 (53), pp. 137–147. (In Russ.)
3. Sopnev T.V., Kulichenko A.S., Molchanov O.A., Safronov M.U., Gorodov A.I. Prospects for geological exploration in the north of the Yamal peninsula. Malyginsky license area. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2023, no. 12 (384), pp. 11–15. (In Russ.)
4. Izvekov L.V. State-of-the-art petroleum-and-gas geostatistics for Yamal-Kara and Gydan-Yenisey regions of Western Siberia (following prediction of new onshore and offshore discoveries). *Vesti Gazovoy Nauki. Gazprom VNIIGAZ, Resource support problems of Russian oil-producing regions*, 2023, no. 1 (53), pp. 82–97. (In Russ.)
5. Smirnov O.A., Borodkin V.N. Assessment of prospects for petroleum bearing Aptian-Albian-Cenomanian strata of the Yamal peninsula-north of Western Siberia, on the basis of 2D seismic survey. *Petroleum Geology. Theoretical and Applied Studies*, 2022, vol. 17, no. 4. (In Russ.) Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2022/47_2022.html (дата обращения 15.01.2025).
6. Alekseev V.P. *Lithofacies analysis*. Ekaterinburg, Ural Academy of Mining & Geology Publ., 2003. 147 p. (In Russ.)
7. Alekseev V.P. *Lithological studies*. Ekaterinburg, UGMU Publ. house, 2006. 149 p. (In Russ.)
8. Yan P.A., Vakulenko L.G. Changing ichnofossils composition in the collovian-oxfordian sediments of the West Siberian basin as a reflection of sedimentation cyclicity. *Geology and geophysics*, 2011, vol. 52, no. 10, pp. 1517–1537. (In Russ.)
9. Mikulas R., Dronov A. *Paleoichnology. Introduction to the study of trace fossils*. Czech Republic, Institute of geology, Academy of Sciences of Czech Republic, 2006. 122 p.
10. Trace fossils as indicators of sedimentary environments. *Developments in Sedimentology*. Eds. D. Knaust, R.G. Bromley. Amsterdam, Elsevier, 2012. Vol. 64, 960 p.
11. Pemberton S.G., Spila M.V., Pulham A.J., Saunders T., MacEachern J.A., Robbins D., Sinclair I. Ichnology and sedimentology of shallow and marginal marine systems: Ben Nevis and Avalon Reservoirs, Jeanne D'Arc Basin. *Short Course Notes*. St. Johns, Newfoundland, Geological Association of Canada, 2002, vol. 15, 353 p.
12. Pemberton S.G., MacEachern J.A., Frey R.W. Trace fossil facies models: environmental and allostratigraphic significance. *Facies Models: Response to Sea Level Change*. Eds. R.G. Walker, N.P. James. St. John's, Canada, Geological Association of Canada, 1992. pp. 47–72.

13. MacEachern J.A., Pemberton S.G., Gingras M.K., Bann K.L. *Ichnology and facies models. Facies Models I*. Eds. N.P. James, R.W. Dalrymple. Canada, Geological Association of Canada, 2010. pp. 19–58.
14. Seilacher A. Bathymetry of trace fossils. *Marine Geology*, 1967, vol. 5, no. 5/6, pp. 413–428.
15. Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Karogodin Yu.N. Paleogeography of the West Siberian sedimentary basin in the Cretaceous. *Geology and Geophysics*, 2014, vol. 55, no. 5–6, pp. 745–776. (In Russ.)
16. Borodkin V.N., Smirnov O.A., Lukashov A.V., Plavnik F.G., Teplyakov A.A. Sedimentological model of the cretaceous strata of the Yamal peninsula of the basis of composite geological and geophysical investigation. *Petroleum Geology. Theoretical and Applied Studies*, 2022, vol. 17, no. 1. (In Russ.) Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2022/6_2022.html (дата обращения 15.01.2025).
17. Kislyukhin I.V. *Features of the geological structure and oil and gas potential of the Jurassic-Neocomian deposits of the Yamal Peninsula*. Tyumen, TyumGNGU Publ., 2012. 116 p. (In Russ.)
18. *Sedimentation environments and facies*. Ed. by H. Reding. Translated from English. Moscow, Mir Publ., 1990. Vol. 1, 352 p. (In Russ.)
19. Reineck G.-E., Singh I.B. *Environments of terrigenous sedimentation (with consideration of terrigenous clastic sediments)*. Translated from English. Moscow, Nedra Publ., 1981. 439 p. (In Russ.)
20. Selly R.C. *Ancient sedimentary environments*. London, Chapman & Hall Ltd., 1970. 273 p.
21. Muromtsev V.S. *Electrometric geology of sand bodies – lithological traps of oil and gas*. Leningrad, Nedra Publ., 1984. 259 p. (In Russ.)
22. Petersilie V.I., Poroskun V.I., Yatsenko G.G. *Methodical recommendations for calculating geological reserves of oil and gas by the volumetric method*. Moscow, Tver, VNIGNI, NPC "Tvergeofizika" Publ., 2003. 258 p. (In Russ.)
23. Emery K.O. *The sea off Southern California*. New York, John Wiley & Sons, Inc., 1966. 366 p.
24. Vakulenko L.G., Dultseva O.V., Burleva O.V. Structure and depositional environment of the Vasyugan horizon (upper Bathonian-Oxfordian) in the Aleksandrovskoe arch area (West Siberia). *Geology and Geophysics*, 2011, vol. 52, no. 10, pp. 1531–1556. (In Russ.)

Information about authors

Natalya M. Nedolivko, Cand. Sc., Associate Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation; nedolivko@tpu.ru

Tatyana G. Perevertaylo, Cand. Sc., Associate Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation; ptg@tpu.ru

Received: 27.01.2025

Revised: 13.02.2025

Accepted: 03.03.2025

УДК 665.752:665.658.2
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4895
Шифр специальности ВАК: 2.6.12

Прогнозирование работы промышленной установки гидроочистки вакуумного дистиллята с применением математической модели

С.Б. Аркенова[✉], Е.Н. Ивашкина, Е.Ф. Гриценко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

[✉]sba5@tpu.ru

Аннотация. Актуальность. Современные тенденции в переработке тяжелой нефти с высоким содержанием серы и ужесточение экологических требований к топливу приводят к необходимости проведения очистки углеводородного сырья от вредных компонентов, таких как сера. Одним из процессов облагораживания средних и тяжелых фракций нефти является гидроочистка. Из-за высокой значимости процесса гидроочистки в современной нефтепереработке применение математических моделей имеет критически важное значение при проектировании новых установок, оптимизации работы действующих, а также при разработке катализаторов. **Цель.** Настоящая работа посвящена прогнозированию работы промышленной установки гидроочистки вакуумного газойля при изменении состава сырья и основных управляющих параметров с применением математической модели. **Методы.** Метод жидкостно-адсорбционной хроматографии на установке «Градиент М» для определения состава вакуумного газойля, метод газожидкостной хроматографии с применением хроматографа «Кристалл 2000 М» для определения содержания серосодержащих соединений в вакуумном газойле, метод криоскопии в бензole для определения молекулярной массы, метод энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектрометрии для определения общей серы в вакуумном газойле, пикнометрический метод для измерения плотности, квантово-химический метод исследования, реализованный в программе Gaussian, для определения термодинамических характеристик реакций, метод математического моделирования химико-технологических процессов. **Результаты.** Предложена 12-компонентная математическая модель процесса гидроочистки вакуумного дистиллята, которая учитывает большинство реакций гидрогенолиза, гидрирования и гидрокрекинга гетероорганических соединений, массоперенос газ–жидкость и жидкость–твердое тело, а также влияние дезактивации катализатора коксом на его активность. По результатам расчетов, выполненных с использованием математической модели, можно сделать вывод о том, что модель процесса гидрооблагораживания вакуумного газойля достоверно воспроизводит зависимости остаточного содержания серы в продукте от изменений основных управляющих параметров работы промышленной установки гидроочистки вакуумного дистиллята.

Ключевые слова: гидроочистка, вакуумный газойль, математическое моделирование, реактор со стационарным слоем катализатора, термодинамика

Для цитирования: Аркенова С.Б., Ивашкина Е.Н., Гриценко Е.Ф. Прогнозирование работы промышленной установки гидроочистки вакуумного дистиллята с применением математической модели // Известия Томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 3. – С. 183–192. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4895

UDC 665.752:665.658.2
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4895

Forecasting the operation of an industrial vacuum distillate hydrotreating unit using a mathematical model

S.B. Arkenova[✉], E.N. Ivashkina, E.F. Gritsenko

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

[✉]sba5@tpu.ru

Abstract. Relevance. Current trends in processing heavy oil with high sulfur content and tightening environmental fuel requirements necessitate hydrocarbon feedstock purification from harmful components such as sulfur. One of the processes

for upgrading medium and heavy oil fractions is hydrotreating. Due to the high importance of the hydrotreating in modern oil refining, the use of mathematical models is critically important in the design of new units, optimization of existing ones, and development of catalysts. **Aim.** This work is devoted to forecasting the operation of an industrial vacuum gas oil hydrotreating unit with a change in the composition of the feedstock and the main control parameters using a mathematical model. **Methods.** Liquid adsorption chromatography method using the Gradient M unit to determine the composition of vacuum gas oil, gas-liquid chromatography method using the Crystal 2000 M chromatograph to determine the content of sulfur-containing compounds in vacuum gas oil, cryoscopy method in benzene to determine the molecular weight, energy-dispersive X-ray fluorescence spectrometry method to determine total sulfur in vacuum gas oil, pycnometer method for measuring density, quantum chemical research method implemented in the Gaussian program for determining the thermodynamic characteristics of reactions, method of mathematical modeling of chemical-engineering processes **Results.** The authors have proposed a 12-component mathematical model of the vacuum distillate hydrotreating. The model takes into account most of the reactions of hydrogenolysis, hydrogenation and hydrocracking of heteroorganic compounds, gas-liquid and liquid-solid mass transfer, as well as the effect of catalyst deactivation with coke on its activity. Based on the results of calculations performed using the mathematical model, it can be concluded that the model of the vacuum gas oil hydrotreating reliably reproduces the dependence of the residual sulfur content in the product on changes in the main control parameters of the industrial vacuum distillate hydrotreating unit.

Keywords: hydrotreating, vacuum gas oil, mathematical modeling, fixed bed reactor, thermodynamics

For citation: Arkenova S.B., Ivashkina E.N., Gritsenko E.F. Forecasting the operation of an industrial vacuum distillate hydrotreating unit using a mathematical model. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 3, pp. 183–192. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4895

Введение

Мировое потребление легких и средних дистиллятов растет каждое десятилетие. С 2010 по 2020 гг. среднегодовые темпы роста производства средних дистиллятов составляют 1,6 % в год, что выше общего роста спроса на нефть [1]. В настоящее время более половины мировых запасов нефти (~53,3 %) находится в форме тяжелой, сверхтяжелой нефти, битума и горючих сланцев [2]. В них содержится множество гетероатомов, таких как сера и азот. Кроме того, отмечается высокая коксуюемость, а также присутствие асфальтенов и различных металлических примесей, таких как Ni, V и Fe, которые негативно влияют на процессы переработки, а также на качество получаемых нефтепродуктов [3].

Соединения серы и азота выступают ядами для большинства катализаторов нефтепереработки, интенсифицируют процессы коррозии оборудования. Меркаптаны и другие соединения серы характеризуются высокой токсичностью и летучестью, обладают резким, неприятным запахом. Смолисто-асфальтенные вещества оказывают существенное влияние на технологические и потребительские характеристики нефти и нефтепродуктов. При высоких температурах они накапливаются в порах катализатора, образуя кокс, что существенно снижает выход основных продуктов вторичных процессов переработки нефти [4, 5].

Что касается негативного воздействия на окружающую среду, экологическое сообщество требует от нефтеперерабатывающих заводов производить более чистое топливо, ограничивая общее содержание серы в бензине и дизельном топливе класса 5 до 10 ppm. Такие условия вынуждают нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ) включать в производ-

ственные цепочки обязательные стадии гидрооблагораживания сырья [6, 7].

Так, на многих НПЗ совместно с процессом катализического крекинга осуществляется гидроочистка вакуумного газоилья, выступающего сырьем для получения ценных нефтехимических газов и бензина. Реакции гидрообессеривания, гидроденитрогенизации, гидродеоксигенации, гидродеароматизации и гидродеметаллизации протекают одновременно в условиях гетерофазного катализа в среде водорода. Эффективность процесса гидроочистки зависит от многочисленных факторов, таких как температура, давление, объемная скорость и соотношение H_2 /сырье и др. Каждая переменная по-своему влияет на процесс, но свойства исходного потока и требуемое качество продукта определяют их значение [7].

Модели многофазных реакторов являются важным инструментом оценки их производительности и подбора оптимальной конструкции. Однако разработка подробных моделей, включающих описание кинетической, термодинамической и гидродинамической составляющих, остается сложной задачей в связи с необходимостью определения и учета большого числа параметров [8–17].

В настоящей работе приводятся результаты разработки математической модели гетерофазного процесса гидроочистки вакуумного газоилья и использования ее в качестве инструмента прогнозирования работы промышленной установки гидроочистки вакуумного дистиллята.

Объекты и методы исследования

Объектом исследования является промышленная установка гидроочистки вакуумного газоилья

(ВГО) с неподвижным слоем катализатора. Реактор представляет собой емкостной цилиндрический аппарат длиной 14,8 м (длина активной части реактора) и диаметром 3,56 м, в котором поток углеводородного сырья, смешанного с водородсодержащим газом (ВСГ), поступает через верхнюю часть реактора. Газожидкостный поток протекает сверху вниз через слои катализатора, где происходят химические реакции, в результате которых увеличивается температура слоя реактора и потока ВГО, смешанного с ВСГ. Целевым продуктом гидроочистки является очищенный от примесей вакуумный дистиллят. В потоке продуктов также присутствуют образующиеся в результате реакций газы: сероводород и аммиак. Гидроочистка ВГО проводится в относительно мягких условиях эксплуатации: температура 330–380 °C, давление 3,8–4,3 МПа, объемная скорость сырья 0,8–1,2 ч⁻¹. Материальный баланс установки гидроочистки ВГО представлен в табл. 1.

Образцы сырья и продуктов процесса гидроочистки были проанализированы в лаборатории Томского политехнического университета (в работе применялось оборудование ЦКП НМНТ ТПУ). Определение количественного группового состава тяжелых нефтяных фракций было выполнено мето-

дом жидкостно-адсорбционной хроматографии с градиентным вытеснением на хроматографе «Градиент М» с детектором по теплопроводности. Для анализа использовалась колонка 300×1,2 мм, в качестве адсорбента использован силикагель АСКГ фракции <100 мкм, элюентом являлась смесь растворителей, приготовленная в соответствии с документацией прибора. Определение общего содержания серы выполнено с использованием прибора «Спектроскан S» согласно ГОСТ Р 51947-2002 (диапазон показаний массовой доли серы 0,0007–5,0 %). Анализ сернистых соединений проведен методом газожидкостной хроматографии на хроматографе «Кристалл 2000 М» с использованием пламенно-фотометрического детектора (капиллярная колонка SE-54 25м×0,22 мм, газ-носитель – гелий). Линейное повышение температуры составляло 50–290 °C, скорость нагрева колонки – 4 °C/мин. Определение молекулярной массы выполнено с использованием прибора Крион-1 (точность температурных измерений составляет 0,001 °C, показатель точности ±9 %). Плотность сырья и продуктов процесса гидроочистки определена в соответствии с ГОСТ 3900-85.

Результаты лабораторных исследований представлены в табл. 2, 3.

Таблица 1. Материальный баланс установки гидроочистки вакуумного газойля

Table 1. Material balance of the vacuum gas oil hydrotreating unit

Материальный баланс, мас. %/Material balance, wt %					
Поступило Received	Получено Obtained				
Вакуумный дистиллят Vacuum distillate	Углеводородные газы Hydrocarbon gases	Нестабильный бензин Unstable gasoline	Дизельное топливо Diesel fuel	Гидроочищенный вакуумный газойль Hydrotreated vacuum gas oil	Сероводород Hydrogen sulfide
100	0,50–0,73	0,65–1,27	16,90–23,00	73,88–80,61	1,51–1,71

Таблица 2. Характеристика вакуумного газойля до и после гидроочистки

Table 2. Characteristic of vacuum gas oil before and after hydrotreating

Показатели Parameters	До гидроочистки Before hydrotreating	После гидроочистки After hydrotreating
Плотность при 20 °C, г/см ³ /Density at 20°C, g/cm ³	897–908,5	882,3–892,6
Средняя молекулярная масса, г/моль Average molecular weight, g/mol	307–349	331–378
Содержание серы, мас. %/Sulfur content, wt %	1,589–1,797	0,121–0,126
Содержание азота, мас. %*/Nitrogen content, wt %*	0,06–0,13	0,05–0,12
Групповой состав, мас. %/Group composition, wt %		
предельные УВ/ultimate hydrocarbon	54,8–62,8	67–72,2
моноароматические УВ/monoaromatic hydrocarbons	10,2–12,1	14,9–19
диароматические УВ/diromatic hydrocarbons	4,3–8	3,9–5,9
полиароматические УВ/polyaromatic hydrocarbons	16–23,7	6,8–8,6
смолы/resins	2,2–5,2	1,5–2,8
Фракционный состав/Fractional composition, °C*		
н.к./b.b.	227–255	308–321
5 %	276–301	340–351
10 %	304–332	355–367
50 %	400–416	417–421
90 %	488–494	487–490
95 %	506–518	510–513
к.к./e.b.	528–541	530–535

*данные НПЗ/refinery data.

Таблица 3. Серосодержащие соединения в вакуумном газоилье

Table 3. Sulfur-containing compounds in vacuum gas oil

Соединение/Compound	Содержание S в соединении, мас. % S content of the compound, wt %	
	До гидроочистки Before hydrotreating	После гидроочистки After hydrotreating
Тиофены/Thiophenes	0	0
$\Sigma C_0\text{-БТ}/\Sigma C_0\text{-ВТ}$	0	0
$\Sigma C_1\text{-БТ}/\Sigma C_1\text{-ВТ}$	0	0
$\Sigma C_2\text{-БТ}/\Sigma C_2\text{-ВТ}$	0,0002–0,0067	0
$\Sigma C_3\text{-БТ}/\Sigma C_3\text{-ВТ}$	0,0038–0,0431	0
$\Sigma C_4\text{-БТ}/\Sigma C_4\text{-ВТ}$	0,0233–0,1422	0
$\Sigma C_{5\text{-}6}\text{-БТ}/\Sigma C_{5\text{-}6}\text{-ВТ}$	0,0726–0,2566	0
$\Sigma C_0\text{-ДБТ}/\Sigma C_0\text{-ДВТ}$	0,0183–0,0829	0
$\Sigma C_1\text{-ДБТ}/\Sigma C_1\text{-ДВТ}$	0,1596–0,2698	0,0023–0,0184
$\Sigma C_2\text{-ДБТ}/\Sigma C_2\text{-ДВТ}$	0,3251–0,3894	0,0142–0,0427
$\Sigma C_{3\text{-}4}\text{-ДБТ}/\Sigma C_{3\text{-}4}\text{-ДВТ}$	0,1568–0,4058	0,0262–0,0377
Σ Неидентифицированные/ Σ Unidentified	0,4919–0,6358	0,04–0,0833
Всего/Total	1,589–1,797	0,1214–0,126

В результате составлен список соединений, содержащихся в сырье и продуктах. Полученный список включает в себя 9 псевдокомпонентов для сырья, для продуктов 12 псевдокомпонентов. Далее был составлен перечень теоретически возможных реакций для выбранных углеводородов. Основываясь на представлениях о механизме превращения углеводородов на катализаторах гидроочистки, были рассмотрены следующие типы реакций: гидрообессеривание, гидродеазотирование, гидроароматизация, поликонденсации смол. Численные исследования термодинамических закономерностей процесса гидроочистки проводили с помощью программного пакета Gaussian в рамках теории функционала плотности (density functional theory – DFT) на уровне B3LYP, базисный набор 3-21G. Так был осуществлен расчет энтропии и энタルпии теоретически возможных реакций, протекающих на катализаторах и при условиях проведения процесса гидроочистки в промышленности.

Результаты расчетов реакций гидрообессеривания показали, что увеличение температуры приводит к росту термодинамической вероятности протекания реакций в случае с сульфидами, что выражается в уменьшении значений свободной энергии Гиббса с $-137,32$ до $-140,25$ кДж/моль. При гидрировании бензотиофена и дibenзотиофена наблюдается снижение термодинамической вероятности протекания реакций на $8,27$ кДж/моль (с $-113,53$ до $-105,26$ кДж/моль) и $2,65$ кДж/моль (с $-42,39$ до $-39,74$ кДж/моль) соответственно. С увеличением температуры в реакциях гидрирования ароматических соединений отмечается тенденция к снижению термодинамической вероятности протекания реакций: с $-13,14$ до $-6,89$ кДж/моль в случае с полиароматическими соединениями, с $-28,65$ до $10,40$ кДж/моль с диароматическими соединениями, с $-45,99$ до $-26,68$ кДж/моль сmonoароматическими соединениями. Термодинамическая вероят-

ность реакций гидродеазотирования с повышением температуры снижается, что отражается в увеличении значения энергии Гиббса с $-106,51$ до $-61,36$ кДж/моль. При этом усложнение структуры азотсодержащего соединения также приводит к еще большему уменьшению вероятности протекания реакции гидродеазотирования.

На основании полученных результатов была составлена формализованная схема превращений, согласно которой реализована кинетическая модель процесса (рис. 1).

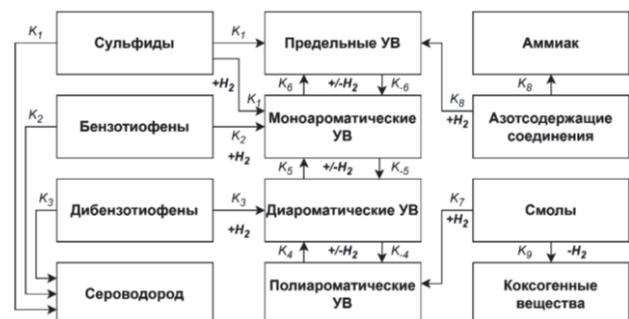


Рис. 1. Формализованная схема превращений в процессе гидроочистки вакуумного газоилья

Fig. 1. Formalized scheme of transformations in hydrotreating vacuum gas oil

Моделирование кинетики реакций основано на решении системы дифференциальных уравнений с учетом наличия трех фаз: газообразной, жидкой и твердой [18]. Предполагается, что в объеме реактора преимущественно находится газовая фаза, а жидкость образует тонкую пленку вокруг зерна катализатора. Таким образом энергия переносится из газовой фазы в твердую фазу, проходя через жидкую фазу, и наоборот, когда происходит реакция. Дифференциальные уравнения изменения концентраций компонентов имеют следующий вид (1)–(3):

$$u_G \frac{\partial p_i}{\partial t} = -R \cdot T_G \cdot k_i^L a_L \left(\frac{p_i}{H_i} - C_i^L \right), \quad (1)$$

$$u_L \frac{\partial C_i^L}{\partial t} = k_i^L a_L \left(\frac{p_i}{H_i} - C_i^L \right) - k_i^S a_S (C_i^L - C_i^S), \quad (2)$$

$$\frac{\partial C_i^S}{\partial t} = k_i^S a_S (\bar{C}_t^L - C_i^S) + \sum W_i, \quad (3)$$

где u_j – скорость j -фазы, м/с; p_i – парциальное давление i -компоненты в газовой фазе, МПа; R – универсальная газовая постоянная, Дж/моль·К; T_j – температура j -фазы, К; t – время, с; l – координата вдоль реактора, м; C_i^j – концентрация i -компонента в j -фазе, моль/м³; H_i – постоянная Генри i -компонента МПа·м³/моль; \bar{C}_t^L – средняя концентрация компонентов в жидкой фазе, моль/м³; $k_i^j a_j$ – коэффициент массопереноса компонентов между фазами, с⁻¹; $\sum W_i$ – сумма скоростей химических реакций.

Снижение качества продуктов вызвано дезактивацией катализатора и должно быть учтено. Учет дезактивации катализатора коксом описывается, как показано в уравнениях (4), (5):

$$A = f (C_{\text{кокс}}), \quad (4)$$

$$W_j = A_j \cdot K_j \cdot \prod C_i^S, \quad (5)$$

где A – относительная активность катализатора; K – константа скорости реакции; C_i^S – концентрация i -компонента в твердой фазе, моль/м³.

В данной системе дифференциальных уравнений расчеты изменения концентраций веществ в газовой и жидкой фазах происходят по высоте слоя катализатора, а в твердой фазе, в объеме катализатора, концентрация изменяется во времени вследствие массопереноса и химических реакций, при этом для расчета массопереноса используется значение средней концентрации компонентов в жидкой фазе \bar{C}_t^L .

Для решения системы использовался метод backward differentiation formula – BDF. Корреляции для определения свойств вакуумного газоилья в условиях процесса, растворимости газа и коэффициентов массопередачи на границах раздела газ–жидкость и жидкость–твердое тело, которые используются в уравнениях модели, взяты из литературы [18–30]. В табл. 4 представлены кинетические параметры основных реакций.

Результаты исследования и их обсуждение

В литературе представлены кинетические модели процесса гидроочистки тяжелого нефтяного сырья с разной степенью формализации [21–28].

Кинетическая модель, разработанная в ходе настоящих исследований, имеет сравнимую с более детализованными моделями степень адекватности и в то же время позволяет проводить прогностические расчеты по оценке показателей работы промышленного реактора гидроочистки.

Таблица 4. Кинетические параметры основных реакций гидроочистки вакуумного газоилья

Table 4. Kinetic parameters of the main hydrotreating reactions of vacuum gas oil

Реакция/Reaction	Предэкспоненциальный множитель Pre-exponential factor	Ea, кДж/моль kJ/mol
Сульфиды+2H ₂ → Насыщенные УВ+H ₂ S Sulfides+2H ₂ → Saturated HC _s +H ₂ S	5,54E+09	130,10
Бензотиофены+2H ₂ → Моноароматические УВ+H ₂ S Benzothiophenes+2H ₂ →Monoaromatic HC _s +H ₂ S	1,57E+11	152,99
Дибензотиофены+2H ₂ → Диароматические УВ+H ₂ S Dibenzothiophenes+2H ₂ →Diaromatic HC _s +H ₂ S	1,00E+11	152,99
Азотсодержащие УВ+9H ₂ → Насыщенные УВ+NH ₃ Nitrogen-containing HC _s +9H ₂ →Saturated HC _s +NH ₃	4,94E+11	164,94
Моноароматические УВ+3H ₂ → Насыщенные УВ Monoaromatic HC _s +3H ₂ → Saturated HC _s	3,17E+07	103,10
Диароматические УВ+2H ₂ → Моноароматические УВ Diaromatic HC _s +2H ₂ → Monoaromatic HC _s	1,78E+07	98,39
Полиароматические УВ+2H ₂ → Диароматические УВ Polyaromatic HC _s +2H ₂ → Diaromatic HC _s	3,38E+09	126,39
Смолы+2H ₂ → Полиароматические УВ Resins+2H ₂ →Polyaromatic HC _s	1,78E+06	129,39
Смолы→Кокс+4H ₂ Resins→Coke+4H ₂	1,93E-03	204,20

Температура является основным управляющим параметром процесса гидроочистки в силу ее значительного влияния на скорость всех реакций, как целевых, так и побочных. Результаты расчетов, представленные на рис. 2–4, позволяют проанализировать влияние температуры на качество продукта и содержание примесей.

Согласно расчетным данным, увеличение температуры в реакторе с 340 до 380 °С приводит к значительному снижению содержания серы в продукте. При изменении концентрации серы в исходном сырье от 1 до 2,2 % массовая доля серы в продукте составляет 0,07–0,17 % при 340 °С и снижается до 0–0,10 % при температуре 380 °С (рис. 2). Такая тенденция обусловлена повышением скорости реакции десульфуризации. Сырье с большей исходной сернистостью требует более высоких температур для достижения низкого уровня остаточной серы в продукте. Так, для сырья с содержанием серы 1 мас. % при температуре 360 °С удается достичь уровня остаточной серы менее 0,04 мас. %,

в то время как для сырья с содержанием серы 1,9 мас. % при температуре 375 °C содержание серы в продукте остается выше – около 0,07 мас. %.

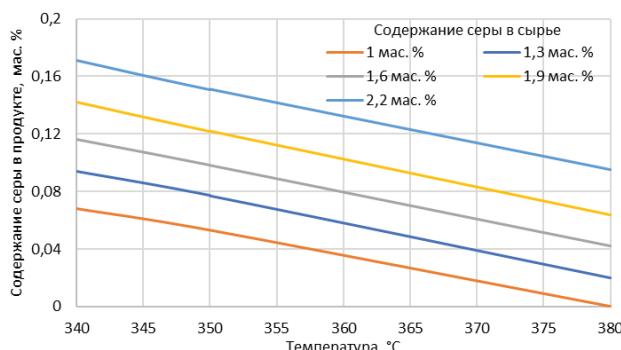


Рис. 2. Зависимость содержания серы в продукте от температуры и содержания серы в сырье ($T = 340\text{--}380\text{ }^{\circ}\text{C}$, $p = 4\text{ MPa}$, Q сырья – $120\text{ m}^3/\text{ч}$, Q водорода – $82000\text{ Nm}^3/\text{ч}$)

Fig. 2. Dependence of sulfur content in the product on temperature and sulfur content in the feedstock ($T = 340\text{--}380\text{ }^{\circ}\text{C}$, $p = 4\text{ MPa}$, feed rate – $120\text{ m}^3/\text{h}$, hydrogen flow rate – $82000\text{ Nm}^3/\text{h}$)

Содержание азота в сырье варьируется в диапазоне 600–1000 ppm и снижается при увеличении температуры процесса гидроочистки. Как показано на рис. 3, повышение температуры с 340 до 380 °C приводит к снижению массовой доли азота в продукте на 140–220 ppm, что объясняется ускорением реакций гидродеазотирования.

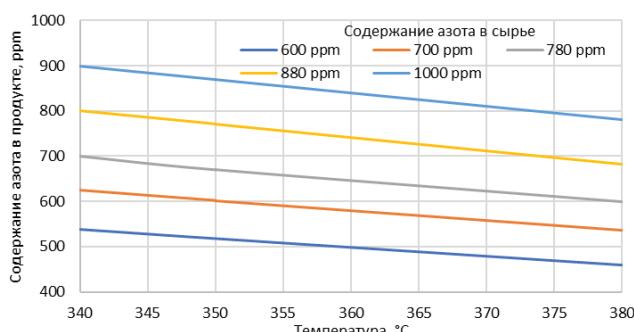


Рис. 3. Зависимость содержания азота в продукте от температуры и содержания азота в сырье ($T = 340\text{--}380\text{ }^{\circ}\text{C}$, $p = 4\text{ MPa}$, Q сырья – $120\text{ m}^3/\text{ч}$, Q водорода – $82000\text{ Nm}^3/\text{ч}$)

Fig. 3. Dependence of nitrogen content in the product on temperature and nitrogen content in the feedstock ($T = 340\text{--}380\text{ }^{\circ}\text{C}$, $p = 4\text{ MPa}$, feed rate – $120\text{ m}^3/\text{h}$, hydrogen flow rate – $82000\text{ Nm}^3/\text{h}$)

Одним из факторов, влияющих на скорость и степень удаления азота, является исходная концентрация азота в сырье. Чем выше исходное содержа-

ние азота, тем больше остаточная концентрация азота в продукте при одинаковой температуре. Так, при температуре 370 °C содержание азота в продукте для сырья с 600 ppm составляет около 490 ppm, в то время как для сырья с 1000 ppm оно достигает 800 ppm. Это связано с тем, что при высоких концентрациях не все азотсодержащие соединения успевают прореагировать в ходе гидроочистки, а также с наличием веществ с низкой реакционной способностью в отношении гидрогенолиза.

Результаты, представленные на рис. 4, показывают снижение массовой доли ароматических углеводородов в продукте при увеличении температуры с 340 до 380 °C. Для сырья с концентрацией аренов 30–45 % массовая доля этих соединений в продукте уменьшается на 12–15 % за счет протекания реакций насыщения ароматических углеводородов до нафтеновых соединений.

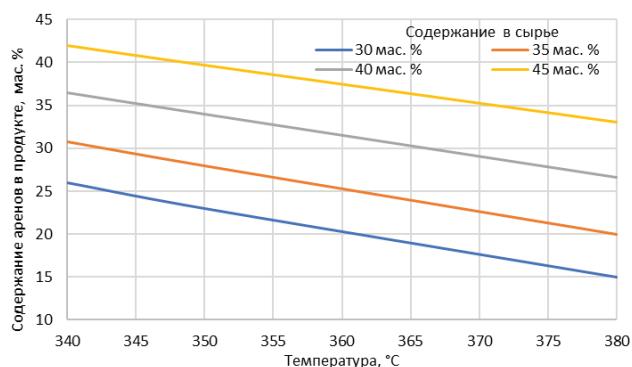


Рис. 4. Зависимость содержания аренов в продукте от температуры и содержания аренов в сырье ($T = 340\text{--}380\text{ }^{\circ}\text{C}$, $p = 4\text{ MPa}$, Q сырья – $120\text{ m}^3/\text{ч}$, Q водорода – $82000\text{ Nm}^3/\text{ч}$)

Fig. 4. Dependence of arene content in the product on temperature and arene content in the feedstock ($T = 340\text{--}380\text{ }^{\circ}\text{C}$, $p = 4\text{ MPa}$, feed rate – $120\text{ m}^3/\text{h}$, hydrogen flow rate – $82000\text{ Nm}^3/\text{h}$)

Таким образом, полученные зависимости позволяют прогнозировать температурный режим работы реактора для достижения требуемой степени обессеривания. Однако стоит учитывать, что при температуре выше 400 °C увеличивается выход побочных продуктов за счет интенсификации реакций гидрокрекинга и коксообразования.

На рис. 5–7 представлено содержание серы, азота и ароматических углеводородов в продукте от расхода сырья.

Увеличение расхода сырья напрямую приводит к повышению содержания серы в конечном продукте. При расходе от 100 до 150 $\text{m}^3/\text{ч}$ степень очистки снижается на 3–6 % по сере в силу снижения времени контакта сырья и катализатора.

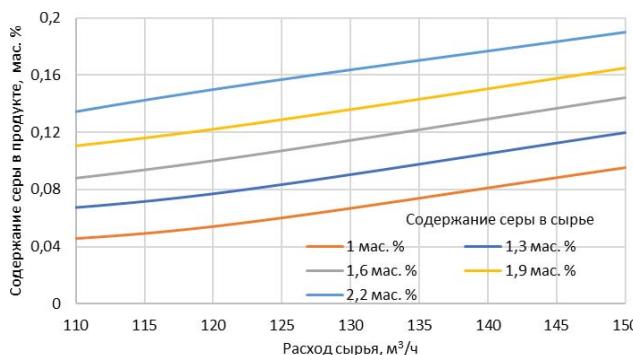


Рис. 5. Зависимость содержания серы в продукте от расхода сырья и содержания серы в сырье ($T = 350^{\circ}\text{C}$, $p = 4 \text{ МПа}$, Q сырья — 110–150 м³/ч, Q водорода — 82000 нм³/ч)

Fig. 5. Dependence of sulfur content in the product on feed rate and sulfur content in the feedstock ($T = 350^{\circ}\text{C}$, $p = 4 \text{ MPa}$, feed rate — 110–150 m³/h, hydrogen flow rate — 82000 Nm³/h)

На рис. 6 представлена зависимость содержания азота в продукте от расхода сырья при различных концентрациях азота в сырье. Линии, соответствующие значениям концентрации азота 600, 700, 780 и 880 ppm, имеют схожие тренды: остаточное содержание азота в продукте увеличивается с ростом расхода сырья. Вместе с тем чем выше исходное содержание азота в сырье, тем больше его содержание в конечном продукте при одинаковых условиях. Так, при увеличении расхода сырья с 100 до 150 м³/ч степень очистки снижается на 8–11 % по азоту.

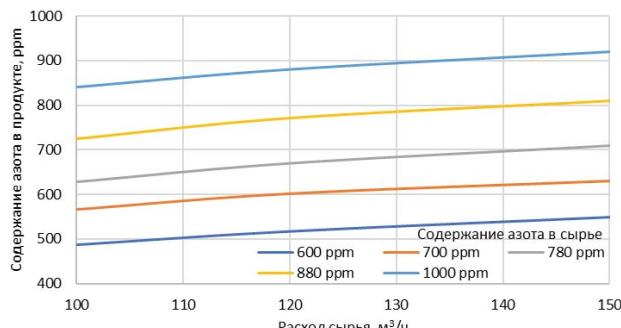


Рис. 6. Зависимость содержания азота в продукте от расхода сырья и содержания азота в сырье ($T = 350^{\circ}\text{C}$, $p = 4 \text{ МПа}$, Q сырья — 100–150 м³/ч, Q водорода — 82000 нм³/ч)

Fig. 6. Dependence of nitrogen content in the product on feed rate and nitrogen content in the feedstock ($T = 350^{\circ}\text{C}$, $p = 4 \text{ MPa}$, feed rate — 100–150 m³/h, hydrogen flow rate — 82000 Nm³/h)

Расчеты по модели демонстрируют, что при исходной концентрации аренов в сырье 30 мас. % их остаточное содержание в продукте составляет око-

ло 19 мас. % при расходе сырья 100 м³/ч. С ростом расхода до 150 м³/ч их концентрация в продукте повышается до 26 мас. %. Для сырья с концентрацией аренов 45 мас. % содержание аренов в продукте возрастает с 36 % при расходе 100 м³/ч до 42 % при 150 м³/ч.

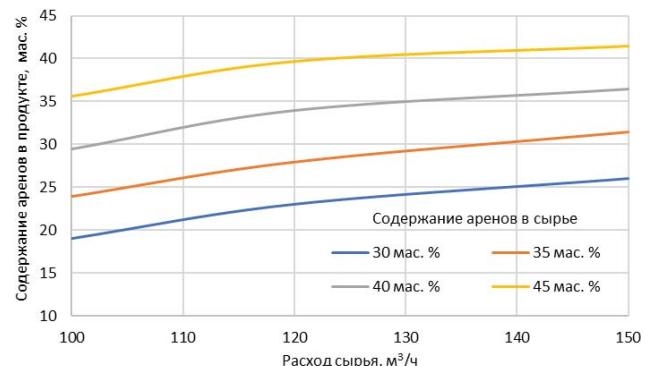


Рис. 7. Зависимость содержания аренов в продукте от расхода сырья и содержания аренов в сырье ($T = 350^{\circ}\text{C}$, $p = 4 \text{ МПа}$, Q сырья — 100–150 м³/ч, Q водорода — 82000 нм³/ч)

Fig. 7. Dependence of arene content in the product on feed rate and arene content in the feedstock ($T = 350^{\circ}\text{C}$, $p = 4 \text{ MPa}$, feed rate — 100–150 m³/h, hydrogen flow rate — 82000 Nm³/h)

Таким образом, при исследовании влияния расхода сырья на содержание серы, азота и ароматических углеводородов в продукте установлено, что увеличение расхода сырья с 100 до 150 м³/ч приводит к снижению скорости реакции гидрогенолиза, что связано с малым временем контакта сырья с катализатором. Вместе с тем расход сырья определяет производительность установки. Математическая модель позволяет определить оптимальные условия с точки зрения температурного режима для данной производительности промышленной установки.

Заключение

Для достижения поставленной цели настоящего исследования, связанной с прогнозированием работы промышленной установки гидроочистки вакуумного газойля при изменении состава сырья и основных управляющих параметров с применением математической модели, был выполнен комплекс лабораторных и численных исследований. Лабораторные исследования позволили установить качественный и количественный состав сырья и продуктов процесса гидроочистки вакуумного газойля, на основании которых составлен список возможных реакций. Проведение термодинамического анализа позволило определить вероятность протекания и условия обратимости реакций процесса.

Полученные результаты послужили основой для разработки кинетической модели реактора гидроочистки, ключевое отличие которой от существующих заключается в необходимом и достаточном для описания промышленного процесса уровне формализованного описания механизма протекающих химических реакций. Выбранный уровень формализации обеспечивает необходимую точность расчетов, а разработанная кинетическая модель в качестве исходных данных использует доступный для заводских лабораторий набор экспериментальных данных о составе и свойствах сырья.

С применением разработанной математической модели выполнено прогнозирование работы промышленной установки гидроочистки вакуумного газоляя при различных условиях эксплуатации. Определено, что повышение температуры с 330 до

390 °C приводит к снижению содержания ароматических соединений в гидроочищенном вакуумном газоюле на 22–43 %, сернистых соединений на 33–67 %, азотистых соединений на 15 %. Установлено, что при увеличении расхода сырья с 100 до 150 м³/ч глубина десульфурации снижается на 3–6 %, конверсия азотистых соединений снижается на 8–11 %, насыщение ароматики на 13–20 %.

Таким образом, предложенный уровень формализованного описания химических превращений групп углеводородов и серосодержащих соединений вакуумного газоляя в процессе гидроочистки позволил создать надежную математическую модель, достоверно описывающую работу промышленного реактора и позволяющую оценить влияние ключевых технологических параметров на содержание серы в гидрогенизате.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдуллин А.И., Сираев И.Р. Гидрокрекинг как процесс получения дизельного топлива // Вестник технологического университета. – 2016. – Т. 19. – № 10. – С. 41–43.
2. Исследование кинетических особенностей реакций гидродесульфуризации, гидреазотирования и гидрирования соединений тяжелого нефтяного сырья на сульфидных Ni₆PMoW(12-n)/Al₂O₃ катализаторах гидроочистки / А.В. Моисеев, Н.М. Максимов, П.С. Солманов, В.А. Тыщенко // Кинетика и катализ. – 2023. – Т. 64. – № 2. – С. 189–202. DOI: <https://doi.org/10.31857/S0453881123020053>
3. Халикова Д.А., Петров С.М., Башкирцева Н.Ю. Обзор перспективных технологий переработки тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. – Т. 16. – № 3. – С. 217–221.
4. Nadeina K.A., Potapenko O.V., Kazakov M.O. Influence of hydrotreatment depth on product composition of fluid catalytic cracking process for light olefins production // Catalysis Today. – 2021. – № 378. – Р. 2–9. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.cattod.2021.04.014>
5. Shved M.V., Glushko N.A. The process for hydrotreatment of diesel fuel: chemical basis // World science: problems and innovations: materials of the XLVII International scientific and practical conference. – Penza, October 30, 2020. – Penza: Science and Education (IP Gulyaev G.Yu.), 2020. – Р. 30–34.
6. Жуков К.Г. Экологические аспекты применения бензина каталитического крекинга и методы улучшения его качества // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2019. – № 1. – С. 218–233. DOI: <https://doi.org/10.17122/ogbus-2019-1-218-233>.
7. Габидуллина Л.В., Муртазин Ф.Р. Пути совершенствования процесса гидроочистки дизельного топлива // Международный научный журнал «Вестник науки». – 2024. – Т. 3. – № 5 (74). – С. 1401–1403.
8. Влияние термических и каталитических методов добычи на состав и свойства извлекаемой нефти / А.И. Хамидуллина, Д.А. Ибрагимова, С.М. Петров, З.Р. Закирова // Вестник технологического университета. – 2015. – Т. 18. – № 9. – С. 124–128.
9. Томин В.П., Кабышев В.А. Проблемы аномальных процессов солеотложений и коррозии на установках гидроочистки нефтяных фракций // Технология нефти и газа. – 2009. – № 4 (63). – С. 3–10.
10. Шемелова О.В. Математическое моделирование в процессах химической технологии // Бюллетень науки и практики. – 2018. – Т. 4. – № 12. – С. 20–23. DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.2252778>.
11. Капуста Д.П. Молекулярно-динамическое моделирование реакций в гидратированных системах: автореф. дис. ... канд. физ.-мат. наук. – М., 2022. – 22 с.
12. Самойлов Н.А. Математическое моделирование и оптимизация процесса гидроочистки дизельного топлива // Теоретические основы химической технологии. – 2021. – Т. 55. – № 1. – С. 99–109. DOI: <https://doi.org/10.31857/S0040357120060202>.
13. Самойлов Н.А. Специфика математического моделирования сложных многокомпонентных химических процессов // Промышленные процессы и технологии. – 2021. – Т. 1. – № 1. – С. 37–52. DOI: <https://doi.org/10.37816/2713-0789-2021-1-37-52>.
14. Судаков Д.О. Превращение азот-и серосодержащих соединений в процессе гидроочистки вакуумного газоляя // Химия и химическая технология в XXI веке: материалы XXIII Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых имени выдающихся химиков Л.П. Кулёва и Н.М. Кижнера. – Томск, 16–19 мая 2022. – Томск: ТПУ, 2022. – Т. 2. – С. 100–101.
15. Кривцова Н.И., Судаков Д.О. Оценка термодинамических и кинетических параметров протекания реакций деазотирования в процессе гидроочистки // Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа: Материалы X Международной конференции. – Екатеринбург, 02–06 октября 2023. – Екатеринбург: Институт химии нефти СО РАН, 2023. – С. 118–119.
16. Бессонова Н.В., Зирка А.А., Решетников С.И. Математическое моделирование гидроочистки топлива с учетом влияния температуры на дезактивацию катализатора // Наука. Технологии. Инновации: XV Всероссийская научная конференция молодых ученых, посвященная Году науки и технологий в России. – Новосибирск, 06–10 декабря 2021. – Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2021. – Ч. 3. – С. 17–20.

17. Babidorich M.I., Demin A.M., Reutova O.A. Using mathematical modeling to generate training data in hydrotreating processes // International Journal of Open Information Technologies. – 2023. – Vol. 11. – № 5. – P. 114–118.
18. Pereira Neto A.T., Lucas Fernandes T.C.R., Da Silva H.B. Jr. Three-phase trickle-bed reactor model for industrial hydrotreating processes: CFD and experimental verification // Fuel Processing Technology. – 2020. – № 208:106496. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2020.106496>
19. Применение прогнозирующих алгоритмов машинного обучения к процессам нефтепереработки в рамках интеллектуальной автоматизации / В.В. Бухтояров, И.С. Некрасов, В.С. Тынченко, К.А. Башмур, Р.Б. Сергиенко // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2022. – № S1. – С. 12–20. DOI: <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI100665>.
20. Cyclic operation of trickle bed reactors: a review / A. Atta, S. Roy, F. Larachi, K.D.P. Nigam // Chemical Engineering Science. – 2014. – № 115. – P. 205–214. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ces.2013.08.038>.
21. Alvarez A., Ancheyta J. Modeling residue hydroprocessing in a multi-fixed-bed reactor system // Applied Catalysis A: General. – 2008. – № 351. – P. 148–158. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apcata.2008.09.010>
22. Alvarez A., Ancheyta J. Simulation and analysis of different quenching alternatives for an industrial vacuum gasoil hydrotreater // Chemical Engineering Science. – 2008. – № 63. – P. 662–673. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ces.2007.10.007>
23. A modeling study of the effect of reactor configuration on the cycle length of heavy oil fixed-bed hydroprocessing / A. Alvarez, J. Ancheyta, G. Centeno, G. Marroquín // Fuel. – 2011. – № 90. – P. 3551–3560. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2011.03.043> 007
24. Modeling of trickle bed reactor for hydrotreating of vacuum gas oils: effect of kinetic type on reactor modeling / F. Jimenez, K. Ojeda, E. Sanchez, V. Kafarov, R. Maciel Filho // Computer Aided Chem. Eng. – 2007. – № 24. – P. 515–520. DOI: [https://doi.org/10.1016/S1570-7946\(07\)80109-X](https://doi.org/10.1016/S1570-7946(07)80109-X)
25. Korsten H., Hoffmann U. Three-Phase reactor model for hydrotreating in pilot trickle-bed reactors // AIChE J. – 1996. – № 42. – P. 1350–1360. DOI: <https://doi.org/10.1002/aic.690420515> X
26. Mederos F.S., Ancheyta J. Mathematical modeling and simulation of hydrotreating reactors: cocurrent versus countercurrent operations // Appl. Cat. A: General. – 2007. – № 332. – P. 8–21. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apcata.2007.07.028>
27. Mederos F.S., Ancheyta J., Elizalde I. Dynamic modeling and simulation of hydrotreating of gas oil obtained from heavy crude oil // Appl. Cat. A: General. – 2012. – № 425–426. – P. 13–27. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apcata.2012.02.034>
28. Rodríguez M.A., Ancheyta J. Modeling of Hydrodesulfurization (HDS), Hydrodenitrogenation (HDN), and the Hydrogenation of Aromatics (HDA) in a vacuum gas oil hydrotreater // Energy Fuels. – 2004. – № 18. – P. 789–794. DOI: <https://doi.org/10.1021/ef030172s>
29. Kallinikos L.E., Jess A., Papayannakos N.G. Kinetic study and H2S effect on refractory DBTs desulfurization in a heavy gasoil // Journal of Catalysis. – 2010. – № 269. – P. 169–178. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jcat.2009.11.005>
30. Simulation of hydrotreating of light cycle oil with a system dynamics model / Z. Liu, Y. Zheng, W. Wang, Q. Zhang, L. Jia // Applied Catalysis A: General. – 2008. – № 339. – P. 209–220. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apcata.2008.01.018>

Информация об авторах

Сания Болатовна Аркенова, инженер отделения химической инженерии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. sba5@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-6345-9754>

Елена Николаевна Ивашкина, доктор технических наук, профессор отделения химической инженерии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. ivashkinaen@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0003-3984-1352>

Елизавета Федоровна Гриценко, магистрант отделения химической инженерии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. efg2@tpu.ru

Поступила в редакцию: 11.11.2024

Поступила после рецензирования: 11.02.2025

Принята к публикации: 03.03.2025

REFERENCES

1. Abdullin A.I., Siraev I.R. Hydrocracking as a process for obtaining diesel fuel. *Bulletin of the Technological University*, 2016, vol. 19, no. 10, pp. 41–43. (In Russ.)
2. Moiseev A.V., Maksimov N.M., Solmanov P.S., Tyshchenko V.A. Study of kinetic features of reactions of hydrodesulfurization, hydrodenitrogenation and hydrogenation of heavy oil feedstock compounds on sulfide Ni6PMoW(12-n)/Al2O3 hydrotreating catalysts. *Kinetics and Catalysis*, 2023, vol. 64, no. 2, pp. 189–202. (In Russ.) DOI: <https://doi.org/10.31857/S0453881123020053>
3. Khalikova D.A., Petrov S.M., Bashkirtseva N.Yu. Review of promising technologies for processing heavy high-viscosity oils and natural bitumen. *Bulletin of the Kazan Technological University*, 2013, vol. 16, no. 3, pp. 217–221. (In Russ.)
4. Nadeina K.A., Potapenko O.V., Kazakov M.O. Influence of hydrotreatment depth on product composition of fluid catalytic cracking process for light olefins production. *Catalysis Today*, 2021, vol. 378, pp. 2–9. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.cattod.2021.04.014>
5. Shved M.V., Glushko N.A. The process for hydrotreatment of diesel fuel: chemical basis. *World science: problems and innovations: materials of the XLVII International Scientific and Practical Conference*. Penza, October 30, 2020. Penza, Science and Education (IP Gulyaev G.Yu.) Publ., 2020. pp. 30–34.
6. Zhukov K.G. Environmental aspects of the use of catalytic cracking gasoline and methods for improving its quality. *Electronic scientific journal Oil and Gas Business*, 2019, no. 1, pp. 218–233. (In Russ.) DOI: <https://doi.org/10.17122/ogbus-2019-1-218-233>

7. Gabidullina L.V., Murtazin F.R. Ways to improve the process of hydrotreating diesel fuel. *International scientific journal "Bulletin of Science"*, 2024, vol. 3, no. 5 (74), pp. 1401–1403. (In Russ.)
8. Khamidullina A.I., Ibragimova D.A., Petrov S.M., Zakirova Z.R. Influence of thermal and catalytic production methods on the composition and properties of recovered oil. *Bulletin of the Technological University*, 2015, vol. 18, no. 9, pp. 124–128. (In Russ.)
9. Tomin V.P., Kabyshev V.A. Problems of abnormal processes of salt deposition and corrosion in installations for hydrotreating oil fractions. *Oil and Gas Technologies*, 2009, no. 4 (63), pp. 3–10. (In Russ.)
10. Shemelova O.V. Mathematical modeling in chemical engineering processes. *Bulletin of Science and Practice*, 2018, vol. 4, no. 12, pp. 20–23. (In Russ.) DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.2252778>. article from a Russian-language journal
11. Kapusta D.P. *Molecular dynamics modeling of reactions in hydrated systems*. Cand. Diss. Abstract. Moscow, 2022. 22 p. (In Russ.)
12. Samoilov N.A. Mathematical modeling and optimization of the diesel fuel hydrotreating process. *Theoretical Foundations of Chemical Technology*, 2021, vol. 55, no. 1, pp. 99–109. (In Russ.) DOI: <https://doi.org/10.31857/S0040357120060202>.
13. Samoilov N.A. Specifics of mathematical modeling of complex multicomponent chemical processes. *Industrial processes and technologies*, 2021, vol. 1, no. 1, pp. 37–52. (In Russ.) DOI: <https://doi.org/10.37816/2713-0789-2021-1-1-37-52>.
14. Sudakov D.O. Conversion of nitrogen- and sulfur-containing compounds in the process of hydrotreating vacuum gas oil. *Chemistry and chemical technology in the 21st century. Proc. of the XXIII International scientific and practical conference of students and young scientists named after outstanding chemists L.P. Kulev and N.M. Kizhner*. Tomsk, May 16–19, 2022. Tomsk, TPU Publ., 2022. No. 2, pp. 100–101. (In Russ.)
15. Krivtsova N.I., Sudakov D.O. Evaluation of thermodynamic and kinetic parameters of denitrogenation reactions during hydrotreating. *Oil and Gas Production, Preparation, and Transportation. Proc. of the X International Conference*. Ekaterinburg, October 2–6, 2023. Ekaterinburg, Institute of Petroleum Chemistry SB RAS Publ., 2023. pp. 118–119. (In Russ.)
16. Bessonova N.V., Zirka A.A., Reshetnikov S.I. Mathematical modeling of fuel hydrotreating considering the effect of temperature on catalyst deactivation. *Science. Technologies. Innovations. XV All-Russian Scientific Conference of Young Scientists dedicated to the Year of Science and Technology in Russia*. Novosibirsk, December 06–10, 2021. Novosibirsk, Novosibirsk State Technical University Publ., 2021. P. 3, pp. 17–20. (In Russ.)
17. Babidorich M.I., Demin A.M., Reutova O.A. Using mathematical modeling to generate training data in hydrotreating processes. *International Journal of Open Information Technologies*, 2023, vol. 11, no. 5, pp. 114–118.
18. Pereira Neto A.T., Lucas Fernandes T.C.R., Da Silva H.B. Jr. Three-phase trickle-bed reactor model for industrial hydrotreating processes: CFD and experimental verification. *Fuel Processing Technology*, 2020, no. 208:106496. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2020.106496>
19. Bukhtoyarov V.V., Nekrasov I.S., Tynchenko V.S., Bashmur K.A., Sergienko R.B. Application of predictive machine learning algorithms to oil refining processes within the framework of intelligent automation. *Scientific works of NIPI Neftegaz SOCAR*, 2022, no. S1, pp. 12–20. (In Russ.) DOI: <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI100665>.
20. Atta A., Roy S., Larachi F., Nigam K.D.P. Cyclic operation of trickle bed reactors: a review. *Chemical Engineering Science*, 2014, no. 115, pp. 205–214. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ces.2013.08.038>.
21. Alvarez A., Ancheyta J. Modeling residue hydroprocessing in a multi-fixed-bed reactor system. *Applied Catalysis A: General*, 2008, no. 351, pp. 148–158. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apcata.2008.09.010>
22. Alvarez A., Ancheyta J. Simulation and analysis of different quenching alternatives for an industrial vacuum gasoil hydrotreater. *Chemical Engineering Science*, 2008, vol. 63, pp. 662–673. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ces.2007.10.007>
23. Alvarez A., Ancheyta J., Centeno G., Marroquín G. A modeling study of the effect of reactor configuration on the cycle length of heavy oil fixed-bed hydroprocessing. *Fuel*, 2011, no. 90, pp. 3551–3560. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2011.03.043> 007
24. Jimenez F., Ojeda K., Sanchez E., Kafarov V., Maciel Filho R. Modeling of trickle bed reactor for hydrotreating of vacuum gas oils: effect of kinetic type on reactor modeling. *Computer Aided Chem. Eng.*, 2007, no. 24, pp. 515–520. DOI: [https://doi.org/10.1016/S1570-7946\(07\)80109-X](https://doi.org/10.1016/S1570-7946(07)80109-X)
25. Korsten H., Hoffmann U. Three-phase reactor model for hydrotreating in pilot trickle-bed reactors. *AIChE J.*, 1996, no. 42, pp. 1350–1360. DOI: <https://doi.org/10.1002/aic.690420515> X
26. Mederos F.S., Ancheyta J. Mathematical modeling and simulation of hydrotreating reactors: cocurrent versus countercurrent operations. *Appl. Cat. A: General*, 2007, no. 332, pp. 8–21. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apcata.2007.07.028>
27. Mederos F.S., Ancheyta J., Elizalde I. Dynamic modeling and simulation of hydrotreating of gas oil obtained from heavy crude oil. *Appl. Cat. A: General*, 2012, no. 425–426, pp. 13–27. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apcata.2012.02.034>
28. Rodríguez M.A., Ancheyta J. Modeling of Hydrodesulfurization (HDS), Hydrodenitrogenation (HDN), and the Hydrogenation of Aromatics (HDA) in a vacuum gas oil hydrotreater. *Energy Fuels*, 2004, no. 18, pp. 789–794. DOI: <https://doi.org/10.1021/ef030172s>
29. Kallinikos L.E., Jess A., Papayannakos N.G. Kinetic study and H₂S effect on refractory DBTs desulfurization in a heavy gasoil. *Journal of Catalysis*, 2010, no. 269, pp. 169–178. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jcat.2009.11.005>
30. Liu Z., Zheng Y., Wang W., Zhang Q., Jia L. Simulation of hydrotreating of light cycle oil with a system dynamics model. *Applied Catalysis A: General*, 2008, no. 339, pp. 209–220. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apcata.2008.01.018>

Information about the authors

Saniia B. Arkenova, Engineer, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. sba5@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-6345-9754>

Elena N. Ivashkina, Cand. Sc., Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. ivashkinaen@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0003-3984-1352>

Elizaveta F. Gritsenko, Master Student, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. efg2@tpu.ru

Received: 11.11.2024

Revised: 11.02.2025

Accepted: 03.03.2025

УДК 504.3.054

DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4984

Шифр специальности ВАК: 1.6.21

Динамика пылевой нагрузки и химического состава снегового покрова в районе расположения предприятий теплоэнергетики и коксохимии (на примере г. Кемерово)

В.Д. Новикова[✉], А.В. Таловская, Е.Г. Язиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

[✉]vdk10@tpu.ru

Аннотация. Актуальность исследования обусловлена необходимостью изучения аэробиогенной нагрузки на территории, прилегающие к предприятиям угольной теплоэнергетики и коксохимии, которые являются одним из основных источников поступления твердых частиц в окружающую среду. Цель: оценка эколого-геохимического состояния района размещения теплоэлектростанции и коксохимического производства по данным многолетних (2016–2023 гг.) наблюдений уровня пылевой нагрузки и химического состава твердой фазы снегового покрова (на примере г. Кемерово). Объекты: твердая фаза снегового покрова, сформированная атмосферными выпадениями, в зоне переноса выбросов на расстоянии до 4,5 км от теплоэлектростанции и коксохимического производства. Методы: снегогеохимическая съемка; инструментальный нейтронно-активационный анализ; метод атомно-абсорбционной спектрометрии; эколого-геохимические и статистические методы. Результаты и выводы. Уровень пылевой нагрузки изменяется от низкого (менее 250 мг/(м²·сут.)) до среднего (250–450 мг/(м²·сут.)) с 2016 по 2023 гг. Выявлена корреляционная зависимость между пылевой нагрузкой и метеопараметрами. Рост пылевой нагрузки связан с увеличением относительной влажности воздуха и количества осадков и со снижением скорости ветра в зимние сезоны. По мере удаления от предприятий наблюдается статистически достоверный низкий уровень пылевой нагрузки на расстоянии до 1 км (в среднем 245 мг/(м²·сут.)), а в пределах 1,5–4,5 км уровень пылевой нагрузки увеличивается (в среднем 381 мг/(м²·сут.)), что может быть связано с влиянием природно-антропогенных факторов. В твердой фазе снегового покрова наиболее интенсивно концентрируются Ba, La, Sm, Tb, Yb, U (выше фона более 10 раз), менее интенсивно – Ca, Sc, Sr, Cs, Ce, Nd, Hf, Ta, Hg, Th (выше фона в 2–10 раз), обуславливающие высокий уровень загрязнения в 2016 и 2022 гг. и средний в 2023 г. Концентрация данных элементов не изменяется на протяжении периода наблюдений, что позволяет рассматривать их как индикаторную группу элементов в твердой фазе снега на изучаемой территории. Статистически достоверно установлено, что на формирование геохимической специфики твердой фазы снега влияют состав угля и золы уноса, объемы потребления топлива и метеопараметры (температура воздуха, скорость ветра, относительная влажность воздуха, количество осадков).

Ключевые слова: снеговой покров, редкоземельные и радиоактивные элементы, тяжелые металлы, метеопараметры, твердые частицы, теплоэлектростанция, коксохимическое производство

Благодарности. Авторы выражают благодарность аналитикам Александру Федоровичу Судыко и Ларисе Васильевне Богутской за выполнение аналитических работ методом инструментального нейтронно-активационного анализа, кандидату химических наук, доценту отделения геологии Томского политехнического университета Нине Александровне Осиповой за консультирование в процессе определения концентрации ртути в пробах, Екатерине Анатольевне Филимоненко и Дарье Анатольевне Першиной за содействие в 2016 г. в отборе проб снегового покрова, доктору геологу-минералогических наук, профессору отделения геологии Томского политехнического университета Сергею Ивановичу Арбузову за предоставление материалов о составе угля для выполнения сравнительного анализа. Исследования выполнены в НИ Томском политехническом университете в рамках программы повышения конкурентоспособности Томского политехнического университета среди ведущих мировых исследовательских центров. Работа выполнена с использованием оборудования центра коллективного пользования Учебно-научный центр «Исследовательский ядерный реактор» и Международный инновационный научно-образовательный центр «Урановая геология» имени Л.П. Рихванова Томского политехнического университета.

Для цитирования: Новикова В.Д., Таловская А.В., Язиков Е.Г. Динамика пылевой нагрузки и химического состава снегового покрова в районе расположения предприятий теплоэнергетики и коксохимии (на примере г. Кемерово) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 3. – С. 193–207. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4984

UDC 504.3.054
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4984

Dynamics of particulate load and chemical composition of snow cover in the area of thermal power and coke chemistry enterprises (case for the city of Kemerovo)

V.D. Novikova[✉], A.V. Talovskaya, E.G. Yazikov

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

[✉]vdk10@tpu.ru

Abstract. Relevance. The necessity to investigate aerotechnogenic pollution around coal-fired thermal power and coke-chemical processing plant, which are one of the main sources of particulate matter emissions into the environment. **Aim.** To assess the eco-geochemical conditions of the area around the thermal power station and coke-chemical processing plant based on long-term observations (2016–2023) of particulate load levels and the chemical composition of the particulate phase of snow cover (the case of Kemerovo). **Objects.** The particulate phase of the snow cover formed by atmospheric precipitation in the area of pollutant transfer at a distance of up to 4.5 km from the studied plants. **Methods.** Snow geochemical survey; instrumental neutron activation analysis; atomic absorption spectrometry; statistical analysis. **Results.** The particulate load level ranges from allowable ($\leq 250 \text{ mg}/(\text{m}^2 \cdot \text{day})$) to moderately hazardous (250–450 $\text{mg}/(\text{m}^2 \cdot \text{day})$) during the study period. A correlation exists between particulate load and meteorological factors, with increased loads linked to higher humidity, precipitation, and lower wind speeds in winter. The particulate load is statistically lower within 1 km ($\sim 245 \text{ mg}/(\text{m}^2 \cdot \text{day})$), while levels rise to 381 $\text{mg}/(\text{m}^2 \cdot \text{day})$ between 1.5 and 4.5 km, effected by natural and anthropogenic factors. The snow cover particulate phase shows high Ba, La, Sm, Tb, Yb, U concentration (over 10 times background levels), while Ca, Sc, Sr, Cs, Ce, Nd, Hf, Ta, Hg concentration are 2–10 times above background. This indicates hazardous pollution levels in 2016 and 2022 and moderately hazardous level in 2023. The concentrations of these elements remained unchanged throughout the study period, which allows them to be used as markers for the particulate phases of the snow cover in this area. Interestingly, it was found that the formation of geochemical specifics in particulate snow cover is related to coal composition, fly ash composition, fuel consumption volume, and meteorological factors.

Keywords: snow cover, rare-earth and radioactive elements, heavy metals, meteorological parameters, particulate matter, thermal power plant, coke-chemical processing plant

Acknowledgements: The authors express their gratitude to analysts Aleksandr F. Sudyko and Larisa V. Bogutskaya for their analytical work using instrumental neutron activation analysis. We also thank Nina A. Osipova, Cand. Sc., Associate Professor of the Geology Department at Tomsk Polytechnic University, for her consulting when determining mercury concentration in our samples. Additionally, we extend our thanks to Ekaterina A. Filimonenko and Darya A. Pershina for their assistance in sampling the snow cover in 2016. Finally, we acknowledge the contribution of Sergey I. Arbuzov, Dr. Sc., Professor of the Geology Department at Tomsk Polytechnic University, who provided us with materials on coal composition for our comparative analysis. This research was conducted at the National Research Tomsk Polytechnic University as part of our program to enhance the competitiveness of Tomsk Polytechnic University among the world's leading research institutions. The work was carried out using the equipment provided by the center for shared use of the Educational and Scientific Center "Nuclear Research Reactor" and the International Innovative Science and Education Center "Uranium Geology", named after L.P. Rikhvanov, at Tomsk Polytechnic University.

For citation: Novikova V.D., Talovskaya A.V., Yazikov E.G. Dynamics of particulate load and chemical composition of snow cover in the area of thermal power and coke chemistry enterprises (case for the city of Kemerovo). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 3, pp. 193–207. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4984

Введение

Уголь играет значительную роль в мировой энергетике и остается одним из самых востребованных и используемых топливом. Сжигание угля на предприятиях теплоэнергетики является одним из основных источников атмосферного загрязнения [1].

Выбросы, связанные со сжиганием и переработкой угля, содержат большой объем пыли, разнооб-

разные химические элементы и соединения, которые могут оказывать негативное воздействие на здоровье человека и экосистемы [2–5].

В последние десятилетия ученые уделяют особое внимание изучению тяжелых металлов в твердых частицах атмосферного воздуха в районах расположения угольных теплоэлектростанций и коксохимических предприятий. Например, по данным [6],

кларки концентрации ртути в технологической пыли коксохимического производства достигали 1000 и более единиц, а в технологической пыли (до очистки) коксохимического завода (г. Видное) уровни ее составляли 50 мг/кг. Повышенный пылевыброс, характерный для данного производства, определяет потенциальную опасность загрязнения среды обитания ртутью в районах размещения коксовых заводов [7]. Выбросы теплоэлектростанции также являются источниками поступления ртути [8]. Кроме того, известны работы об исследовании образования и характеристик мелких частиц, на которых концентрируются мышьяк и селен [9]. Существуют работы по изучению полициклических ароматических углеводородов (ПАУ), концентрирующихся на твердых частицах в атмосферном воздухе и почвах, поступающих от сжигания угля как на теплоэлектростанциях, так и из коксовых печей [10, 11].

Снеговой покров используется многими учеными в исследованиях пылеаэрозольных частиц, позволяя определять их количество, особенности химического состава и пространственного распределения [12–19]. Также по данным изучения снегового покрова можно выявлять пространственные ореолы загрязнения и определять загрязнение территории в конкретный зимний период с устойчивым снеговым покровом [20]. Интенсивность загрязнения снегового покрова позволяет определить количество загрязнителей, поступающих во время снеготаяния в поверхностные воды и почвы [21].

В опубликованных исследованиях о районах, подверженных влиянию угольных ТЭЦ, акцент сделан на анализе концентрации полициклических ароматических углеводородов, макроэлементов и тяжелых металлов I, II и III классов опасности в снеговом покрове. Однако значительно меньше внимания уделено изучению уровней концентрации радиоактивных и редкоземельных элементов в снеговом покрове.

По результатам многолетних исследований авторов из г. Томска отмечается, что в составе нерастворимой фракции снежного покрова в окрестностях теплоэлектростанции специфичными элементами являются Na, Ba, Sb, La, Sm, Yb, Lu, U, Ta, Bi, W, As, Fe, Sr [22]. Также авторами [23] установлено, что тяжелые металлы, редкоземельные, редкие и радиоактивные элементы концентрируются преимущественно в твердом осадке снега и только небольшая часть переходит в раствор.

Анализ данных о снеговом покрове [24–26], собранных в процессе мониторинга в районе ТЭЦ г. Новосибирска, подтвердил наличие устойчивых полей аэрозольного загрязнения в данной местности.

В Кемеровской области, которая является основным регионом по добыче угля в стране [27], выполнялись исследования о воздействии уголь-

ных предприятий на окружающую среду и на здоровье человека [28–31]. Город Кемерово, административный центр области, характеризуется наличием промышленных предприятий, которые оказывают негативное воздействие на окружающую среду [32]. В городе функционируют предприятия теплоэнергетики, коксохимические и химические предприятия, расположенные равномерно в Центральном районе города. Вокруг этого района находится значительное количество жилых массивов. По официальным данным в атмосферном воздухе города периодически наблюдаются превышения ПДК для таких веществ, как бенз(а)пирен, аммиак, взвешенные вещества, водород хлористый, оксид и диоксид азота, диоксид серы, оксид углерода, металлов, углерод (сажи), фенол и формальдегид [32]. Например, в отдельные зимние периоды (2016, 2022, 2023 гг.) среднегодовые концентрации взвешенных веществ фиксировались на уровне ПДКс.с. Изучение токсичности выбросов (угольная пыль, сажа, нафталин, аммиак, сероводород, цианистый водород, бензол, фенол, пиридин) коксохимического производства происходило в период с 1990 по 2000 гг. [33, 34].

Эколого-геохимическая обстановка на территории г. Кемерово изучалась в отдельных районах в разные периоды 1980–1990-х [30] и начала 2000-х гг. [35]. В этих исследованиях фиксировался недостаток данных о масштабе и характере аэротехногенного воздействия предприятий сжигания и переработки угля на основе анализа снегового покрова.

Данная работа направлена на оценку эколого-геохимического состояния района размещения теплоэлектростанции и коксохимического производства в г. Кемерово по данным многолетних (2016–2023 гг.) наблюдений уровня пылевой нагрузки и химического состава твердой фазы снегового покрова с учетом метеорологических параметров, потребления топлива на теплоэлектростанции, химического состава используемого угля и золы уноса.

Материалы и методы

Исследование проводилось на основе проб, отобранных в районе расположения коксохимического завода и теплоэлектростанции г. Кемерово (Россия) в зимние сезоны 2016, 2020, 2022 и 2023 гг. Всего было отобрано 68 проб снегового покрова. Отбор и подготовка проб снегового покрова проводились в соответствии с методическими рекомендациями [36]. Пункты отбора проб размещались в северном, северо-восточном и юго-западном направлениях от предприятий с учетом: 1) преобладающего направления ветра (юго-запад); 2) высоты дымовых труб предприятий; 3) доступности к точке отбора; 4) удаленности от автодорог на 20–25 м и локальных источников загрязнения.

Пробы снегового покрова отбирались на всю глубину снежного покрова за исключением 5 см над почвой, чтобы предотвратить попадание почвы в сугробы. Отбор происходил с помощью пластмассовой лопаты. Отобранные пробы помещались в пластиковые пакеты и завязывались с бирками, на которых были номера проб. После отбора каждой пробы проводилось измерение площади пробоотбора с помощью мерной рулетки.

Отобранные пробы снегового покрова доставлялись в лабораторию, где было проведено несколько этапов пробоподготовки: 1. декантация части снеготалой воды, которая представляет «чистую, без осадка» воду; 2. фильтрация оставшейся части снеготалой воды с осадком через беззольный фильтр типа «синяя» лента; 3. просушивание фильтра с осадком (твердой фазой) при комнатной температуре; 4. просеивание твердой фазы для исключения крупных примесей; 5 взвешивание проб для получения данных о массе твердой фазы.

Анализ проб твердой фазы снегового покрова проводился с использованием современных методов анализа в лабораториях Международного инновационного научно-образовательного центра «Урановая геология» на базе отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета. Анализ содержания ртути в пробах реализовывался методом атомно-абсорбционной спектрометрии на анализаторе ртути РА-915М с приставкой ПИРО-915+ (предел обнаружения Hg 5 нг/г).

Исследование элементного состава проб проводилось методом инструментального нейтронно-активационного анализа (ИНАА) на исследовательском реакторе ИРТ-Т при Томском политехническом университете. ИНАА определяет содержание 26 химических элементов в пробах (Ca, Na, Fe, As, Zn, Nd, Cr, Co, Sb, Br, Ba, Rb, Cs, Sr, Hf, Ta, Sc, Tb, Sm, Eu, La, Ce, Yb, Lu, U, Th). Пробы были облучены тепловыми нейтронами с плотностью потока в канале облучения $2 \cdot 10^{13}$ нейтр/($cm^2 \cdot s$).

По данным снегового опробования производился расчет показателей загрязнения территории, по публикации некоторых авторов [36, 37].

Пылевая нагрузка (P_n) рассчитывалась по формуле (1):

$$P_n = \frac{P_0}{S \cdot t}, \quad (1)$$

где P_0 – вес твердой фазы снега, мг; S – площадь сугроба, m^2 ; t – количество суток от начала снегостава до дня отбора проб.

Полученные значения P_n оценивают уровни загрязнения территории по градациям, представленным в [36–39] (табл. 1).

Таблица 1. Градация уровней загрязнения территории по уровню пылевой нагрузки (P_n) и суммарного показателя загрязнения (Z_c)

Table 1. Gradation of pollution levels of the territory according to the level of particulate load (P_n) and the total pollution index (Z_c)

Уровень загрязнения Pollution level [36–39]	P_n , мг/($m^2 \cdot$ сут.) mg/($m^2 \cdot$ day)	Z_c
Низкий/Allowable	100–250	менее 64 less than 64
Средний/Moderately hazardous	250–450	64–128
Высокий/Hazardous	450–850	128–256
Очень высокий Highly hazardous	≥850	более 256 more than 256

Коэффициент концентрации (K_c) для каждого химического элемента рассчитывался по формуле (2):

$$K_c = \frac{C}{C_\Phi}, \quad (2)$$

где C – содержание элемента в пробе, мг/кг; C_Φ – фоновая концентрация элемента, мг/кг. Фоновые концентрации элементов приняты по [13, 40, 41].

После расчета K_c составлялся геохимический ассоциативный ряд элементов с наибольшими коэффициентами концентрации в порядке убывания, что характеризует аномальность содержания химических элементов в пробах.

Суммарный показатель загрязнения (Z_c) снегового покрова изучаемыми химическими элементами рассчитывался по формуле (3):

$$Z_c = \sum K_c - (n - 1), \quad (3)$$

где n – число элементов, имеющих $K_c > 1,5$ с учетом флуктуации фона.

Выполнялось сравнение средних уровней накопления химических элементов также с кларком земной коры [42–45] и кларком ноосфера [46, 47], что отражено в виде фактора обогащения (репер скандий) (ФО) (4) и кларка концентрации (KK) (5), соответственно

$$\Phi O = \frac{(C_x/C_{Sc})_{TOC}}{(C_x/C_{Sc})_{z.k.}}, \quad (4)$$

где C_x – содержание химического элемента в твердой фазе снега и кларк этого химического элемента в земной коре (з.к.), мг/кг; C_{Sc} – содержание скандия в твердой фазе снега и кларк скандия в земной коре (з.к.), мг/кг.

$$KK = \frac{C}{K}, \quad (5)$$

где C – содержание химического элемента в твердой фазе снега, мг/кг; K – кларк ноосфера [46, 47].

Анализ и обработка полученных данных проводились с использованием программного комплекса Statistica.

В твердой фазе снега выявление ассоциаций химических элементов и установление геохимических связей между твердой фазой, углем (данные предоставлены профессором ТПУ С.И. Арбузовым) и золой уноса (данные автора), метеорологическими параметрами (температура воздуха, скорость ветра, относительная влажность воздуха, количество осадков из метеобазы [48]), потреблением топлива на ГРЭС [49] происходило с помощью корреляционного и кластерного анализа (коэффициент корреляции Пирсона и Спирмена). В дополнение к анализу по элементному составу проб использовался факторный метод. Для проведения корреляционного, кластерного и факторного анализа все значения были стандартизированы.

С помощью коэффициента корреляции (r) мы смогли узнать силу корреляционных взаимосвязей в выборках, где по принятым шкалам, оценки Харрингтона, признак очень слабой взаимосвязи соответствует менее 0,2, признак слабой связи соответствует диапазону 0,2–0,37, средняя взаимосвязь относится к значениям в границах 0,37–0,63, к высокой корреляционной связи относятся значения от 0,63 до 0,8, а к очень высокой взаимосвязи относятся значения в диапазоне 0,8–1 [50].

Результаты и обсуждения

Уровень пылевой нагрузки

На рис. 1 приведены данные по динамике уровня пылевой нагрузки в зимние периоды наблюдений 2016, 2022, 2023 гг. Определен низкий уровень пылевого загрязнения снегового покрова в 2016 г. по градации, показанной в табл. 1. В 2022 и 2023 гг. сформирован средний уровень загрязнения.

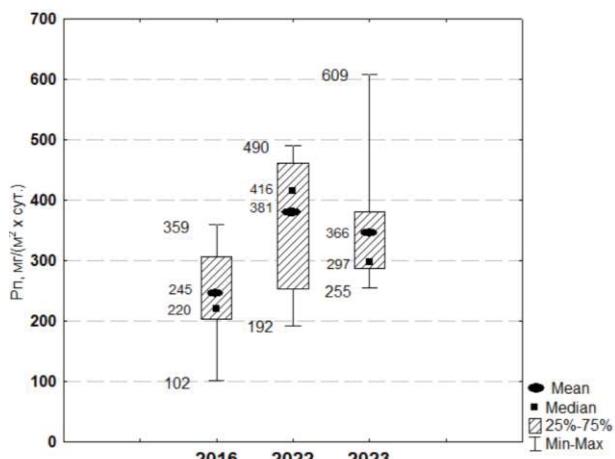


Рис. 1. Диаграмма размаха уровней пылевой нагрузки в 2016, 2022 и 2023 гг. по данным исследования снегового покрова в зоне влияния предприятий теплоэнергетики и коксохимии

Fig. 1. Diagram of the range of particulate load level in 2016, 2022 and 2023 according to a study of snow cover around thermal power plant and coke-chemical processing plant

По результатам корреляционного анализа метеопараметры оказали влияние на формирование пылевой нагрузки в течение периода наблюдений. Определена статистически высоко значимая корреляционная зависимость между пылевой нагрузкой, относительной влажностью воздуха и осадками (табл. 2). Отрицательная корреляционная связь выявлена между пылевой нагрузкой и скоростью ветра, что указывает на повышение пылевой нагрузки с 2016 по 2023 гг. при снижении скорости ветра в этот период. Между пылевой нагрузкой и температурой воздуха корреляционная связь не была выделена.

Таблица 2. Коэффициенты корреляции (r) в системе «пылевая нагрузка – метеопараметры»

Table 2. Correlation coefficients (r) in the "particulate load – meteorological parameters" system

Пылевая нагрузка (Pn, мг/(м ² ·сут.)) – метеопараметры Particulate load (Pn, mg/(m ² *day)) – meteorological parameters	Значения r r value	Тип связи Type of connection
Pn – Температура воздуха Temperature (°C)	0,2	Слабая/Low
Pn – Скорость ветра (м/с) Wind speed (m/sec)	-0,69	
Pn – Относительная влажность воздуха (г/м ³) Humidity (gr/m ³)	0,75	Высокая/High
Pn – Сумма осадков (мм) Precipitation amount (mm)	0,87	Очень высокая Very high

Определено, что в 2016 г. в исследуемом районе уровень пылевой нагрузки был статистически достоверно низким из-за небольшого количества осадков и высокой скорости ветра в сравнении с другими годами. В 2022 г. уровень нагрузки значительно превысил показатели других периодов наблюдений, поскольку зимнее количество осадков оказалось более высоким (2016 г. – 130 мм, 2022 г. – 155 мм, 2023 г. – 140 мм [48]).

В работах [51–54] показано, что в условиях высокой относительной влажности воздуха твердые частицы сильнее коагулируются, что приводит к быстрому осаждению загрязняющих веществ, и вымываются осадками.

Определены статистически значимые высокие значения пылевой нагрузки в северном и северо-восточном (подветренных) направлениях от изучаемых предприятий по сравнению с нагрузкой в юго-западной (наветренной) стороне.

В северном и северо-восточном направлениях от предприятий наблюдается увеличение пылевой нагрузки по мере удаления от границ предприятий до 4,5 км. Статистически значимо низкие значения пылевой нагрузки отмечаются на расстоянии до 1 км (рис. 2).

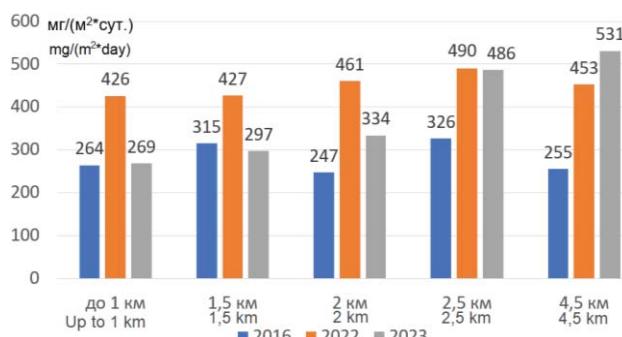


Рис. 2. Диаграмма распределения пылевой нагрузки по мере удаления от промышленных предприятий

Fig. 2. Diagram of the distribution of particulate load as it moves away from the industries

С подветренной стороны на расстоянии до 1 км от предприятий расположена долина реки Томи. Исследования, проведенные учеными [26], продемонстрировали изменения в направлениях и скоростях ветра, которые могут влиять как на накопление, так и на транспортировку загрязняющих веществ в нижних слоях атмосферы на территориях, прилегающих к крупным рекам.

В север-северо-восточном направлении на расстоянии от 1,5 до 2 км наблюдается увеличение уровня пылевой нагрузки (среднее 346 мг/(м²*сут.)). Это связано с расположением в этом районе исследования низкоэтажной застройки, такой, как частный сектор. Стоит отметить, что на данном расстоянии расположена также лесопарковая зона с древесной растительностью, которая способствует более интенсивному накоплению пыли в снеговом покрове под кронами деревьев [55–57].

На расстоянии 2,5–4,5 км от предприятий в зоне расположения высокотажной застройки уровень пылевой нагрузки возрастает в 1,5 раза и в среднем составляет 434 мг/(м²*сут.). Высокотажная застройка является барьером для переноса пылевых частиц, что способствует их наибольшему осаждению на снеговой покров в данном районе. В работах [36, 58] показано, что высотная застройка городов формирует особый микроклимат и «городской каньон». Это приводит к турбулентным колебаниям скорости ветра и создает геохимическую неоднородность за счет перераспределения потоков атмосферных загрязняющих веществ и формирования зон седиментации в городских почвах и других средах осаждения [36].

В зоне влияния исследуемых предприятий до 2,5 км не исключается дополнительный вклад локальных источников в формирование уровня пылевой нагрузки, таких как печное отопление в частном секторе. Наши исследования показали, что уровень пылевой нагрузки статистически значимо ниже в 3–7 раз в частном секторе с печным отопле-

нием (среднее 61 мг/(м²*сут.)) и жилом районе с высотной застройкой, расположенных в южной и юго-восточной частях города вне зоны влияния изучаемых предприятий (среднее 146 мг/(м²*сут.)). Это свидетельствует о незначительном влиянии печного отопления на общую пылевую нагрузку.

Немаловажный вклад в распределение пылевой нагрузки в районе исследования вносит высота дымовых труб на изучаемых предприятиях. Предприятие теплоэнергетики имеет высоту труб от 180 до 210 м, и перенос загрязняющих веществ в атмосфере может достигать 5 км [59]. Для предприятия коксохимии характерна небольшая высота труб (до 80 м), что способствует оседанию веществ вблизи источников [60]. Поэтому подфакельная площадь загрязнения снегового покрова вблизи завода, вероятно, будет выше, чем на дальних расстояниях.

Средняя величина пылевой нагрузки вблизи предприятий теплоэнергетики и коксохимии (331 мг/(м²*сут.)) более чем в 3 раза выше пылевой нагрузки на схожих территориях в г. Москве (27 мг/(м²*сут.) [36]), Новосибирске (98 мг/(м²*сут.) [25]), Томске (56 мг/(м²*сут.) [41]), Тобольске (17 мг/(м²*сут.) [61]), близко к уровню в г. Улан-Удэ (331 мг/(м²*сут.) [62]).

Химический состав твердой фазы снегового покрова

Числовые характеристики коэффициентов концентраций химических элементов в период с 2016 по 2023 гг. в пробах твердой фазы снега в зоне воздействия предприятий теплоэнергетики и коксохимии г. Кемерово представлены на диаграмме размаха (рис. 3).

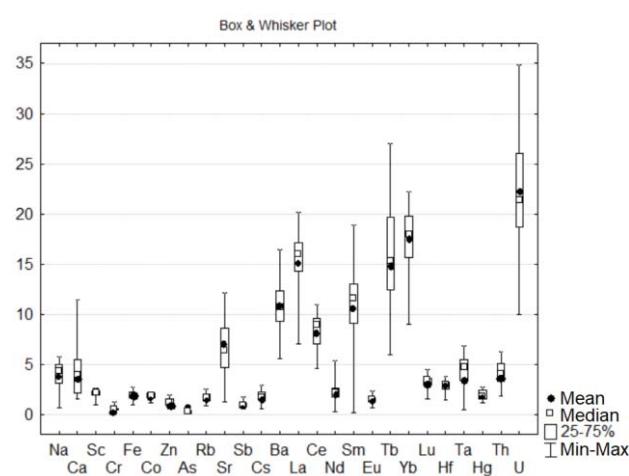


Рис. 3. Диаграмма размаха коэффициентов концентраций химических элементов в твердой фазе снегового покрова в период с 2016 по 2023 гг.

Fig. 3. Diagram of the range of concentration coefficient of chemical elements in the particulate phase of the snow cover in the period from 2016 to 2023

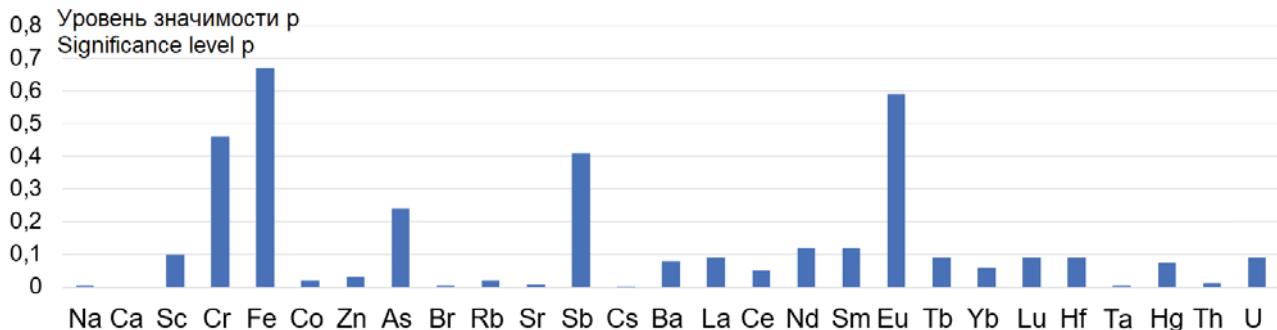


Рис. 4. Уровень значимости различия выборок p по содержанию химических элементов в пробах (с 2016 по 2023 гг., статистический критерий Краскела–Уолиса)

Fig. 4. Significance level of the difference in p samples in terms of the content of chemical elements in the samples (from 2016 to 2023, the statistical criterion of Kraskel–Wallis)

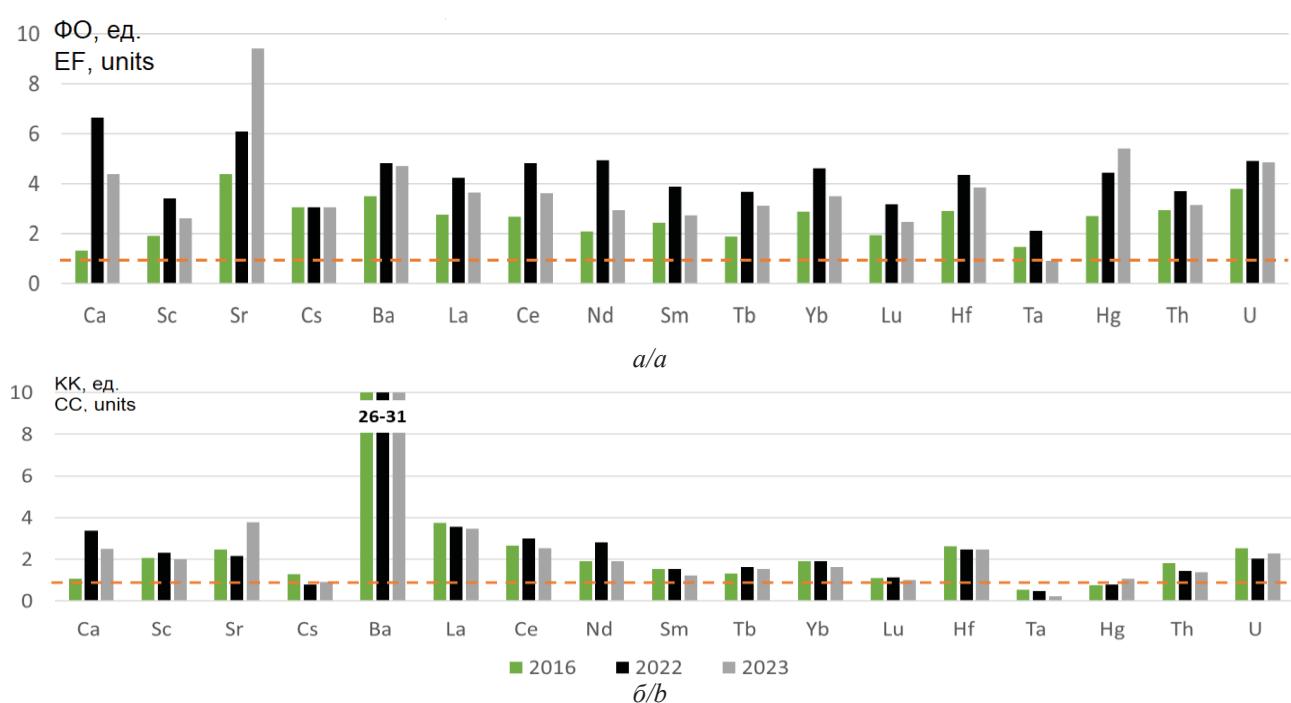


Рис. 5. Диаграммы содержания элементов в пробах относительно кларков земной коры и ноосфера: а) фактор обогащения; б) кларк концентрации в зоне воздействия предприятий теплоэнергетики и коксохимии в период с 2016 по 2023 гг.

Fig. 5. Diagrams of element content in the samples relative to clark of Earth crust and noosphere: a) enrichment factor; b) clark of concentration in the impacted area around the thermal power plant and coke-chemical processing plant for 2016–2023

По критерию Краскела–Уолиса концентрации Ca, Sc, Sr, Cs, Ba, La, Ce, Nd, Sm, Tb, Yb, Lu, Hf, Ta, Hg, Th, U в твердой фазе снегового покрова статистически достоверного не различаются (при $p \geq 0,1$) на протяжении 2016, 2022 и 2023 гг. (рис. 4). В динамике геохимических особенностей состава твердой фазы снегового покрова концентрации данного спектра элементов остаются повышенными относительно фона, кларка земной коры и кларка ноосфера от 2 до 25 раз (рис. 4, 5).

В зоне воздействия предприятий теплоэнергетики и коксохимии на протяжении 2016, 2022 и 2023 гг. по

значениям коэффициентов концентраций элементов была выявлена степень интенсивности накопления элементов в твердой фазе снега (табл. 3). Наиболее интенсивно ($Kc > 10$) концентрируются в твердой фазе снега такие элементы, как Ba, La, Sm, Tb, Yb, U. Менее интенсивно ($Kc = 2–10$) концентрируются в пробах Ca, Sc, Sr, Cs, Ce, Nd, Hf, Ta, Hg, Th. Близко к фоновым концентрациями ($Kc < 1,5$) выделяются Cr, Fe, Co, Zn, As, Rb, Sb, Cs, Eu. Данный геохимический спектр элементов формирует высокий уровень загрязнения в 2016 и 2022 гг. по градации в табл. 3. Средний уровень загрязнения отмечается в 2023 г.

Таблица 3. Геохимические ряды химических элементов в твердой фазе снегового покрова и суммарный показатель загрязнения (Z_c) в зоне воздействия предприятий теплоэнергетики и коксохимии в период с 2016 по 2023 гг.

Table 3. *Geochemical rows of chemical elements in the particulate phase of snow cover and the total pollution index (Z_c) in the impacted area around the thermal power plant and coke-chemical processing plant in the period from 2016 to 2023*

Год Year	Геохимические ряды по коэффициентам концентраций (Кс) Geochemical rows according to concentration coefficient (Kc)	Z_c
2016	U₂₄–Yb₁₈–La₁₆–Tb₁₄–Sm₁₂–Ba₁₁–Ce_{8,2}–Sr₆–Ta₅–Th_{4,8}–Lu_{3,3}–Hf₃–Cs_{2,2}–Ca_{2,1}–Nd₂–Sc₂–Hg–Fe_{1,9}–Rb_{1,8}–Co_{1,7}–Eu_{1,4}–Zn_{1,2}–Sb_{0,9}–Cr_{0,5}–As_{0,3}	129
2022	U₁₉–Yb₁₈–Tb₁₇–La₁₅–Sm₁₁–Ba₁₀–Ce_{9,3}–Ca_{6,6}–Sr_{5,2}–Ta_{4,7}–Th_{3,8}–Lu_{3,4}–Nd₃–Hf_{2,8}–Sc_{2,3}–Hg₂–Co_{1,9}–Fe_{1,8}–Eu_{1,4}–Rb_{1,4}–Cs_{1,4}–Zn_{1,3}–Sb_{1,1}–Cr_{0,5}–As_{0,2}	128
2023	U₂₂–Tb₁₆–Yb₁₅–La₁₅–Ba₁₁–Sm_{9,2}–Sr_{9,1}–Ce_{7,9}–Ca_{4,9}–Th_{3,6}–Lu₃–Hf_{2,8}–Hg_{2,6}–Ta_{2,3}–Nd₂–Sc₂–Co₂–Fe_{1,9}–Eu_{1,6}–Rb_{1,6}–Cs_{1,6}–Zn_{1,5}–Sb_{0,9}–Cr_{0,6}–As_{0,3}	122

Примечание: субскрипты – значения Кс; полужирным шрифтом выделены элементы с наиболее интенсивным накоплением; курсивом – с менее интенсивным накоплением; обычным шрифтом – элементы, близкие к фоновым концентрациям.

Note: the subscripts are Kc values; the elements with the most intense accumulation are highlighted in bold; the elements with the least intense accumulation are in italics; the elements close to the background concentrations are in regular font.

Результаты кластерного анализа показали, что в течение трех лет наблюдений формируется устойчивый кластер геохимической ассоциации элементов La-Hf-Yb-Sc-Lu-Ce, что может свидетельствовать о постоянном источнике загрязнения (рис. 6).

По результатам исследований выделена индикаторная группа элементов (Ca, Sc, Sr, Cs, Ba, La, Ce, Nd, Sm, Tb, Yb, Lu, Hf, Ta, Hg, Th, U) в твердой фазе снегового покрова, сохраняющая концентрации в течение периода наблюдений. Стабильность концентрирования группы элементов в пробах связана с составом угля, золы уноса, потреблением топлива на теплоэлектростанции, что подтверждается результатами корреляционного анализа.

Между элементным составом твердой фазы снега, углей, золы уноса и потреблением топлива на ГРЭС выявлена высокая корреляционная зависимость (табл. 4).

Между концентрациями элементов U, Tb, Fe, Eu, Yb, Sr в твердой фазе снега и углях выявлена средняя и высокая корреляционная взаимосвязь. В системе «твёрдая фаза снега – зола уноса – потребление топлива на ГРЭС» отмечается высокая и очень высокая связь для концентрации большинства изучаемых элементов (табл. 4).

Геохимический спектр элементов отражает специфику состава твердой фазы снега в районе изучаемых предприятий и имеет высокую и очень высо-

кую корреляционную связь с составом золы уноса. Кузнецкие угли специализированы на U, Th, лантаноидах, а также содержат тяжелые металлы [63, 64].

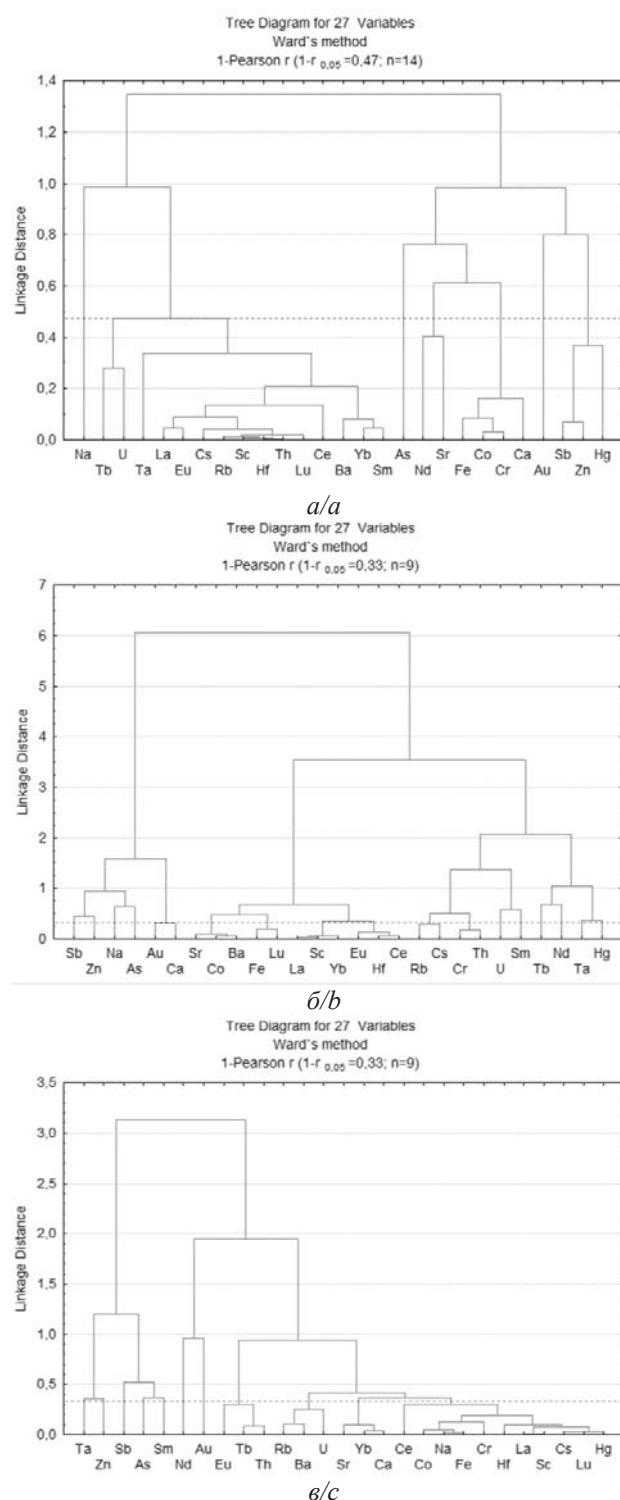


Рис. 6. Дендрограммы корреляционной матрицы геохимического спектра элементов проб твердой фазы снега: а) 2016 г.; б) 2022 г.; в) 2023 г.

Fig. 6. *Dendrogram of the correlation matrix of the geochemical spectrum of elements in the particulate phase of snow cover samples: a) 2016; b) 2022; c) 2023*

Таблица 4. Корреляционная зависимость содержаний элементов в системе «твёрдая фаза снега – уголь – зола уноса – потребление топлива на ГРЭС»

Table 4. Correlation dependence of the element contents in the "particulate phase of snow cover – coal – fly ash – fuel consumption at GRES" system

Значения r^* r^* value	0,2–0,37	0,37–0,63	0,63–0,8	0,8–1
Тип связи* Type of connection	Слабая Low	Средняя Medium	Высокая High	очень высокая Very high
Твёрдая фаза снега – уголь Particulate phase of snow cover – coal				
Элементы Elements	Hf, Ta	Fe, Eu, Tb, U	Sr, Yb	–
Твёрдая фаза снега – зола уноса Particulate phase of snow cover – fly ash				
Элементы Elements	–	Na, As, Rb, Sm	Ca, Sc, Fe, Cs, Ta, Th	Cr, Co, Zn, Sr, Sb, Ba, La, Ce, Nd, Eu, Tb, Yb, Lu, Hf, U
Твёрдая фаза снега – потребление топлива на ГРЭС Particulate phase of snow cover – fuel consumption at GRES				
Элементы Elements	Zn	Cs, La, Ce, Eu, Th	Tb	Na, Ca, Sc, Cr, Fe, Co, As, Rb, Sr, Sb, Ba, Sm, Yb, Ta, Hf, U

Примечание: *вербально-числовая шкала Харрингтона [50].

Note: *Harrington's verbal-numerical scale [50].

В процессе сжигания угля образуется дымовой газ, в котором сопутствующими элементами являются Hg, As, Br. Многие элементы фиксируются в составе тонкодисперсной пылевой фракции выбросов [65].

В снеговом покрове в зоне воздействия ТЭЦ г. Новосибирска для As, Br преобладает растворенная форма, а для K, Ca, Rb, Y, Zr, Nb, Th и др. – взвешенная [66]. В нерастворимой фазе снега г. Иркутска содержатся V, Cr, Fe, Ni, Cu, Sr (>80 % от общего содержания) [67]. Коксохимическое производство является источником эмиссии ртути в окружающую среду [6, 37, 68].

Элементы-индикаторы, выделенные в составе твёрдой фазы снега, отражают сильную положительную корреляционную зависимость от температуры воздуха, скорости ветра и количества осадков. В то же время установлены отрицательные корреляционные связи между содержанием в твёрдой фазе снега Sm, Lu, Yb, Ta, Ce и температурой воздуха; Hg и Sr – со скоростью ветра; Lu, Hf, La, Th, Yb, Ta – с относительной влажностью воздуха; U, Hf, Ba, Cs – с количеством осадков (табл. 5).

Приведены результаты многофакторного анализа по методу главных компонентов для данных за 2016–2023 гг. по концентрациям элементов проб твёрдой фазы снега и метеоданным (табл. 6). Распределение данных по факторам происходит в зависимости от коэффициента корреляции, который превышает 0,7, что доказывает достоверную связь.

Первый фактор обусловлен 70 % дисперсии распределения содержания химических элементов в твёрдой фазе снега и метеопараметров. Второй фактор отвечает за 30 % дисперсии содержания элементов и метеопараметров.

Таблица 5. Корреляционная зависимость элементов-индикаторов в системе «твёрдая фаза снега – метеопараметры»

Table 5. Correlation dependence of indicator elements in the "particulate phase of snow cover – meteorological parameters" system

Элемент Element	Концентрация элемента/Element concentration			
	температура air temperature	скорость wind speed	относительная влажность воздуха humidity	осадки precipitation
Ca	-0,08	-0,5	0,54	0,97
Sc	-0,79	0,3	-0,26	0,84
Sr	1,00	-0,9	0,82	-0,30
Cs	-0,09	0,6	-0,68	-0,91
Ba	0,38	0,2	-0,26	-1,00
La	-0,64	0,9	-0,97	-0,52
Ce	-0,83	0,4	-0,33	0,80
Nd	-0,69	0,2	-0,11	0,91
Sm	-0,98	0,9	0,91	0,1
Tb	0,05	-0,6	0,65	0,92
Yb	-0,98	0,9	-0,89	0,16
Lu	-1	0,9	-0,83	-0,27
Hf	-0,29	0,8	-0,81	-0,80
Ta	-0,93	1,0	-0,97	-0,05
Hg	0,96	-1,0	0,94	-0,04
Th	-0,41	0,8	-0,88	-0,72
U	0,22	0,3	-0,41	-0,99

Примечание: полужирным шрифтом выделены значимые коэффициенты корреляции ($p>0,95$), данные по метеопараметрам [48].

Note: significant correlation coefficients ($p>0.95$) and data on meteorological parameters are highlighted in bold [48].

Таблица 6. Факторный анализ взаимосвязи содержания элементов в твёрдой фазе снежного покрова и метеопараметров

Table 6. Factor analysis of the relationship between the content of elements in the particulate phase of snow cover and meteorological parameters

№ фактора Factor number	Элементы Elements	Переменные, определяющие фактор Variables determining factors	Вес фактора Factor weight, %
1	Na, Cr, Fe , Zn, As, Rb, Sr, Sb, Cs, Tb, Ta	Температура воздуха Temperature Скорость ветра Wind speed	70
2	Ca, Sc, Co, Ba, La, Ce, Nd, Sm, Eu, Yb, Lu, Hf, Th, U	Скорость ветра Wind speed Относительная влажность воздуха Humidity	30

Примечание: полужирным шрифтом выделены индикаторные элементы в твёрдой фазе снега для района исследования.

Note: indicator elements in the particulate phase of snow for the study area are highlighted in bold.

По результатам факторного анализа (табл. 6) была выделена такая же взаимосвязь между температурой воздуха, скоростью ветра, относительной влажностью воздуха и концентрацией элементов в разные периоды наблюдений, что подтверждает влияние метеорологического фактора на формирование геохимических особенностей твердой фазы снегового покрова.

Заключение

Проведенное исследование позволило сделать следующие выводы:

1. В период наблюдений с 2016 по 2023 гг. пылевая нагрузка в среднем варьируется от 245 до 381 $\text{мг}/(\text{м}^2 \cdot \text{сут.})$, что соответствует изменению от низкого до среднего уровня загрязнения. На неоднородность распределения пылевой нагрузки по годам влияют метеопараметры. При увеличении относительной влажности воздуха и количества осадков наблюдается рост пылевой нагрузки, при снижении скорости ветра уровень пылевой нагрузки также возрастает. По мере удаления в северо-восточном направлении от предприятий уровень пылевой нагрузки на расстоянии от 1,5 до 4,5 км выше, чем на территории, находящейся до 1 км от них. Рост пылевой нагрузки с увеличением расстояния от предприятий связан как с природными (ветровые потоки вблизи реки, лесопарковая зона), так и антропогенными (высота застройки зданий) факторами.
2. В твердой фазе снега из 27 изучаемых элементов уровни концентраций 17 элементов (Ca, Sc,

Sr, Cs, Ba, La, Ce, Nd, Sm, Tb, Yb, Lu, Hf, Ta, Hg, Th, U) не изменяются на протяжении периода наблюдений. Превышение фоновых концентраций данных элементов фиксируется от 2 до 24 раз, что отражает геохимическую специфику состава твердой фазы снега на изучаемой территории. На протяжении трех лет в пробах сохраняется устойчивая геохимическая ассоциация с высокими корреляционными взаимосвязями между элементами Sc-La-Ce-Yb-Lu-Hf.

3. Статистически достоверно определено, что концентрации выделенной индикаторной группы элементов в пробах имеют высокую корреляционную связь с составом угля, золы уноса и объемами потребления топлива на ГРЭС, что свидетельствует о влиянии данных факторов на формирование геохимической специфики твердой фазы снега. Дополнительными факторами, влияющими на накопление индикаторной группы элементов в твердой фазе снега, являются такие метеорологические параметры, как температура воздуха, скорость ветра, относительная влажность воздуха и количество осадков.

Таким образом, совокупность природных (метеорологические параметры, городской рельеф местности) и антропогенных (состав и потребление топлива, состав золы уноса, высота жилой постройки и дымовых труб предприятий) факторов оказывает значительное влияние на формирование пылевой нагрузки и геохимической специфики состава твердой фазы снега в районе расположения предприятий теплоэнергетики и коксохимии.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сафонов С.А. Угольная промышленность. Загрязнение окружающей среды при улучшении качественных характеристик угля // Вестник науки и образования. – 2024. – № 3 (146). – С. 16–19.
2. Systematic characterization of selenium speciation in coal fly ash / E. Garcia, P. Liu, S.E. Bone, Y. Wen, Y. Tang // Environmental Science: Processes & Impacts. – 2024. – Vol. 26 (12). – P. 2240–2249. DOI: 10.1039/d4em00398e.
3. A regional study to evaluate the impact of coal-fired power plants on lung cancer incident rates / O. Ige, I. Ratnayake, J. Martinez, S. Pepper, A. Alsup, M. McGuirk, B. Gajewski, D.P. Mudaranthakam // Journal of Cancer Epidemiology and Prevention. – 2024. – Vol. 2 (1). – 2348469. DOI: 10.1080/28322134.2024.2348469.
4. Vig N., Khaiwal R., Mor S. Environmental impacts of Indian coal thermal power plants and associated human health risk to the nearby residential communities: a potential review // Chemosphere. – 2023. – Vol. 341. – 140103. DOI: 10.1016/j.chemosphere.2023.140103.
5. Ревич Б.А. К оценке влияния деятельности ТЭК на качество окружающей среды и здоровье населения // Проблемы прогнозирования. – 2010. – № 4. – С. 87–99.
6. Янин Е.П. Ртуть в пылевых выбросах промышленных предприятий. – М.: ИМГРЭ, 2004. – 24 с.
7. Волох А.А. Опыт контроля за загрязнением атмосферного воздуха металлами и летучими органическими соединениями на городских и фоновых территориях // Геохимические исследования городских агломераций. – М.: ИМГРЭ, 1998. – С. 40–58.
8. Bibliometric analysis on mercury emissions from coal-fired power plants: a systematic review and future prospect / Q. Liu, J. Gao, G. Li, Y. Zheng, R. Li, T. Yue // Environmental Science and Pollution Research. – 2024. – Vol. 31 (13). – P. 19148–19165. DOI: 10.1007/s11356-024-32369-z.
9. Fine particulate-bound arsenic and selenium from coal-fired power plants: Formation, removal and bioaccessibilit / Y. Huang, H. Hu, B. Fu, C. Zou, H. Liu, X. Liu, L. Wang, G. Luo, H. Yao // Science of the Total Environment. – 2022. – 823:153723. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2022.153723.
10. Spatial distribution, environmental behavior, and health risk assessment of PAHs in soils at prototype coking plants in Shanxi, China: stable carbon isotope and molecular composition analyses / X. Liu, X. Tan, X. Li, Y. Cheng, K. Wang // Journal of Hazardous Materials. – 2024. – 468:133802. DOI: 10.1016/j.jhazmat.2024.133802.

11. Emission characteristics of PM2.5 and components of condensable particulate matter from coal-fired industrial plants / Y. Wu, Z. Xu, S. Liu, M. Tang, S. Lu // *Science of the Total Environment*. – 2021. – 796:148782. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2021.148782.
12. Аэрозоли в природных планшетах Сибири / А.П. Бояркина, В.В. Байковский, Н.В. Васильев и др. – Томск: Изд-во ТГУ, 1993. – 157 с.
13. Язиков Е.Г. Экогеохимия урбанизированных территорий юга Западной Сибири: дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – Томск, 2006. – 423 с.
14. Measuring Pb isotope ratios in fresh snow filtrate refines the apportioning of contaminant sources in the Arctic / B. Astray, A. Šípková, D. Baragaño, J. Pechar, R. Krejci, M. Komárek, V. Chrastný // *Environmental Pollution*. – 2024. – Vol. 345. – 123457. DOI: 10.1016/j.envpol.2024.123457.
15. The content and sources of potentially toxic elements in the road dust of Surgut (Russia) / D. Moskovchenko, R. Pozhitkov, A. Soromotin, V. Tyurin // *Atmosphere*. – 2022. – Vol. 13 (30). – P. 1–19. DOI: 10.3390/atmos13010030.
16. Moskovchenko D.V., Pozhitkov R.Y., Soromotin A.V. Snow contamination by metals and metalloids in a polar town: a case study of Nadym, Russia // *Archives of Environmental Contamination and Toxicology*. – 2024. – Vol. 86. – P. 304–324. DOI: 10.1007/s00244-024-01057-x.
17. Dissolved and suspended forms of metals and metalloids in snow cover of megacity: partitioning and deposition rates in western Moscow / D. Vlasov, J. Vasil'chuk, N. Kosheleva, N. Kasimov // *Atmosphere*. – 2020. – Vol. 11 (9). – 907. DOI: 10.3390/atmos11090907.
18. Winter atmospheric deposition of trace elements in the Arkhangelsk region (NW Russia): Insights into environmental effects / D.P. Starodymova, E.I. Kotova, V.P. Shevchenko, K.V. Titova, O.N. Lukyanova // *Atmospheric Pollution Research*. – 2024. – Vol. 15 (12). – 102310. DOI: 10.1016/j.apr.2024.102310.
19. Минералого-геохимические особенности снежного покрова на антропогенно нарушенных территориях Надым-Пурровского междуречья (север Западной Сибири) / А.Ю. Опекунов, М.Г. Опекунова, С.Ю. Кукушкин, С.Ю. Янсон // Вестник Московского университета. – 2024. – Серия 5. География. – № 3. – С. 17–31. DOI: 10.55959/MSU0579-9414.5.79.3.2.
20. Анализ данных наблюдений аэрозольного загрязнения снежного покрова в окрестностях Томска и Северска / В.Ф. Рапута, А.В. Таловская, В.В. Коковкин, Е.Г. Язиков // Оптика атмосферы и океана. – 2011. – Т. 24. – № 1. – С. 74–78.
21. Касимов Н.С. Экогеохимия городских ландшафтов / под ред. Н.С. Касимова. – М.: Изд-во Моск. ун-та, 1995. – 336 с.
22. Таловская А.В., Филимоненко Е.А., Язиков Е.Г. Динамика элементного состава снежного покрова на территории северо-восточной зоны влияния Томск-Северской промышленной агломерации // Оптика атмосферы и океана. – 2014. – Т. 27. – № 6. – С. 491–495.
23. Язиков Е.Г., Таловская А.В., Жорняк Л.В. Минералогия техногенных образований: учебное пособие для академического бакалавриата. – М.: Юрайт, 2016. – 160 с.
24. Методы анализа данных загрязнения снежного покрова в зонах влияния промышленных предприятий (на примере г. Новосибирск / С.Б. Бортникова, В.Ф. Рапута, А.Ю. Девятова, Ф.Н. Юдахин // Геоэкология, инженерная геология, гидрогеология, геокриология. – 2009. – № 6. – С. 515–525.
25. Артамонова С.Ю. Уран и торий в аэрозольных выпадениях г. Новосибирска и его окрестностей (Западная Сибирь) // Известия Томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 7. – С. 212–223. DOI: 10.18799/24131830/2020/7/2731.
26. Леженин А.А., Ярославцева Т.В., Рапута В.Ф. Мониторинг аэрозольного загрязнения снежного покрова на основе наземной и спутниковой информации // Журнал Сибирского федерального университета. Техника и технологии. – 2016. – № 9 (7). – С. 950–959.
27. Распоряжение Правительства РФ от 06.10.2021 N 2816-р. – М: Собр. законодательства РФ, 2021. – 6 с.
28. Дудкина О.А., Минина В.И. Антропогенное загрязнение городов и его влияние на население Кемеровской области // Известия Самарского научного центра РАН. – 2011. – Т. 13. – № 5. – С. 255–258.
29. Заболеваемость населения Кемеровской области раком лёгкого и раком желудка с 1996 г. по 2015 г. / С.А. Ларин, С.А. Мун, В.В. Браиловский, Ю.А. Магарилл, А.Н. Попов, Н.А. Ерёмина // Фундаментальная и клиническая медицина. – 2017. – № 2 (2). – С. 43–51.
30. Некипелый В.Л., Немтина Н.И., Некипелая С.А. Геолого-экологическая карта города Новокузнецка и пригородной зоны: отчет по геолого-экологическим исследованиям города Новокузнецка и пригородной зоны, проведенным в 1993–96 гг. – Новокузнецк: Изд-во ТОО «Кузбасскогоеоцентр», 1998. – Т. 2. – 557 с.
31. Загрязнение снежного покрова полициклическими ароматическими углеводородами и токсичными элементами на примере г. Новокузнецка / Н.В. Журавлева, Р.Р. Потокина, З.Р. Исмагилов, Е.Р. Хабибулина // Химия в интересах устойчивого развития. – 2014. – Т. 22. – № 5. – С. 445–454.
32. Доклад о состоянии и охране окружающей среды Кемеровской области в 2020 и 2023 году. – Кемерово, 2023. URL: <http://kuzbasseco.ru/doklady/o-sostoyanii-okrughayushchey-sredy-kemerovskoj-oblasti/> (дата обращения 20.05.2024).
33. Защита атмосферы при модернизации коксохимического завода / Б.Д. Зубицкий, В.Б. Ляпин, А.И. Гаус, В.Г. Назаров // Кокс и химия. – 1997. – № 4. – С. 37–39.
34. Эколого-гигиенические проблемы городов с развитой химической промышленностью / А.П. Михайлук, В.Н. Зайцев, С.В. Иванов, Б.Д. Зубицкий. – Новосибирск: ЦЭРИС, 1997. – 191 с.
35. Журавлев Н.М., Клем-Мусатова И.К., Чурашев В.Н. Оценка влияния предприятий Сибири и Дальнего Востока на окружающую среду // Регион: Экономика и социология. – 2002. – № 4. – С.88–102.
36. Геохимия снежного покрова в Восточном округе Москвы / Н.С. Касимов, Н.В. Кошелева, Д.В. Власов, Е.В. Терская // Вестник Московского университета. Сер. 5: География. – 2012. – № 4. – С. 14–24.
37. Геохимия окружающей среды / Ю.Е. Саэт, Б.А. Ревич, Е.П. Янин и др. – М.: Изд-во «Недра», 1990. – 335 с.
38. Методические рекомендации по геохимической оценке загрязнения территории городов химическими элементами / Б.А. Ревич, Ю.И. Саэт, Р.С. Смирнова, Е.П. Сорокина. – М.: ИМГРЭ, 1982. – 111 с.

39. Методические рекомендации по оценке степени загрязнения атмосферного воздуха населенных пунктов металлами по их содержанию в снежном покрове и почве: утв. Гл. государственным санитарным врачом СССР от 15.05.1990 г., № 5174-90. – М.: ИМГРЭ, 1990. – 17 с.

40. Шатилов А.Ю. Вещественный состав и геохимическая характеристика атмосферных выпадений на территории Обского бассейна: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Томск, 2001. – 24 с.

41. Таловская А.В. Экогеохимия атмосферных аэрозолей на урбанизированных территориях юга Сибири (по данным изучения состава нерастворимого осадка снегового покрова): дисс. ... д-ра геол.-минерал. наук. – Томск, 2022. – 373 с.

42. Wedepohl K.H. The composition of the continental crust // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1995. – Vol. 59. – № 7. – P. 1217–1232. DOI: 10.1016/0016-7037(95)00038-2.

43. Rudnick R.L., Gao S. Composition of the continental crust // *Treatise on geochemistry*. – Elsevier Science. – 2003. – Vol. 3. – P. 1–64. DOI: 10.1016/b0-08-043751-6/03016-4.

44. Hu Z., Gao S. Upper crustal abundances of trace elements: a revision and update // *Chemical Geology*. – 2008. – Vol. 253 (3–4). – P. 205–221. DOI: 10.1016/j.chemgeo.2008.05.010.

45. Григорьев Н.А. Распределение химических элементов в верхней части континентальной коры. – Екатеринбург: Институт геологии и геохимии Уральского отделения РАН, 2009. – 383 с.

46. Глазовский Н.Ф. Техногенные потоки вещества в биосфере // Добыча полезных ископаемых и геохимия природных экосистем. – М.: Наука, 1982. – С. 7–28.

47. Глазовская М.А. Геохимия природных и техногенных ландшафтов СССР. – М.: Высш. шк., 1988. – 328 с.

48. Архив погоды в России // Архив погоды в Кемерово. URL: <https://world-weather.ru/archive/russia/kemerovo/> (дата обращения 20.05.2024).

49. Схема теплоснабжения города Кемерово до 2033 года (актуализация на 2020 год). Обосновывающие материалы. Глава 10 Перспективные топливные балансы. – Кемерово, 2020. URL: <https://kemerovo.ru/sfery-deyatelnosti/gorodskoe-zhkkh/skhema-teplosnabzheniya-goroda-kemerovo-do-2033-goda> (дата обращения 20.05.2024).

50. Адлер Ю.А., Маркова Е.В., Грановский Ю.В. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий. – М.: Наука, 1976. – 140 с.

51. Effects of aqueous-phase and photochemical processing on secondary organic aerosol formation and evolution in Beijing, China / W. Xu, T. Han, W. Du, Q. Wang, C. Chen, J. Zhao, Y. Zhang, J. Li, P. Fu, Z. Wang // *Environmental Science & Technology*. – 2017. – Vol. 51 (2). – P. 762–770. DOI: 10.1021/acs.est.6b04498.

52. Photochemical aqueous-phase reactions induce rapid daytime formation of oxygenated organic aerosol on the North China Plain / Y. Kuang, Y. He, W. Xu, B. Yuan, G. Zhang, Z. Ma, C. Wu, C. Wang, S. Wang, S. Zhang, J. Tao, N. Ma, H. Su, Y. Cheng, M. Shao // *Environmental Science & Technology*. – 2020. – Vol. 54. – № 7. – P. 3849–3860. DOI: 10.1021/acs.est.9b06836.

53. Spatiotemporal pattern of air quality index and its associated factors in 31 Chinese provincial capital cities / L. Xu, J. Zhou, Y. Guo, T. Wu, T. Chen, Q. Zhong, D. Yuan, P. Chen, C. Ou // *Air Quality, Atmosphere & Health*. – 2017. – Vol. 10. – P. 601–609. DOI: 10.1007/s11869-016-0454-8.

54. Spatial and temporal analysis of air pollution index and its timescale-dependent relationship with meteorological factors in Guangzhou, China, 2001–2011 / L. Li, J. Qian, C.-Q. Ou, Y.-X. Zhou, C. Guo, Y. Guo // *Environmental Pollution*. – 2014. – Vol. 190. – P. 75–81. DOI: 10.1016/j.envpol.2014.03.020.

55. Aeolian dust transport, cycle and influences in high-elevation cryosphere of the Tibetan Plateau region: new evidences from alpine snow and ice / Z. Dong, J. Brahney, S. Kang, J. Elser, T. Wei, X. Jiao, Y. Shao // *Earth-Science Reviews*. – 2020. – Vol. 211. – P. 103408. DOI: 10.1016/j.earscirev.2020.103408.

56. Improved 1 km resolution PM2.5 estimates across China using enhanced space-time extremely randomized trees / J. Wei, M. Li, W. Cribb, W. Huang, L. Xue, J. Sun, Y. Guo, J. Peng, A. Li, L. Lyapustin, H. Liu, Y. Wu // *Atmospheric Chemistry and Physics*. – 2020. – Vol. 20. – № 6. – P. 3273–3289. DOI: 10.5194/acp-20-3273-2020.

57. Su T., Li Z., Kahn R. Relationships between the planetary boundary layer height and surface pollutants derived from lidar observations over China: regional pattern and influencing factors // *Atmospheric Chemistry and Physics*. – 2018. – Vol. 18. – № 21. – P. 15921–15935. DOI: 10.5194/acp-18-15921-2018.

58. Глазунов В.Г. Анализ перспектив моделирования мезоклиматических различий мегаполиса и окружающей местности // Вестник МГУЛ – Лесной вестник. – 2000. – № 6. – С. 19–24.

59. Проект нормативов предельно допустимых выбросов атмосфера для Кемеровской ГРЭС АО «Кемеровская генерация». – Кемерово: Кемеровская ГРЭС, 2016. – 268 с.

60. Зубицкий Б.Д. Обоснование и разработка технологических процессов модернизации коксохимического производства в сложных экологических условиях (на примере ОАО «Кокс»: автореф. дисс. ... канд. техн. наук. – Красноярск, 2000. – 22 с.

61. Московченко Д.В., Пожитков Р.Ю., Соромотин А.В. Геохимическая характеристика снежного покрова г. Тобольск // Известия Томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 5. – С. 156–169. DOI: 10.18799/24131830/2021/5/3195.

62. Чудинова О.Н., Норбоеva С.Б. Оценка загрязнения снегового покрова в зоне воздействия объектов теплоэнергетики // Известия БГУ. – 2023. – № 1. – С. 121–129. DOI: 10.17150/2500-2759.2023.33(1).121-129.

63. Арбузов С.И. Металлоносность углей Сибири // Известия Томского политехнического университета. – 2007. – Т. 311. – № 1. – С. 77–83.

64. Формы нахождения урана в углях и торфах Северной Азии / С.И. Арбузов, С.С. Ильенок, А.В. Волостнов, С.Г. Маслов, В.С. Архипов // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 319. – № 1. – С. 109–115.

65. Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Токсичные элементы-примеси в ископаемых углях. – Екатеринбург: УрО РАН, 2005. – 648 с.

66. Методы анализа данных загрязнения снегового покрова в зонах влияния промышленных предприятий (на примере г. Новосибирск) / С.Б. Бортникова, В.Ф. Рапута, А.Ю. Девятова, Ф.Н. Юдахин // Геоэкология. Инженерная геология, гидрогеология, геокриология. – 2009. – № 6. – С. 515–525.

67. Онищук Н.А. Особенности современного режима снежного покрова и химический состав атмосферных осадков в южной части Иркутской области: автореф. дис. ... канд. географ. наук. – Казань, 2010. – 23 с.
68. Янин Е.П. Ртуть в окружающей среде промышленного города. – М.: ИМГРЭ, 1992. – 169 с.

Информация об авторах

Валерия Дмитриевна Новикова, аспирант отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30; vdk10@tpu.ru

Анна Валерьевна Таловская, доктор геолого-минералогических наук, профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30; talovskaya@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-2227-2221>

Егор Григорьевич Язиков, доктор геолого-минералогических наук, профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30; yazikoveg@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-7925-6249>

Поступила в редакцию: 31.01.2025

Поступила после рецензирования: 17.02.2025

Принята к публикации: 03.03.2025

REFERENCES

1. Safonov S.A. The coal industry. Environmental pollution while improving the quality characteristics of coal. *Bulletin of Science and Education*, 2024, no. 3, pp. 16–19. (In Russ.)
2. Garcia E., Liu P., Bone S.E., Wen Y., Tang Y. Systematic characterization of selenium speciation in coal fly ash. *Environmental Science: Processes & Impacts*, 2024, vol. 26 (12), pp. 2240–2249. DOI: 10.1039/d4em00398e.
3. Ige O., Ratnayake I., Martinez J., Pepper S., Alsup A., McGuirk M., Gajewski B., Mudaranthakam D.P. A regional study to evaluate the impact of coal-fired power plants on lung cancer incident rates. *Journal of Cancer Epidemiology and Prevention*, 2024, vol. 2 (1), pp. 2240–2249. DOI: 10.1080/28322134.2024.2348469.
4. Vig N., Khaiwal R., Mor S. Environmental impacts of Indian coal thermal power plants and associated human health risk to the nearby residential communities: a potential review. *Chemosphere*, vol. 341, 140103. DOI: 10.1016/j.chemosphere.2023.140103.
5. Revich B.A. To assess the impact of fuel and energy complex activities on the quality of the environment and public health. *Forecasting problems*, 2010, no. 4, pp. 87–99. (In Russ.)
6. Yanin E.P. *Mercury in dust emissions from industrial enterprises*. Moscow, IMGRE Publ., 2004. 24 p. (In Russ.)
7. Voloh A.A. Experience in controlling atmospheric air pollution by metals and volatile organic compounds in urban and background areas. *Geochemical studies of urban agglomerations*. Moscow, IMGRE Publ., 1998. pp. 40–58. (In Russ.)
8. Liu Q., Gao J., Li G., Zheng Y., Li R., Yue T. Bibliometric analysis on mercury emissions from coal-fired power plants: a systematic review and future prospect. *Environmental Science and Pollution Research*, 2024, vol. 31 (13), pp. 19148–19165. DOI: 10.1007/s11356-024-32369-z.
9. Huang Y., Hu H., Fu B., Zou C., Liu H., Liu X., Wang L., Luo G., Yao H. Fine particulate-bound arsenic and selenium from coal-fired power plants: formation, removal and bioaccessibility. *Science of the Total Environment*, 2022, 823:153723. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2022.153723.
10. Liu X., Tan X., Li X., Cheng Y., Wang K. Spatial distribution, environmental behavior, and health risk assessment of PAHs in soils at prototype coking plants in Shanxi, China: stable carbon isotope and molecular composition analyses. *Journal of Hazardous Materials*, 2024, 468:133802. DOI: 10.1016/j.jhazmat.2024.133802.
11. Wu Y., Xu Z., Liu S., Tang M., Lu S. Emission characteristics of PM2.5 and components of condensable particulate matter from coal-fired industrial plants. *Science of the Total Environment*, 2021, 796:148782. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2021.148782
12. Boyarkina A.P., Baykovskiy V.V., Vasilev N.V. *Aerosols in natural plates of Siberia*. Tomsk, TSU Publ., 1993. 157 p. (In Russ.)
13. Yazikov E.G. *Ecogeochimistry of urbanized territories in the South of Western Siberia*. Dr. Diss. Tomsk, 2006. 423 p. (In Russ.)
14. Astray B., Šípková A., Baragaño D., Pechar J., Krejci R., Komárek M., Chrastný V. Measuring Pb isotope ratios in fresh snow filtrate refines the apportioning of contaminant sources in the Arctic. *Environmental Pollution*, 2024, vol. 345, 123457. DOI: 10.1016/j.envpol.2024.123457.
15. Moskovchenko D., Pozhitkov R., Soromotin A., Tyurin V. The content and sources of potentially toxic elements in the road dust of Surgut (Russia). *Atmosphere*, 2022, vol. 13 (30), pp. 1–19. DOI: 10.3390/atmos13010030.
16. Moskovchenko D.V., Pozhitkov R.Y., Soromotin A.V. Snow Contamination by Metals and Metalloids in a Polar Town: A Case Study of Nadym, Russia. *Archives of Environmental Contamination and Toxicology*, 2024, vol. 86, pp. 304–324. DOI: 10.1007/s00244-024-01057-x.
17. Vlasov D., Vasil'chuk J., Kosheleva N., Kasimov N. Dissolved and suspended forms of metals and metalloids in snow cover of megacity: partitioning and deposition rates in western Moscow. *Atmosphere*, 2020, vol. 11 (9), 907. DOI: 10.3390/atmos11090907.
18. Starodymova D.P., Kotova E.I., Shevchenko V.P., Titova K.V., Lukyanova O.N. Winter atmospheric deposition of trace elements in the Arkhangelsk region (NW Russia): insights into environmental effects. *Atmospheric Pollution Research*, 2024, vol. 15 (12), 102310. DOI: 10.1016/j.apr.2024.102310.

19. Opekunov A.Yu., Opekunova M.G., Kukushkin S.Yu., Janson S.Yu. Mineralogical and geochemical parameters of snow cover within the anthropogenically disturbed sites of the Nadym-pur interfluvium (Northern part of Western Siberia). *Bulletin of the Moscow University*, 2024, vol. 79, pp. 17–31. (In Russ.) DOI: 10.55959/MSU0579-9414.5.79.3.2.
20. Raputa V.F., Talovskaya A.V., Kokovkin V.V., Yazikov E.G. Analysis of observational data on aerosol pollution of snow cover in the vicinity of Tomsk and Seversk. *Optics of the Atmosphere and Ocean*, 2011, vol. 24, no. 1, pp. 74–78. (In Russ.)
21. Kasimov N.S. *Ecogeochimistry of urban landscapes*. Moscow, MSU Publ., 1995. 336 p. (In Russ.)
22. Talovskaya A.V., Filimonenko E.A., Yazikov E.G. Dynamics of the elemental composition of snow cover in the northeastern zone of influence of the Tomsk-Seversk industrial agglomeration. *Optics of the atmosphere and ocean*, 2014, vol. 27, no. 6, pp. 491–495. (In Russ.)
23. Yazikov E.G., Talovskaya A.V., Zhorniyak L.V. *Mineralogy of technogenic formations: a textbook for academic bachelor's degree*. Moscow, Yurajt Publ., 2016. 160 p. (In Russ.)
24. Bortnikova S.B., Raputa V.F., Devyatova A.Yu., Yudahin F.N. Methods of analyzing snow cover pollution data in the zones of influence of industrial enterprises (on the example of Novosibirsk). *Geoeology, engineering geology, hydrogeology, Geocryology*, 2009, no. 6, pp. 515–525. (In Russ.)
25. Artamonova S.Yu. Uranium and thorium in aerosol precipitation of Novosibirsk and its surroundings (Western Siberia). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 7, pp. 212–223. (In Russ.)
26. Lezhenin A.A., Yaroslavceva T.V., Raputa V.F. Monitoring of aerosol pollution of snow cover based on ground and satellite information. *Journal of the Siberian Federal University. Machinery and technology*, 2016, no. 9 (7), pp. 950–959. (In Russ.)
27. Decree of the Government of the Russian Federation dated 06.10.2021, no. 2816-R. Moscow, Collection of legislation of the Russian Federation Publ., 2021. 6 p. (In Russ.)
28. Dudkina O.A., Minina V.I. Anthropogenic urban pollution and its impact on the population of the Kemerovo region. *Proceedings of the Samara Scientific Center of the Russian Academy of Sciences*, 2011, no. 5, pp. 255–258. (In Russ.)
29. Larin S.A., Mun S.A., Brailovskij V.V., Magarill Yu.A., Popov A.N., Eryomina N.A. Incidence of lung cancer and stomach cancer in the Kemerovo region from 1996 to 2015. *Fundamental and Clinical Medicine*, 2017, no. 2 (2), pp. 43–51. (In Russ.)
30. *Geological and ecological map of the city of Novokuznetsk and the suburban area: a report on geological and ecological studies of the city of Novokuznetsk and the suburban area conducted in 1993–96*. Ed. by V.L. Nekipely, N.I. Nemtina, S.A. Nekipelya. Novokuzneck, Kuzbasskogeocenter LLP Publ. house, 1998. Vol. 2, 1998 p. (In Russ.)
31. Zhuravleva N.V., Potokina R.R., Ismagilov Z.R., Habibulina E.R. Pollution of snow cover by polycyclic aromatic hydrocarbons and toxic elements on the example of Novokuznetsk. *Chemistry in the interests of sustainable development*, 2014, vol. 22, no. 5, pp. 445–454. (In Russ.)
32. Report on the state and environmental protection of the Kemerovo region in 2020 and 2023, Kemerovo, 2023. (In Russ.) Available at: <http://kuzbasseco.ru/doklady/o-sostoyaniu-okruzhayushchey-sredy-kemerovskoj-oblasti/> (accessed 20 May 2024).
33. Zubickij B.D., Lyapin V.B., Gaus A.I., Nazarov V.G. Protection of the atmosphere during the modernization of the coke plant. *Coke and Chemistry*, 1997, no. 4, pp. 37–39. (In Russ.)
34. Mihajluc A.P., Zajcev V.N., Ivanov S.V., Zubickij B.D. *Ecological and hygienic problems of cities with a developed chemical industry*. Novosibirsk, CERIS Publ., 1997. 191 p. (In Russ.)
35. Zhuravlev N.M., Klem-Musatova I.K., Churashov V.N. Assessment of the environmental impact of enterprises in Siberia and the Far East. *Region: Economics and Sociology*, 2002, no. 4, pp. 88–102. (In Russ.)
36. Kasimov N.S., Kosheleva N.V., Vlasov D.V., Terskaya E.V. Geochemistry of snow cover in the Eastern District of Moscow. *Bulletin of the Moscow University. Ser. 5: Geography*, 2012, no. 4, pp. 14–24. (In Russ.)
37. Saet Yu.E., Revich B.A., Yanin E.P. *Environmental geochemistry*. Moscow, Nedra Publ., 1990. 335 p. (In Russ.)
38. Revich B.A., Saet Yu.I., Smirnova R.S., Sorokina E.P. *Methodological recommendations for the geochemical assessment of urban pollution by chemical elements*. Moscow, IMGRE Publ., 1982. 111 p. (In Russ.)
39. *Methodological recommendations for assessing the degree of atmospheric air pollution in populated areas by metals based on their content in snow cover and soil*. Approved by the Chief State Sanitary Doctor of the USSR dated 05.15.1990, no. 5174-90. Moscow, IMGRE Publ., 1990. 17 p. (In Russ.)
40. Shatilov A.Yu. *Material composition and geochemical characteristics of atmospheric precipitation in the territory of the Ob basin*. Cand. Diss. Tomsk, 2001. 24 p. (In Russ.)
41. Talovskaya A.V. *Ecogeochimistry of atmospheric aerosols in urbanized areas of southern Siberia (based on the study of the composition of insoluble snow cover sediment)*. Dr. Dis s. Tomsk, 2022. 373 p. (In Russ.)
42. Wedepohl K.H. The composition of the continental crust. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 1995, vol. 59, no. 7, pp. 1217–1232. DOI: 10.1016/0016-7037(95)00038-2.
43. Rudnick R.L. Composition of the continental crust. *Treatise on geochemistry*, 2003, vol. 3, 659 p. DOI: 10.1016/b0-08-043751-6/03016-4.
44. Hu Z. Upper crustal abundances of trace elements: a revision and update. *Chemical Geology*, 2008, vol. 253 (3–4), pp. 205–221. DOI: 10.1016/j.chemgeo.2008.05.010.
45. Grigorev N. A. *Distribution of chemical elements in the upper part of the continental crust*. Yekaterinburg, Institute of Geology and Geochemistry of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences Publ., 2009. 383 p. (In Russ.)
46. Glazovskiy N.F. Technogenic flows of matter in the biosphere. *Mining and geochemistry of natural ecosystems*. Moscow, Nauka Publ., 1982. pp. 7–28 (In Russ.)
47. Glazovskaya M.A. *Geochemistry of natural and man-made landscapes of the USSR*. Moscow, Higher School of Economics Publ., 1988. 328 p. (In Russ.)
48. *Archive of weather in Russia. Archive of weather in Kemerovo*. (In Russ.) Available at: <https://world-weather.ru/archive/russia/kemerovo/> (accessed 20 May 2024).

49. *Kemerovo city heat supply scheme until 2033 (updated for 2020). Supporting materials. Chapter 10 Prospective fuel balances.* (In Russ.) Available at: <https://kemerovo.ru/sfery-deyatelnosti/gorodskoe-zhkkh/skhema-teplosnabzheniya-goroda-kemerovo-do-2033-goda> (accessed 20 May 2024).

50. Adler Yu.A., Markova E.V., Granovskij Yu.V. *Planning an experiment in the search for optimal conditions.* Moscow, Nauka Publ., 1976. 140 p. (In Russ.)

51. Xu W., Han T., Du W., Wang Q., Chen C., Zhao J., Zhang Y., Li J., Fu P., Wang Z. Effects of aqueous-phase and photochemical processing on secondary organic aerosol formation and evolution in Beijing, China. *Environ. Sci. Technol.*, 2017, vol. 51 (2), pp. 762–770. DOI: 10.1021/acs.est.6b04498.

52. Kuang Y., He Y., Xu W., Yuan B., Zhang G., Ma Z., Wu C., Wang C., Wang S., Zhang S., Tao J., Ma N., Su H., Cheng Y., Shao M. Photochemical aqueous-phase reactions induce rapid daytime formation of oxygenated organic aerosol on the North China Plain. *Environmental Science & Technology*, 2020, vol. 54, no. 7, pp. 3849–3860. DOI: 10.1021/acs.est.9b06836.

53. Xu L., Zhou J., Guo Y., Wu T., Chen T., Zhong Q., Yuan D., Chen P., Ou C. Spatiotemporal pattern of air quality index and its associated factors in 31 Chinese provincial capital cities. *Air Quality, Atmosphere & Health*, 2017, vol. 10, pp. 601–609. DOI: 10.1007/s11869-016-0454-8.

54. Li L., Qian J., Ou C.-Q., Zhou Y.-X., Guo C., Guo Y. Spatial and temporal analysis of air pollution index and its timescale-dependent relationship with meteorological factors in Guangzhou, China, 2001–2011. *Environmental Pollution*, 2014, vol. 190, pp. 75–81. DOI: 10.1016/j.envpol.2014.03.020.

55. Dong Z., Braheij J., Kang S., Elser J., Wei T., Jiao X., Shao Y. Aeolian dust transport, cycle and influences in high-elevation cryosphere of the Tibetan Plateau region: new evidences from alpine snow and ice. *Earth-Science Reviews*, 2020, vol. 211. DOI: 10.1016/j.earscirev.2020.103408.

56. Wei J., Li M., Cribb W., Huang W., Xue L., Sun J., Guo Y., Peng J., Li A., Lyapustin L., Liu H., Wu Y., Song. Improved 1 km resolution PM2.5 estimates across China using enhanced space-time extremely randomized trees. *Atmos. Chem. Phys.*, 2020, vol. 20, no. 6, pp. 3273–3289. DOI: 10.5194/acp-20-3273-2020.

57. Su T., Li Z., Kahn R. Relationships between the planetary boundary layer height and surface pollutants derived from lidar observations over China: regional pattern and influencing factors. *Atmos. Chem. Phys.*, 2018, vol. 18, no. 21. DOI: 10.5194/acp-18-15921-2018.

58. Glazunov V.G. Analysis of prospects for modeling mesoclimatic differences between a megalopolis and the surrounding area. *MGUL Bulletin is a Forest bulletin*, 2000, no. 6, pp. 19–24. (In Russ.)

59. *Draft standards of maximum permissible atmospheric emissions for Kemerovo GRES of Kemerovo Generation JSC.* Kemerovo, Kemerovo GRES Publ., 2016. 268 p. (In Russ.)

60. Zubickij B.D. *Substantiation and development of technological processes for modernization of coke chemical production in difficult environmental conditions (on the example of JSC Koks).* Cand. Diss. Krasnoyarsk, 2000. 22 p. (In Russ.)

61. Moskovchenko D.V., Pozhitkov R.Yu., Soromotin A.V. Geochemical characteristics of snow cover in Tobolsk. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 5, pp. 156–169. DOI: 10.18799/24131830/2021/5/3195 (In Russ.)

62. Chudinova O.N., Norboeva S.B. Assessment of snow cover pollution in the impact zone of thermal power facilities. *Bulletin of the BSU*, 2023, no. 1, pp. 121–129. (In Russ.) DOI: 10.17150/2500-2759.2023.33(1).121-129.

63. Arbuzov S.I. Metallicity of Siberian coals. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2007, vol. 311, no. 1, pp. 77–83. (In Russ.)

64. Arbuzov S.I., Ilenok S.S., Volostnov A.V., Maslov S.G., Arhipov V.S. The forms of uranium in the coals and peat of North Asia. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2011, vol. 319, no. 1, pp. 109–115. (In Russ.)

65. Yudovich Ya.E. *Toxic elements-impurities in fossil coals.* Yekaterinburg, Ural Branch of the Russian Academy of Sciences Publ., 2005. 648 p. (In Russ.)

66. Bortnikova S.B., Raputa V.F., Devyatova A.Yu., Yudahin F.N. Methods of analyzing snow pollution data in areas of influence of industrial enterprises (on the example of Novosibirsk). *Geoecology. Engineering geology, hydrogeology, geocryology*, 2009, no. 6, pp. 515–525. (In Russ.)

67. Onishchuk N.A. *Features of the modern snow cover regime and the chemical composition of atmospheric precipitation in the southern part of the Irkutsk region.* Cand. Diss. Kazan, 2010. 23 p. (In Russ.)

68. Yannin E.P. *Mercury in the environment of an industrial city.* Moscow, IMGRE Publ., 1992. 169 p. (In Russ.)

Information about the authors

Valeria D. Novikova, Postgraduate Student, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation; vdk10@tpu.ru

Anna V. Talovskaya, Dr. Sc., Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation; talovskaya@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-2227-2221>

Egor G. Yazikov, Dr. Sc., Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation; yazikoveg@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-7925-6249>

Received: 31.01.2025

Revised: 17.02.2025

Accepted: 03.03.2025

UDC 546.65
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4949

The decomposition possibility of vietnamese monazite concentrate by the pressure alkali method

H.S. Le¹, X.D. Luu¹, D.V. Nguyen¹, B.C. Trinh¹, V.A. Karelina², A.A. Smorokov²✉

¹ Vietnam Atomic Energy Institute, Hanoi, Vietnam

² National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

✉ wolfraum@yandex.ru

Abstract. The authors have studied the decomposition of monazite concentrate by alkali. They investigated the necessary decomposition conditions such as temperature, time, particle size and the ratio between alkali and monazite concentrate by mass (wt/wt). The decomposition is best performed at >140°C, within 8 hours, the required alkali and monazite concentrate ratio was 1,4/1, the ore particle size needs to be smaller than 48 µm. The decomposition efficiency was also only about 70%. If the desired recovery efficiency was higher than 90%, the alkali/concentrate ratio by mass needed to be at least 4/1, resulting in a large amount of residual alkali. To improve this process, the authors studied the decomposition of monazite concentrate by alkali under pressure. The monazite was taken from Ham Tan deposit. The effecting parameters such as temperature, time, ratio between NaOH/concentrate by mass and particle size of the concentrate were investigated. The results showed that, under the effect of pressure, decomposition occurs faster, more thoroughly and decomposition efficiency increases. The suitable temperature for concentrate decomposition was from 180 to 210°C, corresponding to a pressure of 4 to 7 at. The decomposition time was also reduced to 2 hours and the particle size of the concentrate was also larger to 55 µm with 70% alkali and ratio of alkali/concentrate was 1/1. The decomposition efficiency of rare earth elements reached 95%, while under the same conditions, U was 50% and Th was 77%. When the reaction time increased, the efficiency of rare earth elements decomposition did not change much, but the decomposition efficiency of radioactive elements tended to increase. For particle sizes >55 µm, the process efficiency decreased sharply, and changes in reaction conditions were needed to increase the decomposition efficiency.

Keywords: monazite, rare earth elements, thorium, uranium, phosphates, alkali leaching

Acknowledgements: The research was carried out using the equipment of the Center for Sharing Use “Nanomaterials and Nanotechnologies” of Tomsk Polytechnic University.

For citation: Le H.S., Luu X.D., Nguyen D.V., Trinh B.C., Karelina V.A., Smorokov A.A. The decomposition possibility of vietnamese monazite concentrate by the pressure alkali method. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 3, pp. 208–221. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4949

УДК 546.65
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4949
Шифр специальности ВАК: 2.6.8

Возможность разложения вьетнамского монацитового концентрата щелочным методом под давлением

Х.Ш. Ле¹, С.Д. Лю¹, Д.В. Нгуен¹, Б.К. Чинь¹, В.А. Карелина², А.А. Смороков²✉

¹ Вьетнамский институт атомной энергии, Вьетнам, г. Ханой,

² Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

✉ wolfraum@yandex.ru

Аннотация. Изучено разложение монацитового концентрата щелочью. Были исследованы условия разложения, такие как температура, время, размер частиц и массовое соотношение между щелочью и монацитовым концентратом по массе. Согласно литературным данным, процесс разложения лучше всего проводить при температуре >140 °С в течение 8 часов, требуемое соотношение щелочи и монацитового концентрата составляет 1,4/1, размер частиц руды должен быть меньше 48 мкм. Эффективность разложения составляет около 70 %. Если достигать степени разложения свыше 90 %, то соотношение щелочи/концентрата по массе должно быть не менее 4/1, что приводит к большому количеству остаточной щелочи, в последующем требующей дополнительных затрат на регенерирование. Для решения проблемы использования избыточного количества щелочи был изучен процесс разложения монацитового концентрата при повышенном давлении щелочью. Был использован монацитовый концентрат месторождения Хам Тан (Вьетнам, провинция Баньтхуан). Исследованы основные параметры, влияющие на полноту протекания процесса, такие как температура, время, соотношение NaOH/концентратор по массе и размер частиц концентратора. Результаты показали, что под воздействием давления разложение происходит быстрее и эффективность разложения увеличивается. Оптимальная температура для разложения концентратора составляет от 180 до 210 °С, что соответствует давлению от 4 до 7 атм. Время разложения также сократилось до 2 часов, а размер частиц концентратора также увеличился до 55 мкм при использовании 70 %-ного раствора щелочи и соотношения щелочь/концентратор 1/1. Эффективность вскрытия редкоземельных элементов достигла 95 %, в то время как при тех же условиях степень вскрытия для U составила 50 %, а для Th – 77 %. При увеличении времени реакции эффективность разложения редкоземельных элементов не сильно менялась, но для радиоактивных элементов имела тенденцию к росту. При размерах частиц >55 мкм эффективность процесса резко снижалась, и для увеличения эффективности разложения требовалось изменение условий реакции.

Ключевые слова: монацит, редкоземельные элементы, торий, уран, фосфаты, щелочное выщелачивание

Благодарности: В работе применялось оборудование ЦКП НОИЦ «Наноматериалы и нанотехнологии» ТПУ.

Для цитирования: Возможность разложения вьетнамского монацитового концентрата щелочным методом под давлением / Х.Ш. Ле, С.Д. Лю, Д.В. Нгуен, Б.К. Чинь, В.А. Карелин, А.А. Смороков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 3. – С. 208–221. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4949

Introduction

Nowaday, along with the development of society, the demand for the market of rare earth elements (REE) is increasing, making the demand for rare earth processing higher. REE can be found in the minerals bastnäsite, monazite, xenotime. Vietnam is one of the countries with significant REE reserves in the world. According to survey reports, the total reserves of REE are about 3.5 million tons [1]. Monazite is a light rare earth mineral containing Th in the form of phosphate salt ($[REE, Th]PO_4$). Monazite is mainly distributed in some countries such as India, Brazil, Australia. Vietnam also has a fairly large reserve of monazite. It is mainly concentrated in the original ores or accompanying titanium-zircon sands. The main components in monazite concentrate are shown in Table 1 [2, 3].

From Table 1, it can be seen that, for Vietnamese monazite concentrate, the content of TREO, radioactive (ThO_2) and P_2O_5 components is quite similar to that of Thailand, Korea and Malaysia.

The main monazite concentrate processes

Monazite concentrate is processed mostly with two main ways: using sulfuric acid and alkali [4, 5]. There were many independent studies on monazite processing conducted in Indonesia, Malaysia, Korea etc., in which, the alkali method had shown many advantages like recovery, processing and refining ability after decomposition [5–10].

The acid technology scheme is shown in Fig. 1 [6].

Table 1. Main composition of monazite concentrate in some countries in the world [2, 3]

Таблица 1. Состав монацитовых концентратов в некоторых странах мира [2, 3]

Countries/Страны	Composition/Состав (%)			
	Total REE (TREE) Общие РЗЭ	U_3O_8	ThO_2	P_2O_5
Australia/Австралия	61.33	0.34	6.55	26.28
India/Индия	60.00	0.35	9.65	26.23
Malaysia/Малайзия	59.65	0.24	5.90	25.70
Thailand/Таиланд	60.20	0.40	5.76	26.52
South Korea/Южная Корея	60.20	0.45	5.76	26.52
Italy/Италия	35.24	15.64	11.34	31.02
Brazil/Бразилия	58.13	N.D	10.05	31.82
Sri Lanka/Шри-Ланка	53.51	0.1	14.32	26.84
Vietnam/Вьетнам	58.85	0.31	5.03	26.13

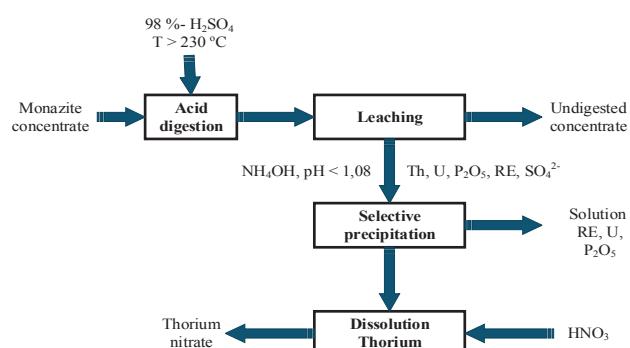


Fig. 1. Technological diagram of monazite ore processing by acid method

Рис. 1. Технологическая схема переработки монацитовой руды кислотным способом

Monazite ore processing includes the following stages:

- *Acid decomposition of ore concentrate*: requires high concentration of sulfuric acid, usually >93% and decomposition temperature is usually >230°C. This temperature depends on the acid concentration used. The higher the concentration, the lower the temperature required for the reaction and vice versa.
- *Water separation*: use water to perform this stage. The two main products obtained include: undecomposed ore concentrate and sulfate salt solution of Th, U and rare earth elements.
- *Selective precipitation*, using NH₄OH to convert Th from soluble salt into hydroxide. Filter to separate the precipitate (hydroxide) and the solution containing salt of rare earth elements.
- *Dissolve the precipitate* with dilute HNO₃ solution, to obtain thorium nitrate solution. The basis of the stage depends on the different pH dissolution of thorium nitrate and rare earth nitrate. Selective and fractional dissolution. For decomposition using sulfuric acid, the reaction temperature usually takes place from 180–240°C under the condition of concentrated sulfuric acid >93% and the ratio by mass of acid/concentrate 1,4/1 [11–13]. With this method, the actual decomposition efficiency is always >90%, however, the recovery of rare earth is not really large, only about 70%. In addition to the generation of radioactive waste, technologies are needed to handle it. Therefore, in fact, the acid method is a classic one, but less used. It is also suitable for rare earth ores containing low radioactive content, often applied on a large scale where the level of environmental impact assessment is less focused on because the waste is highly acidic and needs to be treated. Therefore, the cost of the obtained product is basically high. However, the great advantage is that it can be used for many different rare earth ores. The disadvantage of the method is that the amount of waste is large, in addition to excess acid, the ability to manage radioactive waste must also be taken into account.

Main reactions:

- Decomposition reaction (Digestion by sulfuric acid)

$$2\text{REEPO}_4 + 3\text{H}_2\text{SO}_4 \rightarrow \text{REE}_2(\text{SO}_4)_3 + 6\text{H}^+ + \text{PO}_4^{3-},$$

$$\text{Th}_3(\text{PO}_4)_4 + 6\text{H}_2\text{SO}_4 \rightarrow 3\text{Th}(\text{SO}_4)_2 + 12\text{H}^+ + 4\text{PO}_4^{3-}.$$
- Selective precipitation:

$$\text{Th}(\text{SO}_4)_2 + 4\text{NH}_4\text{OH} \rightarrow \text{Th}(\text{OH})_4 + 2(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4.$$

With the method of decomposing monazite concentrate by alkali, concentrated NaOH (>50%) is the most widely used and most popular besides KOH and Na₂CO₃. The diagram of the method is shown in Fig. 2. Alkaline technology includes the following stages:

- magnetic separation to increase the monazite content to 99%;
- alkaline decomposition: forming rare earth and thorium hydroxides;
- removal of phosphate salts and excess alkali: using pure water to perform;
- neutralization to remove hydroxides of thorium and uranium. This is done by using HCl or HNO₃ acid solution;
- removal of Ra by co-precipitation with BaSO₄. Using a mixture of Na₂SO₄ and BaCl₂ solutions with appropriate concentrations to perform barium sulfate precipitation. The result is a rare earth salt solution.

With the decomposition using NaOH, the decomposition temperature was usually lower, about 140–160°C, with high concentration of NaOH ~70%, for a long time of about 8–10 hours. The mass ratio between NaOH/concentrate was 1,4–2/1, which could recover 70% of REE from the ore. To increase the efficiency, a much larger ratio of alkali/concentrate was needed [14, 15]. When using KOH, the results were almost similar to those of NaOH. The required temperature was from 150 to 250°C, the ratio of KOH/concentrate by weight (wt/wt) is from 1,4/1 to 2/1; the decomposition time was 4 hours, the recovery efficiency of rare earth elements is about 70%. To increase the recovery efficiency, the decomposition temperature was >200°C, the reaction time was 4 hours and the ratio of KOH/concentrate by weight was 4/1. Then, the recovery efficiency of rare earth elements reached 90% [16]. The alkaline technology scheme is shown in Fig. 2 [17, 18].

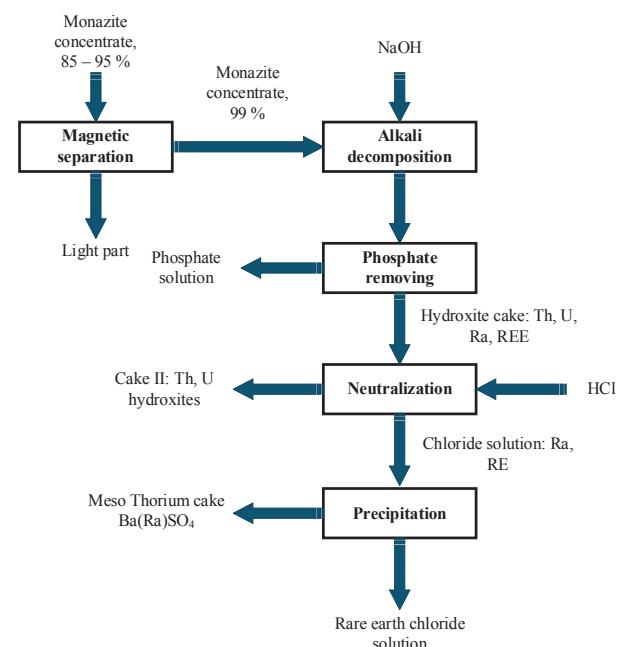
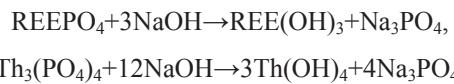


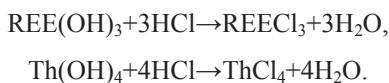
Fig. 2. Flowchart of monazite ore refining technology
 Рис. 2. Блок-схема технологии переработки монацитовой руды

Main reactions:

- Decomposition reaction (Digestion by alkali)



- Leaching reaction by HCl acid:



Monazite concentrate processing in Vietnam

Since the 1990s, Vietnam has conducted many studies on processing rare earth concentrates, including the acid method using concentrated sulfuric acid and the alkaline method using NaOH to decompose rare earth concentrates. In addition, there are a number of cooperation and technology transfer programs for processing rare earth concentrates between Vietnam and some countries such as India (monazite), Japan (bastnaite). The earliest cooperation program with India was implemented in the late 1990s and early 2000s. The studies were conducted and implemented to process monazite concentrates by the concentrated alkaline decomposition method (NaOH, 70%) deployed on an industrial scale in India. The cooperation program with Japan was carried out for bastnasite concentrates with acid decomposition in the period from 2012 to 2015. The studies also showed the suitability of the alkaline method for Vietnamese monazite concentrates. In the cooperation with India, monazite concentrates obtained from placers were used to conduct survey and evaluation studies. Alkaline (NaOH) decomposition experiments with conditions of reaction time, decomposition temperature, alkali/concentrate ratio by mass, and monazite concentrate particle size were carried out.

The results showed a correlation with the decomposition conditions of previous studies. It is required reaction temperature higher than 140°C, decomposition time approximately 8 hours, alkali concentration >70% and the mass ratio between NaOH/concentrate was 1,4/1. The rare earth recovery efficiency reached nearly 70%. The particle size required to ensure efficient operation is $d < 48 \mu\text{m}$. To increase the recovery of REE to 80%, the required alkali/concentrate ratio was 2/1 and for 90% this ratio was 4/1.

It can be seen that the recovery efficiency of REE is only about 70% by the alkaline decomposition method. To increase the efficiency of the process, it is necessary to increase the ratio between alkali and concentrate by mass or further grind the concentrate. Besides, according to reports on pressure impact on the decomposition of rare earth concentrates, pressure will make the efficiency of the process better [19, 20]. The decomposition reaction temperature is similar to that when working under normal conditions, however, the effective particle size is larger, the reaction time is shortened [21].

It should be mentioned that other methods of monazite decomposition can be used. For instance, processing some chemically inert concentrates with NH_4HF_2 is possible and may be realized in industry [22–25]. In case of monazite the application of ammonium bifluoride has some disadvantages. They are mostly related to formation of REE fluorides, which are more resistant in comparison with respective hydroxides.

With the requirements for improving the previous monazite concentrate processing technology, along with the ability to obtain rare earth products with higher recovery efficiency, which can be built and deployed on a large scale, the study of the ability to decompose monazite concentrate from Vietnamese mineral ore sources by alkali under pressure conditions needs to be carried out.

Experimental part

Materials and equipments

Materials

The experiments were performed with Vietnamese monazite concentrate, took from *Ham Tan deposit* (Binh Thuan province, Vietnam). Initial monazite concentration in the ore is about 80 %. After the ore enrichment with magnetic separation and froth flotation concentration of monazite in the product was increased to 99%.

The monazite concentrate was crushed to different sizes before taking the experiments. The grinding process was carried out by ball mill equipment (Mini Roll Laboratory Ball Mill QM-5 (TENCAN, China)).

The composition of monazite concentrate (*Ham tan deposit*)

X-ray diffraction (XRD) analysis (Rigaku Model Ultima+) was carried out on the monazite concentrate to determine the major mineral phases present (Fig. 3). The program Highscore plus V4.5 with a database PDF-4 was used for analysis. It was found that the major component of concentrate is a monazite ($[\text{Ce}, \text{La}, \text{Nd}, \text{Th}](\text{PO}_4)_3$).

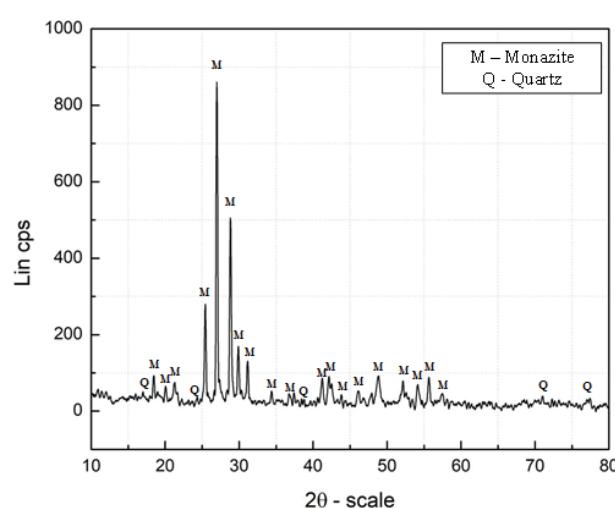


Fig. 3. XRD imagine of Vietnamese monazite concentrate

Puc. 3. Рентгенограмма вьетнамского монацитового концентрата

The chemical composition of the experimental monazite concentrate is shown in Table 2. The analysis was provided with optical emission spectroscopy with inductively coupled plasma (Horiba Ultima 2 ICP OES).

Table 2. Composition of the experiment monazite concentrate

Таблица 2. Состав исследуемого монацитового концентрата

Elements Элементы	Amount of elements in solid sample, mg/kg Содержание элемента в твердом образце, мг/кг	Mass concentration, % Массовая концентрация, %
Y	1067,27	1,07
La	11317,48	11,32
Nd	8017,93	8,02
Ce	21476,56	21,48
Pr	2166,9	2,17
U	329,33	0,33
Th	2946,88	2,95
Sm	1423,15	1,42
Gd	972,93	0,97
Dy	376,27	0,38

Thus, the main components in the experimental ore concentrate are Ce – 21,48%, La – 11,32%, Nd>8%, Pr>2%, radioactive elements U>0,3% and Th approximately 3%.

Equipment

All decomposition experiments were carried out in an autoclave, a closed, heated and stirred reactor (Fig. 4).



Fig. 4. Autoclave apparatus: 1 – furnace, 2 – control system, 3 – mixer, 4 – furnace lid with pressure meter

Рис. 4. Автоклав: 1 – печь, 2 – система управления, 3 – смесь, 4 – крышка печи с датчиком давления

The apparatus was designed and manufactured at the Institute of Technology for Radioactive and Rare Materials (Vietnam). The apparatus includes four main parts:

- furnace: consists of a furnace shell containing heating wires, and a cylindrical tube made of chemically corrosive and heat-resistant material (stainless

steel Inox310s). This is the space where the decomposition reaction took place;

- control system: sets the heating mode and stirring speed;
- mixer: includes motor and stirring blade whose rotation is controlled by the control system;
- furnace lid: has air release valve tubes, pressure meter and temperature sensor tube.

Materials used to manufacture reactor core and stirring blades: 310s stainless steel

Experiments

Investigations on reaction conditions were carried out and cross-selected. The main purpose was to improve the technological conditions currently being carried out at the Institute of Radioactive and Rare Earths Technology (Vietnam), where the decomposition with NaOH was carried out in the atmosphere. The main influencing parameters such as temperature, time, alkali/concentrate ratio by mass and particle size were tested and compared. Experiments were performed with 100 grams of monazite concentrate, mixed thoroughly with 70%-NaOH, and conducted in an autoclave (Fig. 3).

Investigation of decomposition temperature to decomposition efficiency

The decomposition temperature was investigated in the temperature range from 120 to 240°C with 100 grams of concentrate, mixed well with 70%-NaOH, A/M ratio (wt/wt)=1/1 and in a reaction time of 4 hours with a particle size $d < 48 \mu\text{m}$ (taken from the alkaline method under normal pressure conditions).

Investigation of time to decomposition efficiency

The process time was from 0,5 to 4 hours under the temperature conditions obtained from the investigation of the impact of decomposition temperature. The study was conducted with 100 grams of concentrate, mixed well with 70%-NaOH, A/M ratio (wt/wt)=1/1 with a particle size $d < 48 \mu\text{m}$.

Investigation of the alkali/concentrate ratio (A/M) by mass (wt/wt) on the decomposition efficiency

Similarly, the A/M ratio (wt/wt) impact was investigated. The decomposition conditions such as temperature and time were taken from previous studies. The investigated ratios from 0,8/1 to 3/1 were carried out with 100 grams of concentrate with $d < 48 \mu\text{m}$, the amount of NaOH was calculated according to the studied ratios.

Investigation of particle size on the decomposition efficiency

Particle size plays an important role for most chemical processes. Here, monazite concentrate was crushed to particle sizes $d < 48 \mu\text{m}$, $48 < d < 55 \mu\text{m}$, $55 < d < 63 \mu\text{m}$, $63 < d < 75 \mu\text{m}$, $75 < d < 106 \mu\text{m}$. The researches were conducted independently with 100 grams of concentrate, A/M ratio, time, temperature obtained from previous

experiments. The research of parameters were performed multiple times to determine the best working conditions for the decomposition using monazite concentrate taken from Vietnamese placer.

Analysis methods

To determine the efficiency of the decomposition, the products obtained from the autoclave are washed with distilled water to remove Na_3PO_4 and NaOH . The washing was end when the pH of the washing water gained 7–8, then all Na_3PO_4 and NaOH were completely removed from the precipitate. The solution was filtered to collect the hydroxide precipitate. These hydroxides were leached with 3 M HCl , temperature 70°C, mixing time was 1 hour, stirring speed was set in 300 rpm. After leaching, filtering and washing to separate solid and liquid, the obtained solution was analyzed on ICP-MS to determine the decomposition efficiency according to:

$$\eta = \frac{m'_i}{m^o_i} \cdot 100 \%,$$

where η is the decomposition efficiency, %; m'_i is the mass of element i after decomposition, gr; m^o_i is the mass of element i in concentrate, gr.

For calculating the degradation efficiency of the total REE and the total radioactive elements, the total efficiency is calculated as follows:

$$\eta_{\text{TREE}} = \frac{\sum m'_i}{\sum m^o_i} \cdot 100 \%,$$

$$\eta_{\text{TRaE}} = \frac{\sum m'_j}{\sum m^o_j} \cdot 100 \%,$$

where η_{TREE} , η_{TRaE} are the decomposition efficiency of TREE and radioactive elements, %; i is the REE; j is the radioactive element.

Results and discussion

Reaction temperature effect on decomposition efficiency

Temperature plays an important role in most chemical processes. Normally, increasing temperature will increase the working speed, reduce the time required to carry out chemical changes, increase the driving force and working efficiency. Especially, with the working process in closed equipment such as autoclave, temperature will directly affect the working pressure. The particle size of concentrate was less than 48 μm . The pressure effect on temperature is shown in Fig. 5.

It could be seen that the temperature directly affects the pressure inside the autoclave used for decomposing monazite concentrate with alkali. Fig. 5 shows that the pressure increased slightly from 1,6 to 2 at when the temperature grew from 120 to 150°C. Then, the pressure inside the autoclave continued to increase more strongly to 7 at when the temperature increased to

210 °C and to 15 at when the temperature increased to 240°C, the pressure in the device reaches over 15 at, and continued to increase more strongly when the temperature increased above 240°C. The cause of this phenomenon is the amount of water in the alkali used for decomposition. With 70% alkali, there will be 30% water leading to the phenomenon of water evaporation, forming superheated steam that increases the pressure in the device sharply. For the previous alkali method, monazite concentrate was decomposed with alkali at normal pressure, which means an open system. Therefore, there was no need to mention this pressure increase phenomenon.

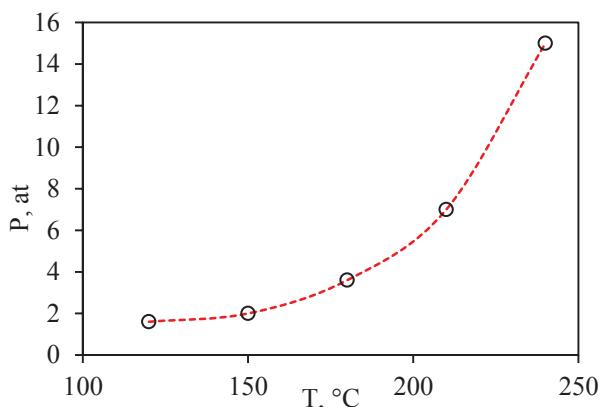


Fig. 5. Pressure effect on reaction temperature in the autoclave

Рис. 5. Влияние давления на температуру реакции в автоклаве

The results of the decomposition efficiency are shown in Table 3 and Fig. 6. Growth of the reaction temperature increased not only the reaction system pressure but also the decomposition efficiency. The yield of REE and U, Th was higher as well.

Table 3. Dependence of decomposition efficiency of monazite concentrate on temperature

Таблица 3. Зависимость степени вскрытия монацитового концентрата от температуры

T, °C	Decomposition efficiency/Степень вскрытия, η, %						
	Y	La	Nd	Ce	Pr	U	Th
120	91,02	84,45	72,99	88,99	84,30	43,59	65,97
150	93,69	95,34	87,69	91,18	96,86	45,57	80,23
180	94,79	99,15	89,72	93,91	97,55	49,63	79,74
210	88,32	98,86	88,24	94,18	93,70	53,44	69,74
240	86,17	96,82	86,46	92,46	90,46	54,34	51,32

It was found that, as the reaction temperature grew, the decomposition efficiency of REE increased. Especially from 120 to 150°C, then increased slightly to 180°C and then tended to decrease slightly.

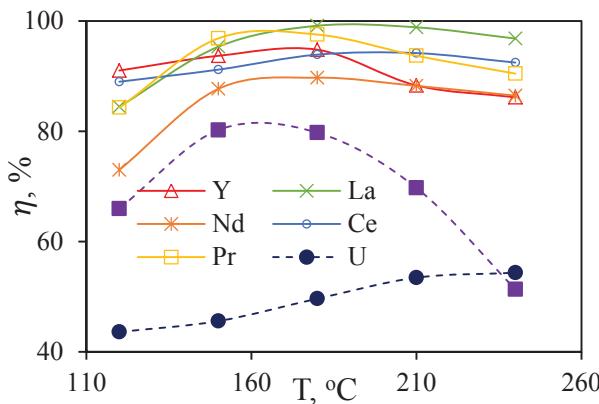


Fig. 6. Temperature effect on the decomposition efficiency of REE, U and Th

Рис. 6. Влияние температуры на степень вскрытия РЗЭ, урана и тория

The best efficiency for Y reached >93%, La>99%, Nd>89%, Ce>94% and Pr>97%. For U, the decomposition efficiency significantly increased at temperature growth till 210°C. After that, the decomposition efficiency of uranium did not change much. It should be mentioned that in case of uranium, hydroxides were formed from very limited decomposition reactions even at high temperatures. In the case of decomposition from phosphate ores uranium may form $\text{UO}_2(\text{OH})_2$. However, in the case of concentrated alkali, there was a reciprocal transformation and the formation of NaUO_2PO_4 salt, which is a stable compound and almost insoluble in common acids. The results of analysis of residues or leaching with 3 M HCl containing a considerable amount of U elements have shown the suitability of this evaluation method. For Th, the efficiency increased at temperature growth from 120 to 150°C, then remained almost constant in the temperature range from 150 to 180°C, the highest efficiency reached is 80%. Continuing to increase the temperature, the process efficiency decreased sharply. The main reason here is that at temperature higher than 210°C, $\text{Th}(\text{OH})_4$ decomposes partially into oxide form. In this case, the obtained thorium dioxide cannot be separated with HCl and stays in the solid part.

Fig. 7 shows the decomposition efficiency of the TREE and the total radioactive (U+Th) (TRaE). There was a clear separation in the decomposition efficiency as well as the recovery. The temperature increases, the decomposition efficiency of the TREE increases and does not change when the temperature came to 180°C and higher, with the total (U+Th) the decomposition efficiency decreased sharply at high temperature. The suitable temperature for decomposition will be in the range of 180–210°C. With the technologies put into actual production, the removal of radioactive impurities was important, the difference in the working path of TRRE and total radioactive (TRaE) could be seen,

while TREE was less affected when $T>180^\circ\text{C}$, TRaE tends to decrease gradually, especially at $T=240^\circ\text{C}$, the decomposition efficiency was only about 50%. This helps to choose the working conditions in the real activities. When compared with the alkaline method working under normal conditions, the decomposition efficiency of the TREE was much better. Under pressure effect the monazite particles were not only affected by stirring, but also had to endure the compressive forces of the generated steam. This makes the ability of the particles to contact with alkali better, thereby the reaction became better even though the time was shorter.

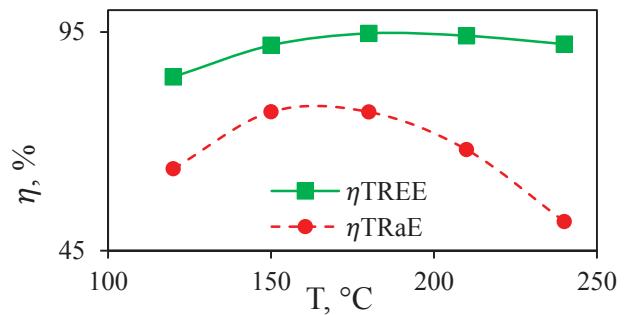


Fig. 7. Temperature effect on the decomposition efficiency of TREE and radioactive elements

Рис. 7. Влияние температуры на степень вскрытия всех РЗЭ и радиоактивных элементов

Reaction time effect on the decomposition efficiency

Besides the decomposition temperature, reaction time was an important parameter in the decomposition. The working time has many implications for the development of working regimes. To determine the appropriate working time, experiments were carried out with 100 grams of monazite concentrate, with a grain size of $d<48\text{ }\mu\text{m}$, with 100 grams of alkali (A/M ratio=1/1) at 180°C, selected from the temperature study. This was the best temperature for the total collection of rare earth and radioactive elements. The radioactive elements U and Th would be separated through selective leaching. The results are shown in Table 4 and Fig. 8.

The decomposition efficiency of rare earth and radioactive elements both increased with reaction time and reached equilibrium. The results showed that the decomposition efficiency increased sharply up to 1 working hour, then increased very slowly from 1 to 2 hours of decomposition. And remained almost unchanged thereafter. Therefore, the best time to decompose monazite concentrate here was 2 hours. The decomposition efficiency of Y reached >92%, La>98%, Nd>85%, Ce>96% and Pr>95%. For U, the best decomposition efficiency was achieved after 3 working hours, reaching >48% and Th had the best decomposition efficiency after 3 working hours, reaching 80%.

Table 4. Dependence of decomposition efficiency of monazite concentrate on decomposition time

Таблица 4. Зависимость степени вскрытия монацитового концентрата от времени процесса

Time, h/Время, ч	Decomposition efficiency/Степень вскрытия, η , %								
	Y	La	Nd	Ce	Pr	U	Th	η_{TREE}	η_{TRaE}
0,5	60,11	88,00	56,00	82,11	44,00	5,00	47,00	76,46	42,77
1	84,57	96,18	79,93	93,80	86,20	13,68	60,32	91,29	55,63
2	92,17	98,75	85,75	96,24	95,58	41,81	79,03	94,85	75,23
3	93,59	98,76	87,04	96,57	96,68	48,11	80,59	95,33	77,33
4	94,79	99,15	88,62	94,41	97,55	48,63	77,74	94,73	74,82

As the time continued to increase, the decomposition efficiency of Th gradually decreased due to the phenomenon of partial decomposition into ThO_2 . However, the efficiency also increased insignificantly compared to after 2 hours of work.

the radioactive elements were separated in the solid product (containing Th, U and a small part of REE). This solid waste can easily be processed through a solvent extraction scheme to separate Th, U out of rare earth products. Therefore, for the effect of decomposition time, 2 hours was the best selection.

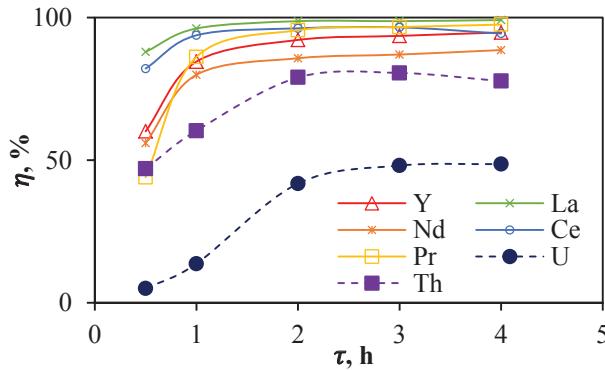


Fig. 8. Reaction time effect on decomposition efficiency of REE, U and Th

Рис. 8. Влияние времени реакции на степень разложения РЗЭ, урана и тория

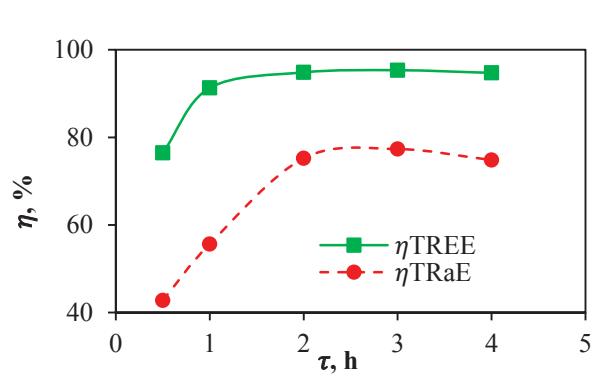


Fig. 9. Reaction time effect on the decomposition efficiency of TREE and RaE

Рис. 9. Влияние времени реакции на степень вскрытия редкоземельных и радиоактивных элементов

The decomposition efficiency of TREE and TRaE (U+Th) over time is shown in Fig. 9. There was a clear separation in decomposition efficiency as well as recovery. After 2 hours of working, the recovery efficiency of REE and RaE is the best. However, when the working time was 1 hour, the decomposition efficiency of TREE reached $>91\%$, then increased slightly to 2 hours of working and reached $>94\%$. For radioactive elements, after 1 hour of working, the decomposition efficiency was only about 55%, then increased sharply to $>77\%$ when increasing by 1 more hour of working. Therefore, to separate REE and RaE, the best working time was after 1 hour of working when still ensuring the decomposition efficiency, at the same time reducing a lot of Th and U in the product after decomposition. This was practical due to the need for the purity of the hydroxide after decomposition, but it caused many problems for waste management, due to the large content of Th and U in the waste after decomposition. Meanwhile, after decomposition, the hydroxides were selectively separated to obtain a rare earth solution and

Effect of ratio of $\text{NaOH}/\text{concentrate}$ by mass on the decomposition efficiency

Investigations on the ratio of alkali/concentrate by mass were carried out with different ratios from 0,8/1 to 3/1. The reactions were carried out with 100 g of concentrate with 70% alkali, according to the above ratios. The reaction temperature was 180°C with particle size $d < 48 \mu\text{m}$, the investigation time was 2 hours. Decomposition experiments at longer times were of little significance as the degradation efficiencies obtained after 3 and 4 hours did not change much compared to 2 hours of operation. The results are shown in Table 5 and Fig. 10. The decomposition efficiency of REE and RaE slightly increased with the alkali/concentrate ratio. For the A/M ratio of 0,8/1 according to the theoretical calculation of molar equivalents, the alkali had an excess of about 40–50% of the amount of NaOH needed for complete decomposition compared to the theory if the decomposition efficiency was 100%, the decomposition efficiency of REE reached $>90\%$, except Nd ($>85\%$).

Table 5. Dependence of decomposition efficiency of monazite concentrate on ratio between alkali/monazite concentrate by mass
Таблица 5. Зависимость степени вскрытия монацитового концентрата от массового соотношения щелочь/ монацитовый концентрат

Массовое соотношение щелочь/монацитовый концентрат	Decomposition efficiency/Степень вскрытия, η , %								
	Y	La	Nd	Ce	Pr	U	Th	η TREE	η TRaE
0.8	91.88	93	85.91	90.66	90.10	48.99	74.65	90.40	72.07
1	92.17	98.75	85.75	96.24	95.58	41.81	79.03	94.74	73.12
1.5	95.05	99.23	92.87	94.27	97.95	50.09	77.47	95.67	74.72
2	95.92	99.32	94.26	94.86	99.04	50.59	78.31	96.14	75.52
2.5	96.04	99.22	94.75	95.03	99.66	50.79	78.66	96.44	75.85
3	96.29	99.30	95.27	95.43	99.68	51.09	79.47	96.65	76.62

Increasing the ratio to 1/1, the decomposition efficiency of the elements grew slightly to >92% for Y, Ce>96%, La>98%, Pr>95%, Nd still only reached >85%. When the A/M ratio continued to increase to 1,5/1, the decomposition efficiency of the elements grew slightly and reached stability. The efficiency of REE is high enough (Y>95%, La>99%, Ce>94% and Pr about 98%). Only Nd continued to increase at this ratio growth, reaching >95% at ratio of 3/1. For radioactive elements, the decomposition efficiency also tended to increase at the A/M ratio growth and stabilized at a ratio of 1,5/1. And the decomposition efficiency of U reached about 50% and that of Th reached >77%.

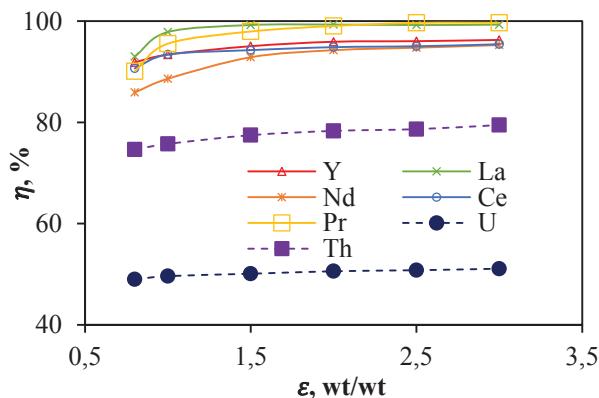


Fig. 10. Effect of ratio between $\text{NaOH}/\text{concentrate by weight}$ (wt/wt) on the decomposition efficiency of REE, U and Th

Рис. 10. Влияние соотношения $\text{NaOH}/\text{концентрат}$ по массе на степень вскрытия РЗЭ, урана и тория

The decomposition efficiency of TREE and TRaE ($\text{U}+\text{Th}$) according to the alkali/concentrate ratio (wt/wt) is shown in Fig. 11. According to the results obtained, it is found that the ratio between alkali and monazite concentrate by mass was best at 1,5/1. At that time, the decomposition efficiency of the TREE reached ~96%, decomposition efficiency of the RaE also reached ~75%, this efficiency was very high com-

pared to other alkaline methods under normal conditions (without pressure). However, the biggest disadvantage of the alkaline method was the phenomenon of excess alkali. If the ratio is too large, combined with working under high temperature conditions, long reaction time, if SiO_2 from the ore could not be completely treated, it leads to the formation of silicate salts of Th and U. It is difficult to treat these two salts by conventional methods and to come to the sodium phosphate solution, contaminating this by-product. This is also the reason why the previous alkaline method was performed at 140°C, although the alkali/concentrate ratio by mass reached 4/1 with the desire to increase the decomposition efficiency to 90%. Comparing the results, it could be seen that although the A/M ratio was 1/1, the decomposition efficiency was only ~95%, 1% smaller than at the ratio of 1,5/1, but the amount of alkali used was much smaller. This had significance not only in production, but also in waste treatment and subsequent treatment of excess alkali. Therefore, the ratio between alkali and concentrate suitable for the fact meaning was 1/1.

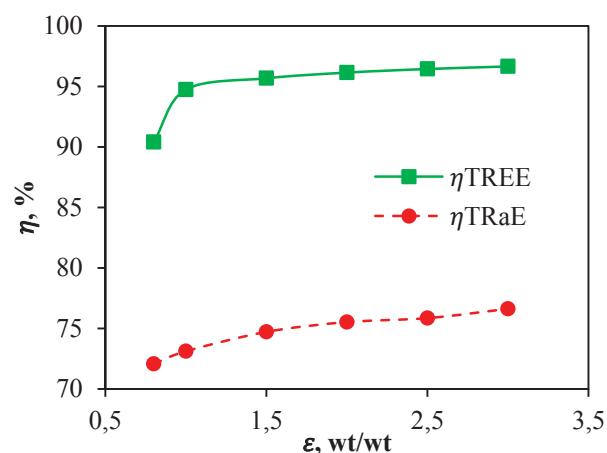


Fig. 11. Effect of ratio between $\text{NaOH}/\text{concentrate by weight}$ (wt/wt) on the decomposition efficiency of TREE and RaE

Рис. 11. Влияние соотношения $\text{NaOH}/\text{концентрат}$ по массе на степень вскрытия РЗЭ и радиоактивных элементов

Effect of concentrate particle size on the decomposition efficiency

Particle size plays a very important role in the monazite concentrate decomposition by alkali. There is a difference in the working mechanism of alkaline and acid methods. With the acid method, the working mechanism is adsorption, when the acid enters the ore particle and destroys ore structure from the inside. Therefore, large ore particles can still be decomposed, but it takes a long time. This is the advantage of the method. For the alkaline method, the decomposition mechanism comes from the surface of the ore particle, so if the ore particle is large, it causes a sharp decrease in efficiency. Previous studies shown that the particle size $d < 48 \mu\text{m}$, in actual production, the particle size needs to be smaller than $d < 45 \mu\text{m}$. The experiment conditions were selected and established according to previously conducted researches. The experiments were carried out at a decomposition temperature of 180°C , a decomposition time of 2 hours and a mass ratio of A/M of 1/1. The results of the investigation of the impact of particle sizes performed with $d < 48 \mu\text{m}$, $48 < d < 55 \mu\text{m}$, $55 < d < 63 \mu\text{m}$, $63 < d < 75 \mu\text{m}$, $75 < d < 106 \mu\text{m}$ are shown in Table 6 and Fig. 12. The decomposition efficiency of REE was guaranteed to particles with size $d < 55 \mu\text{m}$, then the decomposition efficiency of elements at $d < 48$ and $48 < d < 55 \mu\text{m}$ were quite similar. When the particle size continued to increase to $d < 63 \mu\text{m}$, the decomposition efficiency of REE decreased, but basically reached 90%. For Ce and Pr elements, the decomposition efficiency still reaches $> 90\%$ and the decomposition efficiency of Nd was almost similar when took with smaller particle sizes. For thorium the decomposition was effective up to the particle size $d < 63 \mu\text{m}$ with a decomposition efficiency of nearly 80%. Then it decreases sharply to about 65% when the particle size was $63 < d < 75 \mu\text{m}$ and to about 50% when the particle size reached $d < 106 \mu\text{m}$.

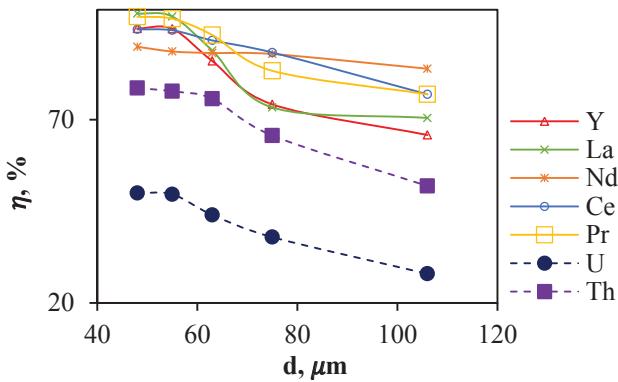


Fig. 12. Particle size effect on the decomposition efficiency of REE, U and Th

Рис. 12. Влияние размера частиц на степень вскрытия РЗЭ, урана и тория

For uranium the effective working size was at $d < 55 \mu\text{m}$, then increasing the particle size caused the decomposition efficiency decrease sharply to 25% when the particle size was $5 < d < 106 \mu\text{m}$.

Table 6. Dependence of decomposition efficiency of monazite concentrate on particle size

Таблица 6. Зависимость степени вскрытия монацитового концентрата от размера частиц

d, $\mu\text{m}/\text{мкм}$	Decomposition efficiency/Степень вскрытия, $\eta, \%$								
	Y	La	Nd	Ce	Pr	U	Th	η_{TREE}	η_{TRaE}
48	94.88	99	89.91	94.66	98.1	49.99	78.65	95.09	75.77
55	94.79	98.15	88.62	94.41	97.55	49.63	77.74	94.48	74.92
63	86.00	88.86	88.20	91.63	93.11	44.01	75.70	90.23	72.51
75	74.18	73.34	87.93	88.34	83.33	37.95	65.67	83.82	62.88
106	65.82	70.47	83.91	76.95	76.94	27.95	51.92	76.28	49.51

To properly evaluate the process performance, it is necessary to determine the degradation efficiency f_{TREE} , and TRaE (U and Th). The results are shown in Fig. 13 and Table 6.

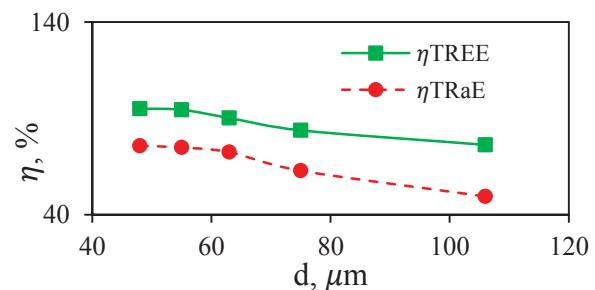


Fig. 13. Particle size effect on the decomposition efficiency of TREE and RaE

Рис. 13. Влияние размера частиц на степень вскрытия РЗЭ и радиоактивных элементов

The value of the decomposition efficiency of REE has a great effect on the selection of effective working particle size, as well as on the selection of grinding mode in actual production operation. For particles size of $d < 48$ and $d < 55 \mu\text{m}$, the decomposition efficiency of TREE is very high $> 94\%$. When increasing the particle size, the decomposition efficiency gradually decreases. Increasing the particle size to $63 \mu\text{m}$, the efficiency was $> 90\%$, 83% when the particle size was $75 \mu\text{m}$ and 75% when the particle size increases to $106 \mu\text{m}$. The total elements U and Th extraction also decrease from 75 to 49% when increasing the particle size. Therefore, it can be concluded that, for this method, particle size up to $55 \mu\text{m}$ can be decomposed very well under the given experimental conditions, working time 2 hours, alkali 70%, alkali/concentrate ratio by mass 1/1 and decomposition temperature 180°C . For particles with

size of $63 \mu\text{m}$, the decomposition efficiency can be increased by rising the alkali/concentrate ratio and working time. For larger particles, instead of changing the experimental conditions, it may be advisable to continue grinding the particles to a smaller size.

Therefore, when compared with the traditional alkaline technology performed under normal conditions, the decomposition under pressure conditions can be achieved with larger particles. Under the best working conditions of the previous method, which required 8 hours of decomposition at 140°C and an A/M ratio (wt/wt) of 1,4/1, the decomposition efficiency of REE was only about 70% when using particles with a size of $d < 48 \mu\text{m}$. Meanwhile, with particles with a size of $d < 48 \mu\text{m}$, this efficiency reached $>94\%$ under the following conditions: reaction temperature 180°C , A/M ratio 1/1 and decomposition time 2 hours.

Conclusion

Decomposition of Vietnamese monazite concentrate in autoclave obtained good results. The best decomposi-

tion time was 2 hours. The best alkali/concentrate ratio by mass was 1,5/1, however, the suitable ratio was 1/1 due to economic issues, waste associated with the technology. The suitable decomposition temperature was from 180 to 210°C . With decomposition temperature from 150 to 180°C , the decomposition efficiency was $>90\%$, number of radioactive impurities was minimal but there was a problem with waste treatment when it contained about 10% of rare earth components and $>25\%$ of radioactive elements still in the undecomposed solid waste. For the particle size of the concentrate, with the conditions of time, temperature and alkali ratio obtained, the particle size works effectively with $d < 55 \mu\text{m}$, when the total decomposition efficiency of rare earth elements reaches $>94\%$. And it can be increased to $63 \mu\text{m}$ with the efficiency of $>90\%$. The efficiency with particles of $d < 75 \mu\text{m}$ was $>83\%$. It was possible to increase the ratio of alkali/concentrate (wt/wt) with particles of $d > 63 \mu\text{m}$ to increase the decomposition efficiency. However, it met problems with technology costs and waste treatment.

REFERENCES

1. U.S. Geological Survey, *Mineral Commodity Summaries*. 2025. 216 p. Available at: <https://doi.org/10.3133/mcs2025> (accessed 15 December 2024)
2. Bohrea A., Avasthib K., Petkov V.I. Vitreous and crystalline phosphate high level waste matrices: present status and future challenges. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 2017, vol. 50, pp. 1–14. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jiec.2017.01.032> (accessed 15 December 2024)
3. Kanazawa Y., Kamitani M. Rare earth minerals and resources in the world. *J. Alloys and Compounds*, 2006, vol. 408–412, pp. 1339–1343. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jallcom.2005.04.033> (accessed 15 December 2024).
4. Amer T.E., Abdella W.M., Abdel Wahab G.M., El-Sheikh E.M. A suggested alternative procedure for processing of monazite mineral concentrate. *Int. J. of Mineral Processing*, 2013, vol. 125, pp. 106–111. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.minpro.2013.10.004> (accessed 15 December 2024).
5. Archana Kumari, Rekha Panda, Manis Kumar Jha, J. Rajesh Kumar, Jin Young Lee. Process development to recover rare earth metals from monazite mineral: a review. *Minerals Engineering*, 2015, vol. 79, pp. 102–115. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.mineng.2015.05.003> (accessed 15 December 2024).
6. Jacqueline Kones, Norhazirah Azhar, Nur Aqilah Sapiee, Khaironie Mohamed Takip. Alkaline fusion of malaysian monazite and xenotime for the separation of thorium and uranium. *Jurnal Sains Nuklear Malaysia*, 2019, vol. 31, pp. 37–41.
7. Rekha Panda, Archana Kumari, Manis Kumar Jha, Jhumki Hait, Vinay Kumar, J. Rajesh Kumar, Jin Young Lee. Leaching of rare earth metals (REMs) from Korean monazite concentrate. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 2014, vol. 20, Iss. 4, pp. 2035–2042. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2013.09.028> (accessed 15 December 2024).
8. Archana Kumari, Soni Jha, Jay Narayan Patel, Sanchita Chakravarty, Manis Kumar Jha, Devendra Deo Pathak. Processing of monazite leach liquor for the recovery of light rare earth metals (LREMs). *Minerals Engineering*, 2018, vol. 129, pp. 9–14. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.mineng.2018.09.008> (accessed 15 December 2024).
9. Aye Thi Tar, Thant Zin Myo, Tin Moe Hlaing, Bo Bo Mya Win. Study on processing of rare earth oxide from monazite, mongmit Myitsone Region. *American Scientific Research Journal for Engineering, Technology, and Sciences (ASRJETS)*, 2017, vol. 27, pp. 43–51.
10. da Costa Lauria D., Rochedo E.R.R. The legacy of monazite processing in Brazil. *Radiation Protection Dosimetry*, 2005, vol. 114, no. 4, pp. 546–550. Available at: <https://doi.org/10.1093/rpd/nci303> (accessed 15 December 2024).
11. Borai E.H., Hamed M.M., Shahr El-Din A.M. A new method for processing of low-grade monazite concentrates. *Journal geological society of India*, May 2017, vol. 89, pp. 600–604.
12. Borai E.H., Ahmed I.M., Shahr El-Din A.M., Abd El-Ghany M.S. Development of selective separation method for thorium and rare earth elements from monazite liquor. *Journal of Radioanalytical and Nuclear Chemistry*. Available at: <https://doi.org/10.1007/s10967-018-5814-4> (accessed 15 December 2024).
13. Nurrul Assyikeen Md. Jaffary, Kok Siong Khoo, Nor Hasimah Mohamed, Mohd Abd Wahab Yusof, Syazwani Mohd Fadzil. Malaysian monazite and its processing residue: chemical composition and radioactivity. *J. of Radioanalytical and Nuclear Chemistry*, 2019, vol. 322, pp. 1097–1105. Available at: <https://doi.org/10.1007/s10967-019-06813-1> (accessed 15 December 2024).
14. Galvin J., Safarzadeh M.S. Decomposition of monazite concentrate in potassium hydroxide solution. *Journal of Environmental Chemical Engineering*, 2018, vol. 6, Iss. 1, pp. 1353–1363. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jece.2018.01.042> (accessed 15 December 2024).

15. Berry L., Galvin J., Agarwal V., Safarzadeh M.S. Alkali pug bake process for the decomposition of monazite concentrate. *Minerals Engineering*, 2017, vol. 109, pp. 32–41. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.mineng.2017.02.007> (accessed 15 December 2024).
16. Hazan R., Hazwani Mohd Noor, Khaironie Mohamed Takip. Recovery of Light Rare Earth Elements (LREE) from monazite by alkaline fusion. *Engineering Materials*, 2022, vol. 908, pp. 503–508. Available at: <https://doi.org/10.4028/p-8lmch6> (accessed 15 December 2024).
17. Tri Purwantia, Mochamad Setyadjic, Widi Astutid, Indra Perdanaa, Himawan Tri Bayu Murti Petrusa. Phosphate decomposition by alkaline roasting to concentrate rare earth elements from monazite of Bangka Island, Indonesia. *Journal of Mining Science*, 2020, vol. 56, pp. 477–485. Available at: <https://doi.org/10.1134/S1062739120036763> (accessed 15 December 2024).
18. Archana Kumari, Manis Kumar Jha, Jhumki Hait, Sushanta Kumar Sahu, Vinay Kumar. Processing of Korean monazite concentrate for the recovery of rare earth metals (REMs). *J. Indian Chern. Soc.*, 2013, vol. 90, pp. 2105–2110.
19. Novriyanisti R., Prassanti K. Widana. Separation of elements in Bangka monazite with multilevel precipitation. *Eksplorium*, 2021, vol. 42, pp. 69–76.
20. Deependra Singh, Bighnaraj Mishra, Ankit Sharma, Sudhanshu Basu, Raghupatruni Bhima Rao. Development of process flow sheet for recovering strategic mineral monazite from a Lean-Grade Brambagiri Coastal Placer Deposit, Odisha, India. *Minerals*, 2024, vol. 14, pp. 1–20 Available at: <https://doi.org/10.3390/min14020139> (accessed 15 December 2024).
21. Tony Huang, Jiann-Shing Lee, Jennifer Kung, Chih-Ming Lin. Study of monazite under high pressure. *Solid State Communications*, 2010, vol. 150, Iss. 37–38, pp. 1845–1850. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ssc.2010.06.042> (accessed 15 December 2024).
22. Smorokov A.A., Kantaev A.S., Bryankin D.V., Miklashevich A.A. Development of a low-temperature desiliconization method for zircon concentrate after activation with NH_4HF_2 . *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 4, pp. 27–36. (In Russ.) Available at: <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/4/3459> (accessed 15 December 2024).
23. Smorokov A.A., Kantaev A.S., Bryankin D.V., Miklashevich A.A. Development of a low-temperature desiliconization method for the leucoxene concentrate of Yarega deposit with a solution of ammonium hydrogen fluoride. *ChemChemTech*, 2022, vol. 65, pp. 127–133. (In Russ.) Available at: <https://doi.org/10.6060/ivkkt.20226502.6551> (accessed 15 December 2024).
24. Smorokov A.A., Kantaev A.S., Bryankin D.V., Miklashevich A.A., Kamarou M., Romanovski V. Novel low-energy approach to leucoxene concentrate desiliconization by ammonium bifluoride solutions. *Journal of Chemical Technology and Biotechnology*, 2023, vol. 98, pp. 726–733. Available at: <https://doi.org/10.1002/jctb.7277> (accessed 15 December 2024).
25. Romanovski V., Su X., Zhang L. et al. Approaches for filtrate utilization from synthetic gypsum production. *Environmental Science and Pollution Research*, 2023, vol. 30, pp. 33243–33252. Available at: <https://doi.org/10.1007/s11356-022-24584-3> (accessed 15 December 2024).

Information about the authors

Luu Xuan Dinh, PhD, Lead Researcher, Vice-president of Institute for Technology of Radioactive and Rare Earth Elements, Vietnam Atomic Energy Institute, 48, Lang Ha street, Dong Da district, Hanoi, 11513, Vietnam; lxrdinh79@gmail.com; <https://orcid.org/0009-0005-1668-8844>

Le Hai Son, PhD, Head of the Laboratory, Vietnam Atomic Energy Institute, 48, Lang Ha street, Dong Da district, Hanoi, 11513, Vietnam; son.hut2006@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0003-2147-7425>

Nguyen Dinh Viet, Researcher, Vietnam Atomic Energy Institute, 48, Lang Ha street, Dong Da district, Hanoi, 11513, Vietnam; dinhviet0701@gmail.com; <https://orcid.org/0009-0001-8146-4362>

Bui Cong Trinh, PhD, Researcher, Vietnam Atomic Energy Institute, 48, Lang Ha street, Dong Da district, Hanoi, 11513, Vietnam; buictr@gmail.com; <https://orcid.org/0009-0001-1014-0221>

Vladimir A. Karelkin, Dr. Sc., Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation.

Andrey A. Smorokov, Senior Lecturer, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation; wolfraum@yandex.ru; <https://orcid.org/0000-0002-1682-9038>

Received: 27.12.2024

Revised: 16.01.2025

Accepted: 03.03.2025

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. U.S. Geological Survey, Mineral Commodity Summaries. – 2025. – 216 p. URL: <https://doi.org/10.3133/mcs2025> (дата обращения: 15.12.2024).
2. Bohrea A., Avasthib K., Petkov V.I. Vitreous and crystalline phosphate high level waste matrices: present status and future challenges // *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*. – 2017. – Vol. 50. – P. 1–14. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jiec.2017.01.032> (дата обращения: 15.12.2024).
3. Kanazawa Y., Kamitani M. Rare earth minerals and resources in the world // *J. Alloys and Compounds*. – 2006. – Vol. 408–412. – P. 1339–1343. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jallcom.2005.04.033> (дата обращения: 15.12.2024).
4. A suggested alternative procedure for processing of monazite mineral concentrate / T.E. Amer, W.M. Abdella, G.M. Abdel Wahab, E.M. El-Sheikh // *Int. J. of Mineral Processing*. – 2013. – Vol. 125. – P. 106–111. URL: <https://doi.org/10.1016/j.minpro.2013.10.004> (дата обращения: 15.12.2024).

5. Process development to recover rare earth metals from monazite mineral: a review / Archana Kumari, Rekha Panda, Manis Kumar Jha, J. Rajesh Kumar, Jin Young Lee // Minerals Engineering. – 2015. – Vol. 79. – P. 102–115. URL: <https://doi.org/10.1016/j.mineng.2015.05.003> (дата обращения: 15.12.2024).
6. Alkaline fusion of malaysian monazite and xenotime for the separation of thorium and uranium / Jacqueline Kones, Norhazirah Azhar, Nur Aqilah Sapiee, Khaironie Mohamed Takip // Jurnal Sains Nuklear Malaysia. – 2019. – Vol. 31. – P. 37–41.
7. Leaching of rare earth metals (REMs) from Korean monazite concentrate / Rekha Panda, Archana Kumari, Manis Kumar Jha, Jhumki Hait, Vinay Kumar, J. Rajesh Kumar, Jin Young Lee // Journal of Industrial and Engineering Chemistry. – 2014. – Vol. 20. – Iss. 4. – P. 2035–2042. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2013.09.028> (дата обращения: 15.12.2024).
8. Processing of monazite leach liquor for the recovery of light rare earth metals (LREMs) / Archana Kumari, Soni Jha, Jay Narayan Patel, Sanchita Chakravarty, Manis Kumar Jha, Devendra Deo Pathak // Minerals Engineering. – 2018. – Vol. 129. – P. 9–14. URL: <https://doi.org/10.1016/j.mineng.2018.09.008> (дата обращения: 15.12.2024).
9. Study on processing of rare earth oxide from monazite, mongmit Myitsone Region / Aye Thi Tar, Thant Zin Myo, Tin Moe Hlaing, Bo Bo Mya Win // American Scientific Research Journal for Engineering, Technology, and Sciences (ASRJETS). – 2017. – Vol. 27. – P. 43–51.
10. Da Costa Lauria D., Rochedo E.R.R. The legacy of monazite processing in Brazil // Radiation Protection Dosimetry. – 2005. – Vol. 114. – № 4. – P. 546–550. URL: <https://doi.org/10.1093/rpd/nci303> (дата обращения: 15.12.2024).
11. Borai E.H., Hamed M.M., Shahr El-Din A.M. A new method for processing of low-grade monazite concentrates // Journal geological society of India. – May 2017. – Vol. 89. – P. 600–604.
12. Development of selective separation method for thorium and rare earth elements from monazite liquor / E.H. Borai, I.M. Ahmed, A.M. Shahr El-Din, M.S. Abd El-Ghany // Journal of Radioanalytical and Nuclear Chemistry. URL: <https://doi.org/10.1007/s10967-018-5814-4> (дата обращения: 15.12.2024).
13. Malaysian monazite and its processing residue: chemical composition and radioactivity / Nurrul Assyikeen Md. Jaffary, Kok Siong Khoo, Nor Hasimah Mohamed, Mohd Abd Wahab Yusof, Syazwani Mohd Fadzil // J. of Radioanalytical and Nuclear Chemistry. – 2019. – Vol. 322. – P. 1097–1105. URL: <https://doi.org/10.1007/s10967-019-06813-1> (дата обращения: 15.12.2024).
14. Galvin J., Safarzadeh M.S. Decomposition of monazite concentrate in potassium hydroxide solution // Journal of Environmental Chemical Engineering. – 2018. – Vol. 6. – Iss. 1. – P. 1353–1363. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jece.2018.01.042> (дата обращения: 15.12.2024).
15. Alkali pug bake process for the decomposition of monazite concentrate / L. Berry, J. Galvin, V. Agarwal, M.S. Safarzadeh // Minerals Engineering. – 2017. – Vol. 109. – P. 32–41. URL: <https://doi.org/10.1016/j.mineng.2017.02.007> (дата обращения: 15.12.2024).
16. Hazan R., Hazwani Mohd Noor, Khaironie Mohamed Takip. Recovery of Light Rare Earth Elements (LREE) from monazite by alkaline fusion // Engineering Materials. – 2022. – Vol. 908. – P. 503–508. URL: <https://doi.org/10.4028/p-8lmch6> (дата обращения: 15.12.2024).
17. Phosphate decomposition by alkaline roasting to concentrate rare earth elements from monazite of Bangka Island, Indonesia / Tri Purwantia, Mochamad Setyadic, Widi Astutid, Indra Perdanna, Himawan Tri Bayu Murti Petrusa // Journal of Mining Science. – 2020. – Vol. 56. – P. 477–485. URL: <https://doi.org/10.1134/S1062739120036763> (дата обращения: 15.12.2024).
18. Processing of Korean monazite concentrate for the recovery of rare earth metals (REMs) / Archana Kumari, Manis Kumar Jha, Jhumki Hait, Sushanta Kumar Sahu, Vinay Kumar // J. Indian Chern. Soc. – 2013. – Vol. 90. – P. 2105–2110.
19. Novriyanisti R., Prassanti K. Widana. Separation of elements in Bangka monazite with multilevel precipitation // Eksplorium. – 2021. – Vol. 42. – P. 69–76.
20. Development of process flow sheet for recovering strategic mineral monazite from a Lean-Grade Brambagiri Coastal Placer Deposit, Odisha, India / Deependra Singh, Bighnaraj Mishra, Ankit Sharma, Sudhhasatwa Basu, Raghupatruni Bhima Rao // Minerals. – 2024. – Vol. 14. – P. 1–20 URL: <https://doi.org/10.3390/min14020139> (дата обращения: 15.12.2024).
21. Study of monazite under high pressure / Tony Huang, Jiann-Shing Lee, Jennifer Kung, Chih-Ming Lin // Solid State Communications. – 2010. – Vol. 150. – Iss. 37–38. – P. 1845–1850. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ssc.2010.06.042> (дата обращения: 15.12.2024).
22. Разработка способа низкотемпературного обескремнивания активированного цирконового концентрата раствором NH_4HF_2 . Известия томского политехнического университета / А.А. Смороков, А.С. Кантаев, Д.В. Брянкин, А.А. Миклашевич // Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 4. – С. 27–36. URL: <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/4/3459> (дата обращения: 15.12.2024).
23. Разработка способа низкотемпературного обескремнивания лейкоксенового концентрата Яргского месторождения раствором гидродифторида аммония / А.А. Смороков, А.С. Кантаев, Д.В. Брянкин, А.А. Миклашевич // Изв. вузов. Химия и хим. Технология. – 2022. – Т. 65. – С. 127–133. URL: <https://doi.org/10.6060/ivkkt.20226502.6551> (дата обращения: 15.12.2024).
24. Novel low-energy approach to leucoxene concentrate desiliconization by ammonium bifluoride solutions / A.A. Smorokov, A.S. Kantaev, D.V. Bryankin, A.A. Miklashevich, M. Kamarou, V. Romanovski // Journal of Chemical Technology and Biotechnology. – 2023. – Vol. 98. – P. 726–733. URL: <https://doi.org/10.1002/jctb.7277> (дата обращения: 15.12.2024).
25. Approaches for filtrate utilization from synthetic gypsum production / V. Romanovski, X. Su, L. Zhang et al. // Environmental Science and Pollution Research. – 2023. – Vol. 30. – P 33243–33252. URL: <https://doi.org/10.1007/s11356-022-24584-3> (дата обращения: 15.12.2024).

Информация об авторах

Лю Суан Динь, доктор философии, ведущий исследователь, вице-президент Института технологий радиоактивных и редких элементов, Вьетнамский институт атомной энергии, Вьетнам, 11513, г. Ханой, район Донг Да, ул. Ланг Ха, 48; lxdinh79@gmail.com; <https://orcid.org/0009-0005-1668-8844>

Ле Хай Шон, доктор философии, руководитель лаборатории, Институт технологий радиоактивных и редких элементов, Вьетнамский институт атомной энергии, Вьетнам, 11513, г. Ханой, район Донг Да, ул. Ланг Ха, 48; son.hut2006@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0003-2147-7425>

Нгуен Динь Вьет, исследователь, Институт технологий радиоактивных и редких элементов, Вьетнамский институт атомной энергии, Вьетнам, 11513, г. Ханой, район Донг Да, ул. Ланг Ха, 48; dinhviet0701@gmail.com; <https://orcid.org/0009-0001-8146-4362>

Буй Конг Чинь, доктор философии, исследователь, Институт технологий радиоактивных и редких элементов, Вьетнамский институт атомной энергии, Вьетнам, 11513, г. Ханой, район Донг Да, ул. Ланг Ха, 48; buictr@gmail.com; <https://orcid.org/0009-0001-1014-0221>

Владимир Александрович Карелин, доктор технических наук, профессор, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Андрей Аркадьевич Смороков, старший преподаватель, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, wolfram@yandex.ru; <https://orcid.org/0000-0002-1682-9038>

Поступила в редакцию: 27.12.2024

Поступила после рецензирования: 16.01.2025

Принята к публикации: 03.03.2025

УДК 62-661.543.876
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4990
Шифр специальности ВАК: 25.00.36

Исследования горения композитного топлива из угля и опилок

А.И. Сечин¹, Ю.Ф. Патраков²✉, И.Л. Мезенцева¹, А.А. Сечин¹

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

² Федеральный исследовательский центр угля и углехимии СО РАН, Россия, г. Кемерово

✉ yupat52@gmail.com

Аннотация. Актуальность. В последнее десятилетие все актуальнее становится проблема необходимости утилизации на существующих тепловых станциях больших объемов как непроектных каменных углей и углеотходов, так и отходов деревообрабатывающей промышленности. Необходимость решения этих задач расширила исследовательскую область вопросов горения дисперсных горючих материалов, определив важность изучения совместного сжигания низкометаморфизованных энергетических углей, углеотходов и отходов деревопереработки, с целью рациональной утилизации промышленных отходов. **Цель.** Исследование горения композитного топлива из угля и опилок на основе экспериментальной методики и методологии анализа видеофайлов воспламенения аэровзвеси в виде графической визуализации процесса горения. **Методы.** На основе методики исследования горения аэровзвеси и методологии анализа видеофайлов воспламенения аэровзвеси в виде графической визуализации процесса горения изучается горение композитного топлива из угля и опилок. **Результаты и выводы.** Проведено изучение горения аэровзвеси композитного топлива из длиннопламенного угля Кузнецкого месторождения и древесных (сосна) опилок при их раздельном измельчении и совместном сжигании. Получена графическая визуализация интенсивности взрывного горения аэровзвеси угля и опилок в реакционном объеме от времени протекания процесса. Установлено, что исследуемый топливный состав может иметь достаточное и даже несколько избыточное количество летучих компонентов, что заставляет систему топливо-окислитель реагировать в процессе горения образованием второго пика горения. Установлено, что наиболее эффективное использование в топливном композите следующее соотношение компонентов: уголь – 70 %, опилки – 30 %. Эффективный коэффициент избытка топлива определяется как $\alpha=1$.

Ключевые слова: горение аэровзвеси, уголь, сосновые опилки, композит, графическая визуализация горения

Для цитирования: Исследования горения композитного топлива из угля и опилок / А.И. Сечин, Ю.Ф. Патраков, И.Л. Мезенцева, А.А. Сечин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 3. – С. 222–231. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4990

UDC 62-661.543.876
DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4990

Combustion of composite fuel from coal and sawdust

A.I. Sechin¹, Yu.F. Patrakov²✉, I.L. Mezentseva¹, A.A. Sechin¹

¹ National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

² Federal Research Center of Coal and Coal Chemistry SB RAS, Kemerovo, Russian Federation

✉ yupat52@gmail.com

Abstract. Relevance. In the last decade, the problem of the necessity of utilizing large volumes of both non-design coal and coal waste, as well as waste of the wood processing industry at existing thermal power plants has become increasingly urgent. The solution of this problem expanded the research area of dispersed combustible materials combustion issues, making the study of joint combustion of low-metamorphosed power coals, coal waste and wood processing waste, as requirements for rational utilization of industrial waste. **Aim.** To study the composite fuel combustion from coal and sawdust based on the experimental technique and methodology for analyzing video files of air suspension ignition in the form of graphical visualization of combustion. **Methods.** Based on the methodology for studying the combustion of air suspension and the methodolo-

gy for analyzing video files of air suspension ignition in the form of graphical visualization of combustion, the combustion of composite fuel from coal and sawdust is studied. **Results and conclusions.** The authors have studied the combustion of composite fuel air suspension from long-flame coal of Kuznetsk deposit and wood (pine) sawdust during their separate grinding and joint combustion. They obtained the graphic visualization of intensity of explosive combustion of coal air suspension and sawdust in reaction volume from time of process flow. It was found that the studied fuel composition can have sufficient and even slightly excessive quantity of volatile components, which makes fuel-oxidizer system react during combustion by forming the second combustion peak. It was found that the most effective use in fuel composite is the following ratio of components: coal – 70%, sawdust – 30%. Effective coefficient of excess fuel is defined as $\alpha=1$.

Keywords: combustion of airborne particles, coal, pine sawdust, composite, graphical visualization of combustion

For citation: Sechin A.I., Patrakov Yu.F., Mezentseva I.L., Sechin A.A. Combustion of composite fuel from coal and sawdust. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 3, pp. 222–231. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4990

Введение

В последнее десятилетие все актуальнее становится проблема необходимости утилизации на существующих тепловых станциях больших объемов как непроектных каменных углей и углеотходов, так и отходов деревообрабатывающей промышленности. Проведенный сравнительный анализ характеристик углеотходов и отходов деревообрабатывающей промышленности показал возможность использования древесных отходов в виде композитных составов пылеугольного топлива [1–3].

Актуальность исследований, направленных на изучение совместного сжигания («ко-файринг») низкометаморфизованных энергетических углей, углеотходов и отходов деревопереработки, объясняется требованиями зеленой энергетики и рациональной утилизации отходов деревообрабатывающей и сельскохозяйственной промышленности [4, 5].

Под термином ко-файринг обычно подразумевается совместное сжигание топливных компонентов в одном реакционном объеме, при котором уделяется особое внимание взаимодействию неорганических компонент топлив – снижение выбросов оксидов азота и серы за счет фиксации их в виде золы, а также изменение плавкости образующейся золы [6–8]. Авторы [9] обращают внимание, что отдельные частицы угля и растительного сырья в факеле горят различным образом, поэтому горение композитных топлив может существенно отличаться от горения отдельных компонентов. Находясь в факеле распыла, частицы композитного топлива, характеризующиеся высокой величиной площади контакта фаз, могут оказывать значительное взаимное влияние при горении, что, как утверждают авторы [10, 11], может быть использовано для повышения эффективности сжигания топлива. Анализ столь многофакторной системы представляет собой сложную фундаментальную и методическую задачу.

Изучение условий распространения пламени в аэродисперсных средах проводится с различными целями. Нижний концентрационный предел взрываемости изучается с целью категорирования по-

мещений, обоснования выбора технологического оборудования и средств коммуникаций для осуществления производственного процесса, разработки безопасных методов и приемов при добыче и переработке угля [6]. Но получаемые результаты никогда не являлись определяющими при организации процессов горения топлива и топливных смесей в топочных устройствах с активными гидродинамическими режимами.

Целью данной работы являлось исследование горения композитного топлива из угля и опилок на основе экспериментальной методики и методологии анализа видеофайлов воспламенения аэровзвеси в виде графической визуализации процесса горения.

Методика исследования

Образцы порошков угля и древесных опилок готовились на мельнице роликового типа РМ-10 [10] из длиннопламенного угля Кузнецкого месторождения и опилок сосны. Исследования проводились на фракции 100–200 мкм как на наиболее технологичном размере. Состав композита готовился из компонентов непосредственно перед опытом.

Микроскопия частиц топлив проводилась в двух вариантах: 1) флюоресцентная микроскопия. Микроскопические исследования проводились с помощью Carl Zeiss AxioVert A1 с фильтрами возбуждения 450–490 и испускания >515. Все эксперименты регистрировались с помощью монохроматической высокочувствительной камеры AxioCam 503 с трехкратным аналоговым усилением и временем экспозиции 0,1 с; 2) Просвечивающая оптическая микроскопия осуществлялась на Микроскопе Zeiss Axio Imager A1.

Исследования горения композитного топлива из угля и опилок проводились по разработанной авторами методике [11–13] на приборе и устройстве контроля и диагностики. Визуальные наблюдения образования и развития пламени проводились с помощью скоростной фотографии на основе модульной камеры So Ny IMX287 C Mount Gige 500/300fps.

После проведения экспериментов с целью визуализации результатов взрывного горения устано-

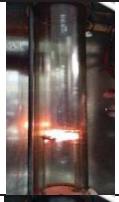
ливались индикаторы интенсивности горения аэровзвеси в реакционном объеме на основе анализа видеофайла горения аэродисперской системы, времени протекания процесса и массы образца.

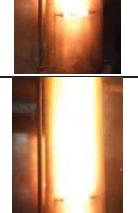
Обсуждение результатов

Результаты исследования и установления индикаторов интенсивности горения индивидуальных аэродисперсных систем представлены в табл. 1.

Таблица 1. Результаты исследования горения аэровзвеси дисперсных систем индивидуальных компонентов композита при температуре источника зажигания 1100 °C и величине навески 1000 мг

Table 1. Results of the study of combustion of air suspension of dispersed systems of individual components of the composite at an ignition source temperature of 1100 °C and a sample size of 1000 mg

Video_20240202_130659			Video_20240206_124426		
Описание характера процесса/Description of the nature of the process Гетерогенное горение с ростом давления аэровзвеси/Heterogeneous combustion with increasing pressure of air suspension					
угольной /coal			из опилок/from sawdust		
Время, с Описание характера горения Time, s Description of combustion nature	Величина индикатора интенсивности горения Value of the combustion intensity indicator	Видеокадр Video frame	Время, с Описание характера горения Time, s Description of combustion nature	Величина индикатора интенсивности горения Value of the combustion intensity indicator	Видеокадр Video frame
0 Начало процесса Beginning of the process	0		0 Начало процесса Beginning of the process	0	
0,03 Формирование пылевого облака Dust cloud formation	0		0,03 Формирование пылевого облака Dust cloud formation	0	
0,06 Зажигание пылевого облака Dust cloud ignition	1		0,06 Зажигание и развитие горения пылевого облака Ignition and development of combustion of a dust cloud	6	
0,09 Развитие горения Combustion development	6		0,09 Процесс горения Combustion	6	
0,12 Процесс горения Combustion	6		0,12 Процесс горения с переходом к завершению Combustion with transition to completion	6	
0,15 Процесс горения Combustion	6		0,15 Завершение процесса Process completing	2	

0,18 Процесс горения Combustion	6		0,18 Завершение процесса Process completing	1	
0,21 Процесс горения с переходом к завершению Combustion with transition to completion	5		0,21 Завершение процесса Process completing	0,5	
0,24 Завершение процесса Process completing	5		0,24 Завершение процесса Process completing	0,5	
0,27 Завершение процесса Process completing	3		0,27 Завершение процесса Process completing	1	
0,3 Завершение процесса Process completing	0,5		0,3 Развитие процесса горения Combustion development	4	
0,33 Процесс завершен Process is complete	0		0,33 Процесс горения с переходом к завершению Combustion with transition to completion	5	
			0,36 Завершение процесса Process completing	4	
			0,39 Завершение процесса Process completing	2	
			0,42 Завершение процесса Process completing	0,5	
			0,45 Процесс завершен Process is complete	0	

Как показали проведенные исследования, скорость регистрации процесса горения до 300 fps на данном этапе достаточна для определения характера поведения пламени, а также установления индекса его распространения.

На рис. 1 представлены результаты визуализации взрывного горения аэровзвеси угля и опилок в реакционном объеме от времени протекания процесса.

Анализируя данный рисунок, мы видим, что у опилок как бы не вполне характерная зависимость горения. Это говорит о том, что в первой фазе горения длительностью до 0,12 с участвует только газопаровая фаза, выделившаяся из опилок. Тем временем облако частиц продолжает свое движение в зону инициирующего источника зажигания, в частицах происходит испарение более тяжелых фракций углеводородов. Эти углеводороды начинают гореть, и можно предположить, что одна часть из них горит целиком, а другая часть горит, распадаясь на составные компоненты, тем самым обеспечивая вторую волну горения.

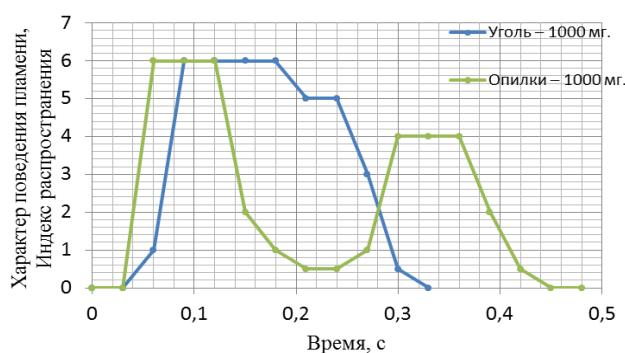


Рис. 1. Визуализация интенсивности взрывного горения аэровзвеси угля и опилок в реакционном объеме от времени протекания процесса и массы образца 1000 мг

Fig. 1. Visualization of the intensity of explosive combustion of coal and sawdust air suspension in the reaction volume from the time of the process and the sample mass of 1000 mg

Авторы [14] установили, что при 300 °C начинается процесс диссоциации, а с 350 °C начинается пиролиз. Также было установлено, что неравномерность температурного поля в образце приводит к тому, что начинает выделяться деготь, оксид и диоксид углерода. Оксид углерода начинает окисляться, что характеризуется ростом температуры.

Дальнейшее усиление процессов диссоциации ведет к увеличению перечня и объема углеводородных составляющих, которые в свою очередь, подвергаясь пиролизу и низкотемпературному окислению в предпламенных процессах, приводят к дальнейшему росту температуры.

Из рис. 1 видно, что горение аэровзвеси древесных опилок протекает за 0,45 с от начала процесса распыления, время индукции процесса зажигания составило 0,03 с, время зажигания – 0,03 с, время развития горения и достижения максимальных параметров по индексу распространения равному 6 (от начала процесса распыления и формирования облака) – 0,06 с, процесс горения при индексе 6 продолжался 0,06 с. Этот период отмечается ростом избыточного давления и считается периодом горячего горения [15–17]. На отрезке времени от 0,12 до 0,24 с происходит падение давления в реакционном сосуде и горение переходит в холоднопламенное протяженностью 0,06 с. Затем выделившиеся тяжелые летучие компоненты начинают свое горение, которое продолжается 0,25 с и выглядит следующим образом: от 0,24 с до 0,3 с идет развитие холоднопламенного горения [15–17], повышение давления не наблюдается, от 0,3 с до 0,36 с поддерживается холоднопламенное горение, а от 0,36 с начинается заключительный период горения, который составляет 0,09 с.

Время полного горения пылеугольного облака составляет 0,33 с от начала процесса распыления. Время индукции процесса зажигания составило 0,03 с, время зажигания – 0,03 с, а время развития горения и достижения максимальных показателей по индексу распространения равному 6 (от начала процесса распыления и образования облака) – 0,09 с. В целом процесс горения при индексе 6 продолжался 0,09 с. По аналогии с горением опилок данный период также можно считать горячим горением. На отрезке времени от 0,18 до 0,25 с происходит падение давления в реакционном сосуде и горение переходит в холоднопламенное протяженностью 0,025 с. Заключительный период горения аэровзвеси составил 0,06 с.

С целью определения режимов эффективного сжигания композитного топлива проведены исследования совместного сжигания угля и опилок в различных соотношениях компонентов (рис. 2).

Процесс взрывного горения (рис. 2) для соотношения уголь/опилки 900/100 продолжается 0,36 с. Время индукции процесса зажигания для данного соотношения, как и для всех смесей, составляет 0,06 с. Это связано со временем формирования аэродисперсного облака в реакционном объеме, его прогрева, газификации и инициирования горения. Время развития горения и образования очага горения составило 0,03 с, достижение параметров холоднопламенного горения по индексу распространения равному 5 (от начала процесса распыления и образования облака) – 0,12 с. Время достижения максимальных параметров горения по индексу распространения равному 6 (от начала процесса распыления и образования облака) – 0,15 с.

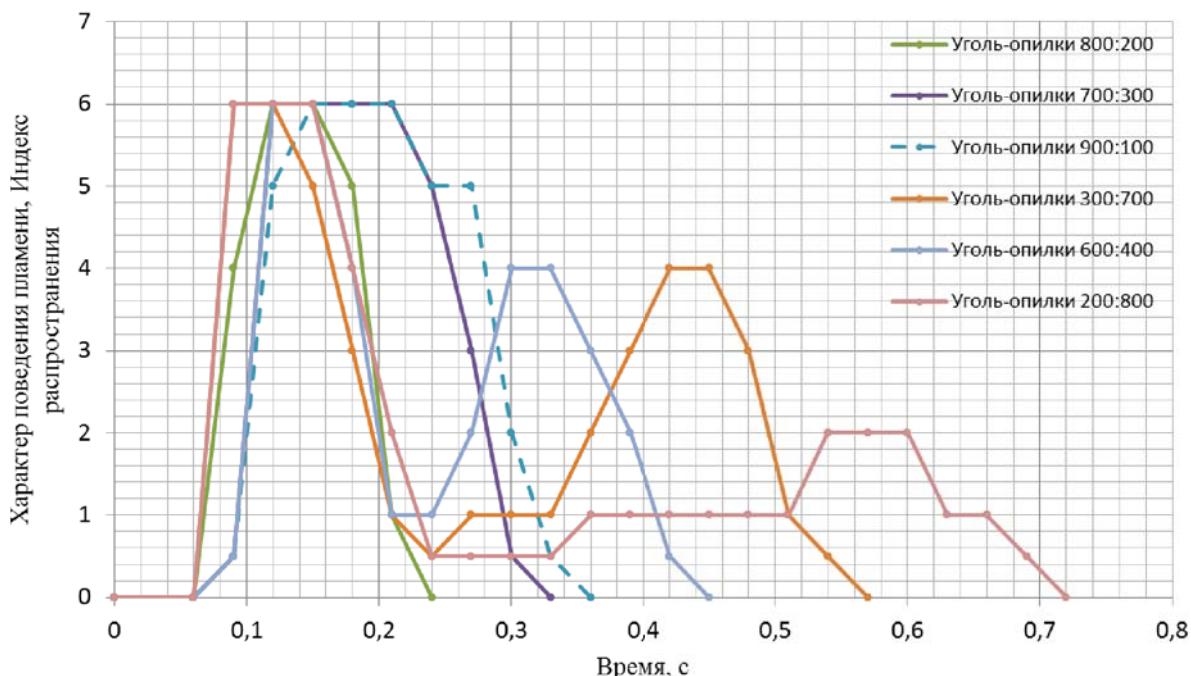


Рис. 2. Интенсивность взрывного горения аэровзвеси композита угля и опилок в реакционном объеме от времени протекания процесса и общей массе образца 1000 мг
Fig. 2. Intensity of explosive combustion of a composite of coal and sawdust in the reaction volume from the time of the process and the total mass of the sample of 1000 mg

Процесс горения при индексе 6 продолжался 0,06 с. Этот период отмечается ростом избыточного давления и считается периодом горячего горения [15, 18]. На отрезке времени от 0,21 до 0,24 с роста давления в реакционном сосуде не наблюдается и горение переходит в холоднопламенное с протяженностью перехода 0,03 с. Затем наступает период завершения горения длительностью в 0,09 с.

Построим сравнительную таблицу и продолжим анализ результатов исследования визуализации интенсивности горения композита уголь–опилки, представленных на рис. 2. Рассмотрим с позиции горения пылевого облака, то есть факторов инициирования процесса зажигания и распространения фронта пламени по созданному объекту (аэродисперсное облако).

Характеризуя показатель «Полное время горения», можно сказать, что для всех композитных составов данный показатель не может являться определяющим, хотя он имеет разброс результатов, в три раза превышающий минимальный результат. Можно ожидать, что, выбирая показатель с разбросом в два раза (0,33 с), можно рекомендовать более устойчивый состав топливной смеси при горении. Присутствие опилок в композите обеспечит высокотемпературную подсветку процесса горения на стартовом периоде.

«Время индукции процесса зажигания» оказалось у всех одинаковым. Здесь сработал фактор наличия в композите большого количества летучих компонентов.

Показатель «Время развития горения и образования очага горения» присутствует у всех шести композитных составов.

Показатель «Время достижения максимальных параметров по индексу распространения» присутствует только у одной смеси 900/100. Это свидетельствует о характере этапов развития процесса горения: от холоднопламенного (индекс 5) к горячепламенному (индекс 6). У других составов этот показатель характеризуется индексом 6. Можно утверждать, что процесс горения осуществляется в режиме горячего газового пламени.

Показатель «Длительность процесса горения при показателе индекса 5» характеризует протяженность времени этапа развития процесса горения: от холоднопламенного (индекс 5) к горячепламенному (индекс 6), который присутствует только у одной смеси 900/100. Данный результат показывает, что вклад опилок в процесс горения аэровзвеси обеспечивает высокотемпературную подсветку процесса горения угольного компонента.

Показатель «Длительность процесса горения при показателе индекса 6, с» отображает, что самое эффективное горение наблюдается у смеси 700/300, который составляет 0,09 с. Это очень интересное соотношение топливо–окислитель, при достаточном количестве окислителя наблюдается процесс горения с самым мощным ростом давления в реакционном объеме, что характеризует полноту протекающих реакций.

Таблица 2. Результаты исследования визуализации интенсивности горения аэровзвеси композита уголь–опилки
Table 2. Results of studying the visualization of combustion intensity of the air suspension of the coal–sawdust composite

Показатель визуализации интенсивности взрывного горения аэровзвеси композита уголь/опилки от времени протекания процесса Visualization index of the intensity of explosive combustion of the composite coal/sawdust air suspension from the time of the process	Соотношение в композите уголь/опилки Ratio in the coal/sawdust composite					
	900/100	800/200	700/300	600/400	300/700	200/800
	Время горения, с Combustion time, s					
Полное время горения, с Total combustion time, s	0,36	0,24	0,33	0,45	0,57	0,72
Время индукции процесса зажигания, с Induction time of ignition, s	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Время развития горения и образования очага, с Time of combustion development and fire formation, s	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Время достижения максимальных параметров по индексу распространения, равному: Time to reach maximum parameters for the distribution index equal to:	5 c/s	0,3 (0,12)	–	–	–	–
	6 c/s	0,03	0,03	0,03 (0,12)	0,03 (0,12)	0,03 (0,09)
Длительность процесса горения по индексу распространения, равному 6, с Combustion duration according to the spread index equal to 6, s	0,06	0,03	0,09	0,03	0,03	0,06
Длительность перехода в холоднопламенное горение с протяженностью перехода от индекса Duration of transition to cold flame combustion with the duration of the transition from the index	6 до (to) 5	0,03	0,03	0,03	0,03	–
	менее (less than) 5	0,03	0,03	0,03	0,03	0,06
Длительность процесса горения по индексу распространения, равному 5, с Combustion duration according to the spread index equal to 5, s	0,03	–	–	–	–	–
Второй пик горения Second combustion peak	Время достижения максимальных параметров по индексу распространения, равному 4 с Time to reach maximum parameters according to the distribution index equal to 4 s	–	–	–	0,09	0,21
	Длительность процесса горения по индексу распространения, равному 4, с Combustion duration according to the spread index equal to 4, s	–	–	–	0,03	0,03
	Длительность перехода в холоднопламенное горение с протяженностью до индекса 1 Duration of transition to cold flame combustion with an extension up to index 1	–	–	–	0,08	0,06
Длительность процесса горения по индексу распространения, равному 5, с Combustion duration according to the spread index equal to 5, s	0,03	–	–	–	–	–
Длительность периода завершения горения, с Duration of combustion completion period, s	0,03	0,3	0,06	0,04	0,06	0,06

В то же время показатель «Длительность процесса горения при показателе индекса 5, с» отображает длительность холоднопламенного горения на заключительной стадии горения пылевого облака. Данный показатель присутствует только у со-

става 900/100. У других составов ввиду увеличения объема газовой фазы, выделяемой из увеличивающегося объема опилок, он не определяется.

Показатель «Длительность периода завершения горения, с» характеризует полноту сгорания топ-

ливного облака. Чем длительнее это время, тем большее количество зольности в топливе. Косвенно оценивается степень недожога распыляемого топлива. В нашем случае только три состава заслуживают внимания: 900/100; 800/200 и 700/300. Из них наиболее привлекателен 700/300. Другие составы для данной марки угля не рассматриваются ввиду наличия второго пика горения, что также характеризует тепловые потери процесса сжигания топлива.

Показатель «Второй пик горения» характеризует не вполне изученные топливные составы. Тот факт, что исследуемый топливный состав имеет достаточное и даже несколько избыточное количество летучих компонентов, заставляет систему топливо-окислитель так реагировать в процессе горения. Данный эффект отражался в работах [9, 10, 16, 18] и закладывался при разработке прибора контроля и диагностики композитного состава угля и отходов деревообрабатывающей промышленности, и он заключается в получении максимального количества информации о свойствах создаваемой топлив-

ной системы в виде аэродисперсного облака и геометрии реакционного объема [19, 20].

Анализ результатов исследований, представленных в табл. 2, позволяет рекомендовать использование композитного топлива уголь/опилки в соотношении 7:3. Эффективная тонина помола 200 мкм. Эффективный коэффициент избытка топлива α определяется как $\alpha=1$.

Заключение

1. Изучено композитное топливо из угля и древесных опилок путем проведения лабораторных исследований горения аэровзвеси топлива при раздельном измельчении и совместном сжигании («ко-файринг») данного состава.
2. Установлено, что наиболее эффективное использование топливного композита уголь/опилки в соотношении 7:3. Эффективная тонина помола 200 мкм. Эффективный коэффициент избытка топлива α определяется как $\alpha=1$.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Co-milling as a synergy factor for co-firing. A case study of wood/coal blends / A.G. Matveeva, Yu.F. Patrakov, A.I. Sechin, P.E. Plyusnin, A.V. Kuznetsov // Carbon Resources Conversion. – 2023. – Vol. 6. – № 1. – P. 51–57. DOI: 10.1016/j.crcon.2022.11.001
2. Experimental study of the influence of synergistic effects on the co-firing characteristics of biomass and coal / Yang Pu, Haofan Wang, Xianhua Wang, Mooktzeng Lim, Bin Yao, Haiping Yang, Chun Lou // Journal of the Energy Institute. – 2024. – Vol. 115. – P. 101687. DOI: 10.1016/j.joei.2024.101687
3. Utilization of bioresources for sustainable biofuels: a review / N. Gaurav, S. Sivasankari, G.S. Kiran, A. Ninawe, J. Selvin // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2017. – Vol. 73. – P. 205–214. DOI: 10.1016/j.rser.2017.01.070
4. Ayhan Demirbas. Biofuels sources, biofuel policy, biofuel economy and global biofuel projections// Energy Conversion and Management. – 2008. – Vol. 49. – P. 2106–2116. DOI: 10.1016/j.enconman.2008.02.020
5. Technical-economic-environmental analysis of biomass direct and indirect co-firing in pulverized coal boiler in China / Wenyu Mo, Kuan Du, Yi Sun, Minruo Guo, Chao Zhou, Mo You, Jun Xu, Long Jiang, Yi Wang, Sheng Su, Song Hu, Jun Xiang // Journal of Cleaner Production. – 2023. – Vol. 426. – P. 139119. DOI: 10.1016/j.jclepro.2023.139119
6. Experimental study of NO emission in coal-methanol co-combustion under air-staged condition / Jun Chen, Xin Wang, Weidong Fan, Tingjiang Liu, Yong Wang, Wei Geng // Journal of the Energy Institute. – 2024. – Vol. 117. – P. 101835. DOI: 10.1016/j.joei.2024.101835
7. Riaza J., Gibbins J., Chalmers H. Ignition and combustion of single particles of coal and biomass // Fuel. – 2017. – Vol. 202. – P. 650–655. DOI: 10.1016/j.fuel.2017.04.011
8. Co-firing of coal and biomass under pressurized oxy-fuel combustion mode in a 10 kWth fluidized bed: Nitrogen and sulfur pollutants / Qinwen Liu, Wenqi Zhong, Aibing Yu, Chi-Hwa Wang // Chemical Engineering Journal. – 2022. – Vol. 450. – P. 138401. DOI: 10.1016/j.cej.2022.138401
9. Mechanochemical production of lignin-containing powder fuels from biotechnology industry waste: a review / O. Lomovsky, A. Bychkov, I. Lomovsky, V. Logvinenko, A. Burdukov // Thermal Science. – 2015. – Vol. 19. – Iss. 1. – P. 219–229. DOI: 10.2298/TSCI130820167L
10. Сечин А.И., Патраков Ю.Ф., Сечин А.А. Методика экспериментального определения пределов распространения пламени по пылевоздушным смесям // Горный журнал. – 2017. – № 12. – С. 87–90.
11. Patrakov Y.F., Sechin A.I., Sechin A.A. Experimental range test of flame spread in dust-air mixtures// Journal of Mining Science. – 2019. – Vol. 55. – P. 494–498. DOI: 10.1134/S106273911903582X
12. ГОСТ 12.1.044-89 ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения. – М.: Изд-во стандартов, 1990. – 144 с.
13. Сечин А.И., Задорожная Т.А. Изучение условий низкотемпературного окисления в слое лесных горючих материалов // Современные проблемы машиностроения: сборник трудов XV Международной научно-технической конференции. – 2022. – С. 231–232. URL: <http://earchive.tpu.ru/handle/11683/74424> (дата обращения 15.01.2025).
14. Математическая теория горения и взрыва / Я.Б. Зельдович, Г.И. Баренблatt, В.Б. Либрович, Г.М. Махвиладзе. – М.: Наука. 1980. – 478 с.
15. Кумагай Сэйтиро. Горение / пер. С.К. Орджоникидзе, Б.С. Ермолаев. – М.: Химия, 1979. – 255 с.
16. Гейдон А.Г., Вольфгард Х.Г. Пламя, его структура, излучение и температура / пер. с англ. под ред. А.С. Соколика. – М.: Металлургия, 1959. – 333 с.

17. Sandrowitz A.K., Cooke J.M., Glumac N.G. Flame emission spectroscopy for equivalence ratio monitoring // *Applied Spectroscopy*. – 1998. – Vol. 52. – Iss. 5. – P. 658–662. DOI: 10.1366/0003702981944319
18. Бойко Е.А., Страшников А.В. Обоснование практических рекомендаций по организации оптимальных режимов предварительной термической обработки и сжигания угля в пылевидном состоянии // *Известия Российской академии наук. Энергетика*. – 2022. – № 1. – С. 35–50. URL: <https://journals.rsci.science/0002-3310/article/view/136941> (дата обращения 15.01.2025).
19. Копань А.В., Клейнерман В.А., Тестирование технических решений по топочно-горелочным устройствам в составе низкоэмиссионной системы сжигания кузнецкого угля // *Известия политехнического университета. Инженеринг георесурсов*. – 2021. – Т. 332. – № 4. – С. 140–147. DOI: 10.18799/24131830/2021/4/3157
20. СП 89.13330.2016. Свод правил. Котельные установки. URL: <https://docs.ctnd.ru/document/456054199> (дата обращения 15.01.2025).

Информация об авторах

Александр Иванович Сечин, доктор технических наук, профессор отделения контроля и диагностики Института неразрушающего контроля, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. sechin@tpu.ru

Юрий Федорович Патраков, доктор химических наук, заведующий лабораторией научных основ технологий обогащения угля, Федеральный исследовательский центр угля и углехимии, Сибирское отделение Российской академии наук, Россия, 650065, г. Кемерово, пр. Ленинградский, 10. uprat52@gmail.com

Ирина Леонидовна Мезенцева, старший преподаватель отделения контроля и диагностики Института неразрушающего контроля, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. mezenceva@tpu.ru

Андрей Александрович Сечин, кандидат технических наук, доцент отделения контроля и диагностики Института неразрушающего контроля, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. seanal@tpu.ru

Поступила в редакцию: 04.02.2025

Поступила после рецензирования: 10.02.2025

Принята к публикации: 03.03.2025

REFERENCES

1. Matveeva A.G., Patrakov Yu.F., Sechin A.I., Plyusnin P.E., Kuznetsov A.V. Co-milling as a synergy factor for co-firing. A case study of wood/coal blends. *Carbon Resources Conversion*, 2023, vol. 6, no. 1, pp. 51–57. DOI: 10.1016/j.crcon.2022.11.001
2. Yang Pu, Haofan Wang, Xianhua Wang, Mookteng Lim, Bin Yao, Haiping Yang, Chun Lou. Experimental study of the influence of synergistic effects on the co-firing characteristics of biomass and coal. *Journal of the Energy Institute*, 2024, vol. 115, pp. 101687. DOI: 10.1016/j.joei.2024.101687
3. Gaurav N., Sivasankari S., Kiran G.S., Ninawe A., Selvin J. Utilization of bioresources for sustainable biofuels: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, vol. 73, pp. 205–214. DOI: 10.1016/j.rser.2017.01.070
4. Ayhan Demirbas. Biofuels sources, biofuel policy, biofuel economy and global biofuel projections. *Energy Conversion and Management*, 2008, vol. 49, pp. 2106–2116. DOI: 10.1016/j.enconman.2008.02.020
5. Wenyu Mo, Kuan Du, Yi Sun, Minruo Guo, Chao Zhou, Mo You, Jun Xu, Long Jiang, Yi Wang, Sheng Su, Song Hu, Jun Xiang. Technical-economic-environmental analysis of biomass direct and indirect co-firing in pulverized coal boiler in China. *Journal of Cleaner Production*, 2023, vol. 426, pp. 139119. DOI: 10.1016/j.jclepro.2023.139119
6. Jun Chen, Xin Wang, Weidong Fan, Tingjiang Liu, Yong Wang, Wei Geng. Experimental study of NO emission in coal-methanol co-combustion under air-staged condition. *Journal of the Energy Institute*, 2024, vol. 117, pp. 101835. DOI: 10.1016/j.joei.2024.101835
7. Riaza J., Gibbins J., Chalmers H. Ignition and combustion of single particles of coal and biomass. *Fuel*, 2017, vol. 202, pp. 650–655. DOI: 10.1016/j.fuel.2017.04.011
8. Qinwen Liu, Wenqi Zhong, Aibing Yu, Chi-Hwa Wang. Co-firing of coal and biomass under pressurized oxy-fuel combustion mode in a 10 kWth fluidized bed: Nitrogen and sulfur pollutants. *Chemical Engineering Journal*, 2022, vol. 450, pp. 138401. DOI: 10.1016/j.cej.2022.138401
9. Lomovsky O., Bychkov A., Lomovsky I., Logvinenko V., Burdukov A. Mechanochemical production of lignin-containing powder fuels from biotechnology industry waste: a review. *Thermal Science*, 2015, vol. 19, no. 1, pp. 219–229. DOI: 10.2298/TSCI130820167L
10. Sechin A.I., Patrakov Yu.F., Sechin A.A. Methodology for experimental determination of flame propagation limits for dust-air mixtures. *Mining Journal*, 2017, vol. 12, no. 12, pp. 87–90. (In Russ.)
11. Patrakov Y.F., Sechin A.I., Sechin A.A. Experimental range test of flame spread in dust-air mixtures. *Journal of Mining Science*, 2019, vol. 55, pp. 494–498. DOI: 10.1134/S106273911903582X
12. SS 12.1.044-89. *Fire and explosion hazard of substances and materials. Nomenclature of indicators and methods for their determination*. Moscow, Publ. House of Standards, 1990. 144 p. (In Russ.)
13. Sechin A.I., Zadorozhnaya T.A. Study of the conditions of low-temperature oxidation in a layer of forest combustible materials. *Modern problems of mechanical engineering. Collection of proceedings of the XV International Scientific and Technical Conference*. 2022, pp. 231–232. (In Russ.) Available at: <http://earchive.tpu.ru/handle/11683/74424> (accessed 15 January 2025).

14. Zeldovich Ya.B., Barenblatt G.I., Librovich V.B., Makhviladze G.M. *Mathematical theory of combustion and explosion.* Moscow, Nauka Publ., 1980. 478 p. (In Russ.)
15. Kumagai Seiichiro. *Combustion.* Moscow, Khimiya Publ., 1979. 255 p. (In Russ.)
16. Heidon A.G., Wolfhard H.G. *Flame, its structure, radiation and temperature.* Moscow, Metallurgiya Publ., 1959. 333 p. (In Russ.)
17. Sandrowitz A.K., Cooke J.M., Glumac N.G. Flame Emission spectroscopy for equivalence ratio monitoring. *Applied Spectroscopy*, 1998, vol. 52, no. 5, pp. 658–662. DOI: 10.1366/0003702981944319
18. Boyko E.A., Strashnikov A.V. Justification of practical recommendations for organizing optimal modes of preliminary heat treatment and combustion of coal in a powdered state. *News of the Russian Academy of Sciences. Energy*, 2022, no. 1, pp. 35–50. (In Russ.) Available at: <https://journals.resi.science/0002-3310/article/view/136941> (accessed 15 January 2025).
19. Kopan A.V., Kleinerman V.A. Testing technical solutions for furnace and burner devices as part of a low-emission combustion system for Kuznetsk coal. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 4, pp. 140–147. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2021/4/3157
20. SP 89.13330.2016. *Code of Practice. Boiler Installations.* (In Russ.) Available at: <https://docs.cntd.ru/document/456054199> (accessed 15 January 2025).

Information about the authors

Alexander I. Sechin, Dr. Sc., Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. sechin@tpu.ru

Yuri F. Patrakov, Dr. Sc., Head of the Laboratory, Federal Research Center for Coal and Coal Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 10, Leningradsky avenue, Kemerovo, 650065, Russian Federation. yupat52@gmail.com

Irina L. Mezentseva, Lecturer, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. mezenceva@tpu.ru

Andrey A. Sechin, Cand. Sc., Associate Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. seanal@tpu.ru

Received: 04.02.2025

Revised: 10.02.2025

Accepted: 03.03.2025

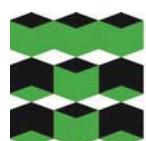
**Компьютерная верстка О.Ю. Аршинова
Корректура и перевод на английский язык С.В. Жаркова
Дизайн обложки Т.В. Буланова**

Фотографии на обложке взяты из личного архива
Валерия Касаткина

Руководство для авторов и образец оформления статьи: izvestiya.tpu.ru

Подписано к печати 28.03.2025. Дата выхода журнала: 31.03.2025.

Формат 60x84/8 (A4). Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. 26,99. Уч.-изд. л. 24,41.
Заказ 103-25. Тираж 500 экз. Цена свободная.



Издательство

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Адрес учредителя, редакции, издателя, типографии:
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

