



**ИЗВЕСТИЯ
ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА
ИНЖИНИРИНГ ГЕОРЕСУРСОВ**

**Том 336, № 1, 2025
Издается с 1903 г.**

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

**Volume 336, № 1, 2025
Published since 1903**



**ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ**

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

**ИЗВЕСТИЯ
ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА
ИНЖИНИРИНГ ГЕОРЕСУРСОВ**

Том 336, № 1, 2025

Издательство
Томского политехнического университета
2025

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

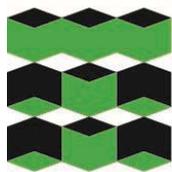
Автор статьи имеет право предложить двух рецензентов по научному направлению своего исследования.

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, № 1, 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)
Belozеров V.B., Dr. Sc. (Russia)
Nikitenkov N.N., Dr. Sc. (Russia)
Silkin V.M., PhD (Spain)
Koroteev Yu.M., Dr. Sc. (Russia)
Ulenekov O.N., Dr. Sc. (Russia)
Borisov A.M., Dr. Sc. (Russia)
Korshunov A.V., Dr. Sc. (Russia)
Pestryakov A.N., Dr. Sc. (Russia)
Teipel U., Dsc (Germany)
Jin-Chun Kim, Dsc (South Korea)
Zavorin A.S., Dr. Sc. (Russia)
Hanjalic K., Dsc (Netherlands)
Markovich D.M., Dr. Sc. (Russia)
Aleksenko S.V., Dr. Sc. (Russia)
Voropai N.I., Dr. Sc. (Russia)
Kochegurov A.I., Cand. Sc. (Russia)
Rui D., PhD (Portugal)
Ziatdinov R.A., Cand. Sc. (South Korea)
Muravyov S.V., Dr. Sc. (Russia)
Spitsyn V.G., Dr. Sc. (Russia)
Poilov V.Z., Dr. Sc. (Russia)
Lotov V.A., Dr. Sc. (Russia)
Sofronov V.L., Dr. Sc. (Russia)
Bouznik V.M, Dr. Sc. (Russia)
Zakharov Yu.A., Dr. Sc. (Russia)
Antipenko V.R., Dr. Sc. (Russia)
Golik V.I., Dr. Sc. (Russia)
Abutalipova E.M., Dr. Sc. (Russia)
Polishchuk V.I., Dr. Sc. (Russia)
Khamitov R.N., Dr. Sc. (Russia)
Zyuzev A.M., Dr. Sc. (Russia)
Tretiak A.Ya., Dr. Sc. (Russia)
Arbuzov S.I., Dr. Sc. (Russia)
Kovalev V.Z., Dr. Sc. (Russia)
Romanenko S.V., Dr. Sc. (Russia)
Kiryanova L.G., Cand. Sc. (Russia)
Strokova L.A., Dr. Sc. (Russia)
Mazurov A.K., Dr. Sc. (Russia)
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 Geoecology issues;
- Geo-engineering of Eurasia and marginal sea;
- Economic and social aspects of using Geo Assets.

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

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

The publication of manuscripts is free of charge.

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

СОДЕРЖАНИЕ	CONTENTS
Оценка сорбционных свойств биоуглей, полученных методом гидротермального ожигения из тростника обыкновенного (<i>Phragmites australis</i>) Муравьева Н.А., Куликова Ю.В., Бабич О.О.	7 Evaluation of sorption properties of biochar produced by hydrothermal liquefaction of <i>Phragmites australis</i> Muravieva N.A., Kulikova Yu.V., Babich O.O.
Влияние туристско-рекреационной деятельности на показатели почвенно-экологического мониторинга прилегающей территории Телецкого озера (Горный Алтай) Ельчинонова О.А.	18 Impact of tourist and recreational activities on the indicators of soil-ecological monitoring of the adjacent territory of Lake Teletskoe (Altai Mountains) Elchininova O.A.
Диагностика неисправностей штанговой глубинно-насосной установки на основе машинного обучения с использованием кривой мощности двигателя Ахмед О.Х., Текле С.И., Зюзев А.М., Метельков В.П.	36 Machine learning based sucker rod pump fault diagnosis using motor power curve Ahmed O.H., Tecle S.I., Zyuzev A.M., Metelkov V.P.
Интеграция промышленных данных и применение методов машинного обучения для оценки состояния призабойной зоны карбонатных коллекторов Соромотин А.В., Мартюшев Д.А.	50 Integration of field data and application of machine learning methods to assess the condition of the near-wellbore zone of carbonate reservoirs Soromotin A.V., Martyshev D.A.
Определение условий осадконакопления песчаных пород при вычислении содержания бора по материалам ГИС Ходоров И.С., Мельник И.А.	61 Determination of sedimentation conditions of sandy rocks when calculating boron content from logging data Khodorov I.S., Melnik I.A.
Аспекты улучшения метрологических характеристик сенсора на основе наночастиц палладия для определения метионина Горчаков Э.В., Перевезенцева Д.О., Вайтулевич Е.А., Дубинина О.В.	70 Aspects of improving metrological characteristics of a sensor based on palladium nanoparticles for methionine determination Gorchakov E.V., Perevezentseva D.O., Vaitulevich E.A., Dubinina O.V.
Оценка экономической эффективности производства водорода с использованием энергии ветра и солнца Марченко О.В., Соломин С.В.	80 Assessment of economic efficiency of hydrogen production using wind and solar energy Marchenko O.V., Solomin S.V.
Совершенствование подбора объектов-аналогов месторождений нефти и газа в проектировании систем разработки углеводородного сырья Карсаков А.В., Зятиков П.Н., Синебрюхов К.В., Шарф И.В.	88 Improving the selection of object-analogues of oil and gas fields in designing reservoir engineering Karsakov A.V., Zyatikov P.N., Sinebriukhov K.V., Sharf I.V.
Нефтегазогенерационный потенциал среднеюрских углей Улуг-Хемского бассейна Ондар С.А., Бушнева Д.А., Смирнова Н.А.	98 Oil and gas generation potential of the Middle Jurassic coals of the Ulug-Khem Basin (South Siberia, Russia) Ondar S.A., Bushnev D.A., Smirnova N.A.
Аномальный разрез баженовской свиты в пределах уватского нефтегазоносного района Староселец Д.А., Смирнов П.В., Тренкин А.В.	108 Bazhenov formation anomalous section within the Uvat oil and gas bearing area Staroselets D.A., Smirnov P.V., Trenkin A.V.
Метасоматоз и РЗЭ-минерализация осадочных пород зилаирской свиты в зоне экзоконтакта габбрового массива худолазовского комплекса (Чебаркульская площадь, Южный Урал) Михеев Е.И., Рахимов И.Р., Шапаренко Е.О., Сорока Е.И.	123 Metasomatism and REE mineralization of the Zilair Formation sedimentary rocks in the Khudolaz complex gabbro massif exocontact zone (Chebarkul area, Southern Urals) Mikheev E.I., Rakhimov I.R., Shaparenko E.O., Soroka E.I.
Методика расчёта запаса хода электромоторной лодки на солнечной энергии Каплина В.В.	139 Method for calculating the range of an electric motorboat using solar energy Kaplina V.V.
Моделирование водного режима почвы под насаждениями яблони горного сада (на примере чернозема выщелоченного опытной станции «Горно-Алтайское») Бабошкина С.В., Ельчинонова О.А., Пузанов А.В., Рождественская Т.А.	147 Computer simulation of the soil water regime under an apple orchard in a mountainous area (using the example of the leached chernozem of the experimental agricultural station Gorno-Altayskoe) Baboshkina S.V., Elchininova O.A., Puzanov A.V., Rozhdestvenskaya T.A.
Алгоритмы выбора путей для подключения базовых станций беспроводной связи к центрам питания в шахте Мигов Д.А., Юргенсон А.Н.	160 Path selection algorithms for connecting wireless base stations to power centers in a mine Migov D.A., Yurgenson A.N.

- Определение потенциала энергоэффективности установки подготовки и стабилизации нефти на промысле**
Ульев Л.М., Чернышов М.Н.
- Алгоритм определения режимных параметров электрической сети в задаче оптимальной реконфигурации в реальном времени**
Рохлов В.А., Хамитов Р.Н., Жеребцов С.Н., Латынцева А.А.
- Обоснование и выбор метода ограничения водопритока в скважины с горизонтальным окончанием в условиях низкопроницаемых терригенных коллекторов на примере эксплуатационного объекта ЮС₂ нефтегазоконденсатного месторождения**
Савенок О.В., Жарикова Н.Х., Чуйкова Е.П., Верисокин А.Е., Хадид М., Поварова Л.В., Калашников Д.С., Доманова А.С.
- Акустический расчет технологических трубопроводов компрессорной станции для оценки низкочастотных пульсаций давления в тупиковых ответвлениях**
Шредер А.С., Курасов О.А., Бурков П.В., Гаврилин А.Н.
- Численные исследования эффективности работы бинарных геотермальных станций на изученных термальных месторождениях России**
Янковский С.А., Заворин А.С., Янковская Н.С., Цибульский С.А.
- Исследование процесса вытеснения углеводородных жидкостей водой на моделях зонально-неоднородных деформируемых пластов**
Хабибуллин М.Я., Сулейманов Р.И., Степанова Р.Р., Гиззатуллина А.А., Хабибуллин А.М.
- 169 Energy efficiency potential determination for an oil treatment and stabilization unit at the field**
Ulyev L.M., Chernyshov M.N.
- 183 Algorithm for determining the operating parameters of an electrical network in the problem of optimal reconfiguration in real time**
Rokhlov V.A., Khamitov R.N., Zherebtsov S.N., Latyntseva A.A.
- 193 Justification and selection of a method for restricting water inflow to horizontal wells in low-permeability terrigenous reservoir conditions using the example of the YuS₂ formation of an oil and gas condensate field**
Savenok O.V., Zharikova N.Kh., Chuykova E.P., Verisokin A.E., Hadid M., Povarova L.V., Kalashnikov D.S., Domanova A.S.
- 206 Acoustic calculation of process pipelines of a compressor station for assessing low-frequency pressure pulsations in dead-end branches**
Schreder A.S., Kurasov O.A., Burkov P.V., Gavrilin A.N.
- 215 Numerical studies of the efficiency of binary geothermal power plants at the studied thermal fields of Russia**
Yankovsky S.A., Zavorin A.S., Yankovskaya N.S., Tsibulskiy S.A.
- 230 Displacement of hydrocarbon liquids by water using the models of zonally heterogeneous deformable formations**
Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I., Stepanova R.R., Gizzatullina A.Az., Khabibullin A.M.

УДК 628.316; 544.723
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4627
Шифр специальности ВАК: 1.6.21

Оценка сорбционных свойств биоуглей, полученных методом гидротермального ожижения из тростника обыкновенного (*Phragmites australis*)

Н.А. Муравьева✉, Ю.В. Куликова, О.О. Бабич

Балтийский федеральный университет имени Иммануила Канта (Высшая школа живых систем),
Россия, г. Калининград

✉natahlie98@gmail.com

Аннотация. *Актуальность* работы обуславливается необходимостью использования инновационного для нашей страны метода термохимической конверсии влажной биомассы и органических отходов – гидротермального ожижения. В данной работе уделяется внимание дальнейшему применению побочного продукта процесса – твердого угольного остатка (биоугля). Полученные твердые остатки предлагается использовать в качестве сорбентов. *Цель:* оценка сорбционных свойств угольных остатков процесса гидротермального ожижения тростника обыкновенного, а также подбор методов их активации. *Объект:* уголь, полученный методом гидротермального ожижения растительной биомассы – тростника обыкновенного (*Phragmites australis*). *Методы:* гидротермальное ожижение, химическая активация перекисью водорода и парогазовая активация угольных сорбентов, оценка сорбционной емкости по метиленовому синему, элементный анализ, изучение пористой структуры путем сорбции азота. *Результаты.* Выход сорбента при активации составил 45 и 30 % при химической активации и 91 % при парогазовой; максимальная сорбционная емкость по метиленовому синему 18,4 мг/г была достигнута за счет хемосорбции для образца после активации угля перекисью в присутствии серной кислоты. Максимальная площадь поверхности по методу Брунаэра, Эммета и Теллера (18,47 м²/г) и суммарный объем пор (0,186 см³/г) были достигнуты для образца после парогазовой активации. Исходя из результатов оценки пористой структуры, открыта мезопористая структура полученных углей. Полученные угли показали сорбционные свойства, не уступающие сорбционным свойствам похожих дешевых сорбентов из отходов. Доказана возможность использования полученных сорбентов для решения экологических задач, в том числе для очистки сточных вод.

Ключевые слова: сорбенты, гидротермальное ожижение, биоуголь, активация сорбентов, тростник обыкновенный (*Phragmites australis*), сорбционные свойства

Благодарности: Исследование было поддержано из средств программы стратегического академического лидерства «Приоритет 2030» БФУ им. И. Канта, научный проект № 123110800173-7.

Для цитирования: Муравьева Н.А., Куликова Ю.В., Бабич О.О. Оценка сорбционных свойств биоуглей, полученных методом гидротермального ожижения из тростника обыкновенного (*Phragmites australis*) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 1. – С. 7–17. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4627

UDC 628.316; 544.723
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4627

Evaluation of sorption properties of biochar produced by hydrothermal liquefaction of *Phragmites australis*

N.A. Muravieva✉, Yu.V. Kulikova, O.O. Babich

Immanuel Kant Baltic Federal University (Higher School of Living Systems), Kaliningrad, Russian Federation

✉natahlie98@gmail.com

Abstract. Relevance. The need to use an innovative method of thermochemical conversion of wet biomass and organic waste – hydrothermal liquefaction. This paper focuses on the further application of the by-product of the process – solid coal residue (biochar). The obtained solid residue is proposed to be used as sorbent. **Aim.** To evaluate the sorption capacity of carbon residues from hydrothermal liquefaction of common reed, as well as to select methods for their activation. **Object.** Hydrochar produced by hydrothermal liquefaction from plant biomass – common reed (*Phragmites australis*). **Methods.** Hydrothermal liquefaction, chemical activation of hydrochar sorbents by hydrogen peroxide and vapor-gas activation, sorption capacity by methylene blue, elemental analysis, specific surface area measurement by the Brunauer, Emmett and Teller method, nitrogen sorption-desorption at 77 K. **Results.** Sorbent yield during activation was 45 and 30% with chemical activation and 91% with steam-gas activation. The maximum sorption capacity for methylene blue of 18.4 mg/g was achieved due to chemisorption for the sample after carbon activation with peroxide in the presence of sulphuric acid. The maximum BET surface area (18.47 m²/g) and total pore volume (0.186 cm³/g) were achieved for the sample after gas-vapor activation. Based on the results of porous structure evaluation, the mesoporous structure of the obtained coals was discovered. The obtained coals showed sorption properties as good as those of similar cheap waste sorbents. The authors have proved the possibility of using the obtained sorbents for solving environmental problems, including wastewater treatment.

Keywords: sorbents, hydrothermal liquefaction, biochar, sorbent activation, common reed (*Phragmites australis*), sorption properties

Acknowledgements: This research was supported by funds provided through the Russian Federal Academic Leadership Program “Priority 2030” at the Immanuel Kant Baltic Federal University, project number 123110800173-7.

For citation: Muravieva N.A., Kulikova Yu.V., Babich O.O. Evaluation of sorption properties of biochar produced by hydrothermal liquefaction of *Phragmites australis*. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 1, pp. 7–17. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4627

Введение

Куршский залив является самой крупной мелководной лагуной Балтийского моря. На его берегах произрастают тростник обыкновенный, камыш озерный, рогоз узколистный и другие растения. Основной проблемой Куршского залива является высокое содержание биогенных элементов в воде, по уровню их содержания данный водоем относится к гипертрофному типу. В свою очередь это приводит к ежегодному цветению водоема, за счет массового развития цианобактерий. Прибрежная растительность поглощает часть биогенных элементов в течение своей жизнедеятельности, способствуя самоочищению водоема, но после гибели и увядания растений биогенные элементы высвобождаются обратно в окружающую среду. Своевременное изъятие биомассы позволит решить данную проблему, при этом может быть получено сырье богатое углеродом [1].

Основным растением, произрастающим в Куршском заливе, является тростник обыкновенный (*Phragmites australis*). Его урожайность составляет от 3 до 30 т/год. Обычно он используется в качестве строительного материала, топлива, корма для животных, а также для производства целлюлозы [1, 2]. Кроме того, О.П. Мансуров и др. [3] предложили способ использования тростника в качестве сырья для производства этанола. Помимо этого, Ф. Гаспар и др. [4] предложили использовать тростник в качестве компонента для теплоизоляционного материала.

Жиляевой А.В. и др. [5] доказано, что тростник является относительно хорошим нефтесорбентом. Так, нефтепоглощение его сечки составляет 2,7–6,1 г/г, что выше, чем у других видов растений.

В ряде работ для повышения сорбционной емкости биомассу тростника подвергают пиролизу с получением угольных сорбентов. Сорбенты, полученные Н.А. Соколовой и др. [6] из тростника, обладали высокой нефтеемкостью на уровне от 2,8 до 5,1 г НП/г сорбента, высокой гидрофобностью и низкой плотностью, что позволило использовать их для сбора нефтяных разливов с водной поверхностью.

В.А. Уколов и др. [7] предложили сорбент на основе стебля тростника, полученный в процессе гидролиза раствором лимонной кислоты и дальнейшего пиролиза (500 °С, 1 час). Удельная адсорбционная поверхность таких углей не превышала 1,083 м²/г, что свидетельствует о необходимости поиска более эффективной технологии получения сорбента на основе тростника.

Интересен опыт получения сорбентов в процессе гидротермального ожигения –термохимической конверсии, протекающем в водной фазе, находящейся в субкритическом состоянии (t=100–300 °С P=3–24 МПа). Этот метод нацелен на получение жидкой нефтеподобной фракции из влажной биомассы, в качестве побочного продукта образуется биоуголь. Уголь, полученный в процессе гидротермальной конверсии растительного сырья чаще всего используется в качестве сорбента. Ф. Гюлеч и др. [8] провели сравнение сорбционных свойств угольной фазы, полученной при гидротермальной конверсии и пиролизе. Так было доказано, что угли из древесных опилок, полученные при гидротермальном ожигении, имели суммарную сорбционную емкость в 3,5 раза выше, чем твердая фаза от процесса пиролиза.

М. Дудзяк и др. [9] провел сравнение сорбционных свойств углей из высушенного осадка сточных вод и соломы, полученных методом гидротермального ожижения (ГТО); площадь поверхности сорбентов составила 40,84 и 1,67 м²/г.

ГТО является перспективным методом получения сорбентов, при этом важную роль в формировании пористой структуры углей играет температура и продолжительность процесса, а также тип используемого сырья [10].

Г. Ванг и др. [11] исследовали влияние температуры и продолжительности процесса гидротермальной карбонизации лигнинсодержащей биомассы на выход и свойства полученных углей. Температура процесса варьировалась от 200 до 300 °С, время – от 30 до 120 минут. Выход угля снижался с повышением температуры, продолжительность процесса не сильно влияла на выход угля. С ростом температуры снижается общая площадь поверхности и суммарный объем пор, но при этом отмечается повышение среднего диаметра пор. ИК-анализ показал, что наименьшее количество функциональных групп в углях наблюдается при температуре 240 °С, 60 минут [11].

Анализ литературных данных показал, что угли, полученные методом ГТО, хорошо справляются с очисткой воды от различных красителей (эффективность очистки воды от метиленового синего – от 35 до 100 %, метилового оранжевого – от 54 до 96 %, метилового красного – от 61 до 99 %) [12], нефтей [13], ионов тяжелых металлов [14], а также некоторых лекарственных средств [15, 16].

Таким образом, получение сорбентов из биомассы тростника в процессе ГТО является инновационным направлением, т. к. позволяет использовать побочные продукты получения жидкого биотоплива для решения важных экологических задач. Вовлечение угольной фракции в хозяйственный оборот обеспечит повышение степени конверсии биомассы в товарные продукты и позволит минимизировать углеродный след хозяйственной деятельности человека [17]. Но важной технологической задачей на пути использования тростника для получения сорбентов является определение оптимальных параметров процесса ГТО, а также методов активации и кондиционирования получаемого угольного остатка, что позволило сформулировать следующую цель исследования: оценка сорбционных угольных остатков процесса гидротермального ожижения тростника обыкновенного, а также подбор методов их активации.

Материалы и методы

Материалы

Твердый угольный остаток был получен из тростника обыкновенного (*Phragmites australis*

(*Cav.) Trin. Ex Steud.*), собранного осенью 2022 г. на территории Калининградской области.

После доставки собранную растительность высушивали при комнатной температуре, измельчали ножницами до размера 1–2 см, досушивали в сушильном шкафу до постоянной массы при температуре 40 °С и загружали в реактор автоклавного типа. Температура процесса составила 260 °С, время выдержки – 20 минут, масса сухого вещества – 10 г, масса воды – 100 г, давление – около 5 МПа.

По завершении процесса, реактор охлаждали, смесь фильтровали, твердый остаток промывали дихлорметаном и высушивали при температуре 105±2 °С, а жидкую часть делили на гидрофильную (водный раствор) и гидрофобную (раствор нефти) части.

Активация твердого угольного остатка

Активацию твердого угольного остатка проводили тремя способами. При активации первым способом уголь кипятили в присутствии 30 % раствора пероксида водорода, в соотношении твердое вещество:жидкость=1:10. Кипячение проводили в течение 30 минут.

При активации вторым способом уголь кипятили в присутствии 30 % раствора пероксида водорода с добавлением 10 %-раствора серной кислоты в соотношении уголь:пероксид водорода:серная кислота=1:5:5.

При активации третьим способом уголь загружали в металлический реактор, продували реактор азотом, обеспечивали аноксидные условия и проводили термическую обработку при температуре 250 °С в течение двух часов.

Для доочистки угля от минеральных солей уголь, подвергшийся парогазовой активации, направлялся на диализ. Диализ проводился с использованием диализного мешка с пористостью 14 кДа против дистиллированной воды в течение 24 часов при постоянном перемешивании.

Методы анализа полученных сорбентов

Перед проведением активации уголь взвешивался, после активации уголь высушивался при температуре 105 °С и взвешивался. По разности массы определялся выход сорбентов.

Воду, полученную после диализа, оценивали по следующим параметрам:

- содержание сухих веществ по ГОСТ 18164-72. «Вода питьевая. Метод определения содержания сухого остатка»;
- содержание ионов хлора по ГОСТ 4245-72. «Вода питьевая. Методы определения содержания хлоридов».

Сорбционную емкость по метиленовому синему оценивали с использованием фотометрического

метода, описанного в ГОСТ 4453-74 «Уголь активный осветляющий древесный порошкообразный. Технические условия».

Элементный анализ тростника и угля из него проводился с использованием элементного анализатора Vario EL Cube (Elementar Analysensysteme GmbH, Лангенсельболд, Германия) CHNS на основе площади хроматографических пиков N_2 , CO_2 , H_2O и SO_2 .

Анализ пористой структуры углей проводили на анализаторе поверхности и размера пор NOVA-1200e, использующем принцип сорбции газа образцом при температуре жидкого азота. Измеряемой величиной является давление газа в ячейке с образцом. Образец исследуемого вещества предварительно очищается путем нагрева в условиях вакуума либо путем продувки в динамическом газовом потоке. После очистки в ячейку с образцом добавляется небольшое количество газа-адсорбата, молекулы которого адсорбируются на поверхности образца, образуя монослой. По изменению давления адсорбата можно судить о количестве сорбированного газа, следовательно, и об удельной поверхности образца, определяемой по методу БЭТ (низкотемпературная адсорбция азота – метод Брунауэра, Эммета и Теллера). На приборе определяются следующие сорбционные параметры:

- удельная поверхность пор по методу БЭТ;
- предельный объем адсорбционного пространства;
- объем микропор по методу DR (метод Дубинина–Радушкевича);
- характеристическая энергия адсорбции;
- полуширина микропор.

Для объективной оценки сорбционных свойств углей полученные результаты сравнивались с литературными данными.

Результаты и обсуждение

Активация и кондиционирование угля

На первом этапе исследования была проведена оценка различных методов активации. Описание

технологии активации представлено в разделе «Активация твердого угольного остатка», результаты изменения массы углей при реализации различных методов активации представлены в табл. 1.

Таблица 1. Выход угля из тростника при применении различных методов активации

Table 1. Hydrochar yield from reed by different activation methods

Сорбент/Sorbent	Шифр Code	Выход угля Hydrochar yield, %
Сорбент, полученный из тростника методом гидротермального ожигения и активированный 30 %-раствором пероксида водорода Sorbent obtained from reed by hydrothermal liquefaction and activated with 30% hydrogen peroxide solution	Гидроуголь (акт. H_2O_2) Hydrochar (act. H_2O_2)	45,0±3,0
Сорбент, полученный из тростника методом гидротермального ожигения и активированный 30 %-раствором пероксида водорода в присутствии 30 %-раствора серной кислоты Sorbent obtained from reed by hydrothermal liquefaction and activated with 30% hydrogen peroxide solution in the presence of 30% sulfuric acid solution	Гидроуголь (акт. $H_2O_2+H_2SO_4$) Hydrochar (act. $H_2O_2+H_2SO_4$)	30,0±2,0
Сорбент, полученный из тростника методом гидротермального ожигения и активированный в герметично закрытом реакторе при температуре 250 °С. Крышка реактора и сам реактор были обработаны потоком азота Sorbent obtained from reed by hydrothermal liquefaction and activated in a hermetically sealed reactor at 250°C. The reactor lid and the reactor itself were treated with nitrogen flow	Гидроуголь (пар.-газ. акт., 250 °С, 2 ч) Hydrochar (steam-gas, 250°C, 2 h)	91,0±3,2

На рис. 1 показан общий вид сорбентов, полученных с применением различных методов активации.

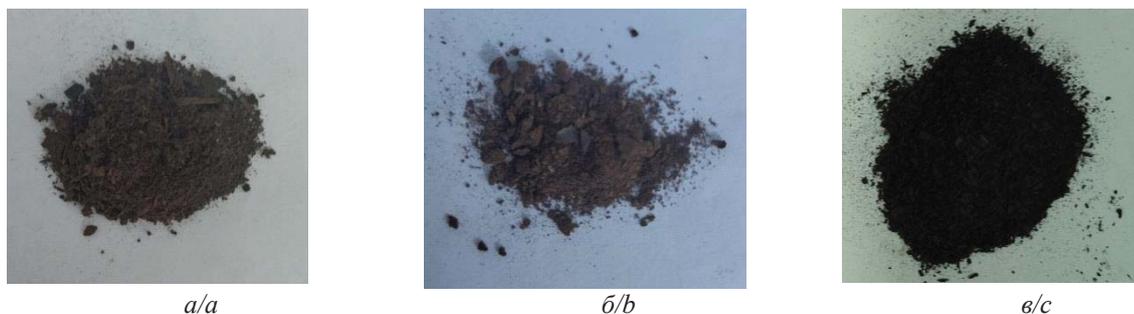


Рис. 1. Активированные сорбенты: а) гидроуголь (акт. H_2O_2); б) гидроуголь (акт. $H_2O_2+H_2SO_4$); в) гидроуголь (пар.-газ. акт. 250 °С, 2 ч)

Fig. 1. Activated sorbents: a) hydrochar (act. H_2O_2); b) hydrochar (act. $H_2O_2+H_2SO_4$); c) hydrochar (steam-gas, 250°C, 2 h)

Анализ результатов показал, что максимальный выход угля (91 %) был достигнут при использовании парогазовой активации в аноксидных условиях при температуре 250 °С. Полученный сорбент имел черный цвет и структуру, подобную активированному древесному угляю.

При активации с использованием перекиси и серной кислоты выход угля составил менее 50 %, при этом отмечалось изменение цвета до бурокоричневого (рис. 1, б), т. о. мы можем видеть, что произошла минерализация угольного остатка. Содержание углерода в таком угле, а следовательно, и ожидаемая сорбционная емкость меньше, чем в остальных углях. Поэтому данный метод не является перспективным и из дальнейшего рассмотрения был исключен.

Для доочистки угля от минеральных солей уголь, подвергшийся парогазовой активации, направлялся на диализ. Диализ проводился только для образца 3 (гидроуголь (пар.-газ. акт. 250 °С, 2 ч)). Причина такого решения была связан с тем, что остальные угли активировались в водном растворе и в процессе активации происходила миграция минеральных примесей в водную фазу. Дополнительной отмычки таких сорбентов не требовалось. При парогазовой активации все имеющиеся соли оставались в твердом остатке. При непосредственном использовании такого угля мы будем неизбежно наблюдать миграцию растворимых солей в очищаемую жидкую среду и почвенные горизонты, что делает необходимым проведение деминерализации сорбента.

Для проведения диализа 2,5 г угля диализировали против 200 мл дистиллированной воды. Выход угля после диализа составил 85,2±3,2 %. Это означает, что содержание растворимых солей составляет 11,6–18 %. В связи с чем проведение диализа является необходимым этапом.

Оценка сорбционной емкости углей по метиленовому синему

Для оценки эффективности применяемых методов активации для конечных сорбционных материалов устанавливалась сорбционная емкость по краси-

телю метиленовый синий (МС). В табл. 2 приведены значения сорбционной емкости полученных сорбентов и исходного угольного остатка (до активации).

Таблица 2. Сорбционная емкость сорбентов

Table 2. Sorption capacity of the sorbents

Сорбент Sorbent	Сорбционная емкость по МС, мг/Г Sorption capacity for methylene blue (MB), mg/g
Исходный уголь из тростника до активации Original reed char before activation	1,8±0,2
Гидроуголь (акт. H ₂ O ₂) Hydrochar (act. H ₂ O ₂),	3,0±0,4
Гидроуголь (акт. H ₂ O ₂ +H ₂ SO ₄) Hydrochar (act. H ₂ O ₂ +H ₂ SO ₄),	18,4±1,5
Гидроуголь (пар.-газ. акт., 250 °С, 2 ч) Hydrochar (steam-gas, 250°C, 2 h)	3,3±0,5
Биоуголь из тростника, полученный в процессе пиролиза и активированный 2М раствором HNO ₃ Reed biochar obtained through pyrolysis and activated with 2M HNO ₃ solution	27,24 [18]

Как мы видим, активация привела к увеличению сорбционной емкости при активации перекисью в 1,7 раза и при активации паром в 1,8 раза. Активация перекисью и серной кислотой дала значительный рост сорбционной емкости образца по метиленовому синему. Данный результат кажется парадоксальным, но, как известно из литературных источников, механизм сорбции метиленового синего из растворов в большей степени обусловлен хемосорбцией за счет образования химической связи активными центрами сорбента, а не физической сорбцией за счет межмолекулярных сил. Наличие окислительной среды и пониженная рН при использовании смеси перекиси и серной кислоты обеспечивают формирование на поверхности сорбента ОН-групп, которые активно включаются в процесс сорбции красителя. Предполагаемый механизм сорбции [19] представлен на рис. 2.

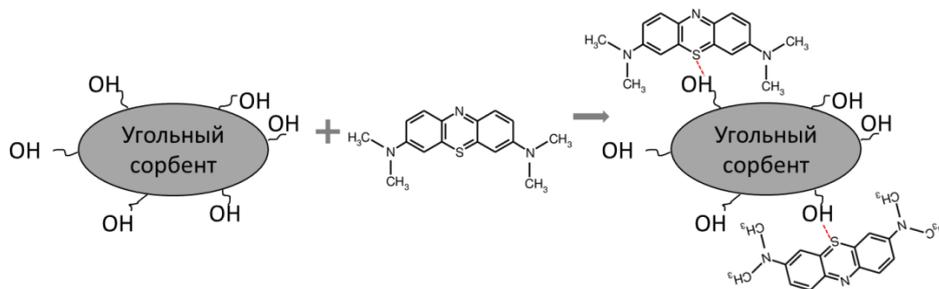


Рис. 2. Механизм сорбции метиленового синего
 Fig. 2. Methylene blue sorption mechanism

Сравнение величины сорбционной емкости с аналогом (активированным углем из тростника) показало, что достигнутая в исследованиях сорбционная емкость значительно ниже данного аналога, но следует понимать, что он получен в процессе пиролиза, который дает только выход угля. В процессе гидротермального ожижения часть углерода сырья трансформируется в бионефть, что в конечном итоге приводит к повышению зольности твердого остатка процесса и, как следствие, к снижению сорбционной емкости.

Элементный состав сырья и углей

Для оценки углеродного баланса процесса был проведен анализ состава исходного сырья и конечных сорбционных материалов, результаты которого представлены в табл. 3.

Таблица 3. Элементный состав тростника и углей, полученных из него

Table 3. Elemental composition of cane and charcoal derived from it

Наименование Name	C	H	N	S	Зольность Ash	O
Тростник /Reed	44,75	6,90	0,57	0,10	38,45	9,23
Уголь из тростника Reed hydrochar	58,01	5,43	0,64	0,05	30,42	5,45
Гидроуголь (акт. H ₂ O ₂) Hydrochar (act. H ₂ O ₂)	56,12	5,38	0,55	0,19	28,75	9,01
Гидроуголь (акт. H ₂ O ₂ +H ₂ SO ₄) Hydrochar (act. H ₂ O ₂ +H ₂ SO ₄)	53,43	5,24	0,92	0,28	23,13	17,0
Гидроуголь (пар.-газ. акт., 250 °С, 2 ч)* Hydrochar (steam-gas, 250°C, 2 h)*	76,12	4,23	0,12	0,09	15,53*	3,91

* – после диализа/after dialysis.

Мы можем отчетливо видеть, что содержание углерода при проведении химической активации снижается. Этот факт связан с тем, что часть углерода, находившаяся в гидроугле в форме легкоокисляемых органических соединений, при взаимодействии с перекисью переходит в растворимые органические соединения или углекислый газ. Вместе с этим при химической активации мы наблюдаем снижение зольности, т. к. часть растворимых солей также переходит в раствор. Концентрация кислорода, а следовательно, и число активных центров, способствующих реализации механизма хемосорбции, также увеличиваются. Максимальное содержание кислорода наблюдается в угле, активированном перекисью с серной кислотой. Именно

данный сорбент и проявляет максимальную активность в отношении сорбции полярного красителя – метиленового синего.

Максимальное содержание углерода (76,12 %), минимальная зольность и содержание гетерогенных элементов (азота, серы и кислорода) было получено для термически активированного угля. Данный вид активации обеспечил повышение содержания углерода в конечном продукте на 31,3 %. Такое значительное повышение связано с тем фактом, что легкоокисляемая органика при данном типе активации не переходила в раствор и не терялась, напротив, происходило ее доокисление с формированием дополнительного углерода в составе твердого остатка.

Анализ пористой структуры наиболее перспективных образцов углей

Развернутый анализ сорбционных свойств проводился для двух наиболее перспективных образцов: гидроуголь, активированный перекисью, и гидроуголь, подвергнутый термической активации. Как уже отмечалось, данное решение было принято по совокупности следующих факторов:

- уголь, полученный при активации перекисью и серной кислотой, отличается высокой зольностью, низким содержанием углерода и высоким содержанием кислорода, что позволяет сделать выводы, что данный сорбент будет иметь низкую сорбционную емкость при реализации физической сорбции;
- при реализации данного вида активации выход продукта не превышал 30 %, что с практической точки зрения нерационально;
- анализ пористой структуры углей на анализаторе NOVA-1200e проводится за счет физической сорбции жидкого азота – неполярного вещества, ожидаемая сорбционная емкость угля, полученного активацией перекисью и серной кислотой, очень низкая.

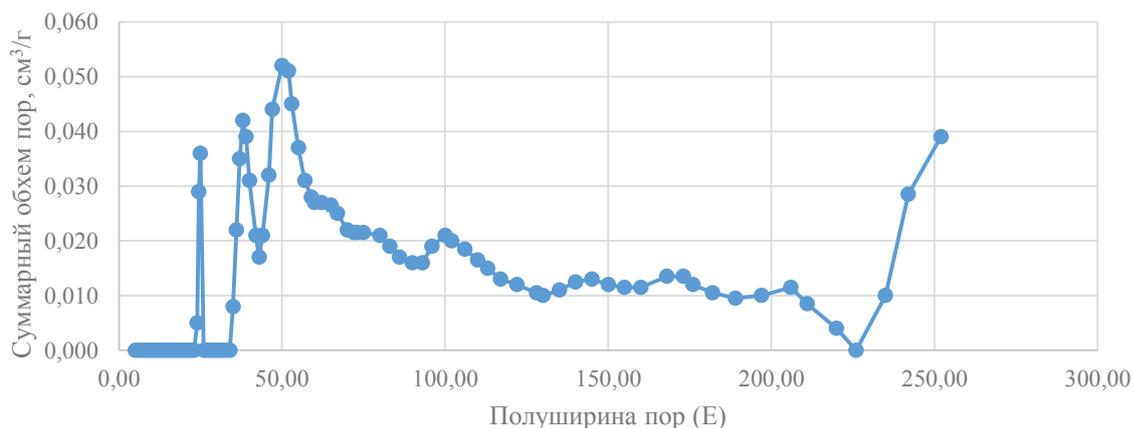
В табл. 4 приведены результаты оценки пористой структуры двух выбранных для анализа сорбентов (активированного пероксидом водорода и парогазовым методом).

При рассмотрении результатов, представленных в табл. 4, можно сделать выводы, что суммарный объем пор и удельная площадь поверхности по БЭТ в 5,6 и 2,7 раза, соответственно, выше у гидроугля, активированного термически (паром), в сравнении с химически активированным образцом. При этом данный сорбент имеет более разнообразную пористую структуру (рис. 3), с преобладанием мезопор.

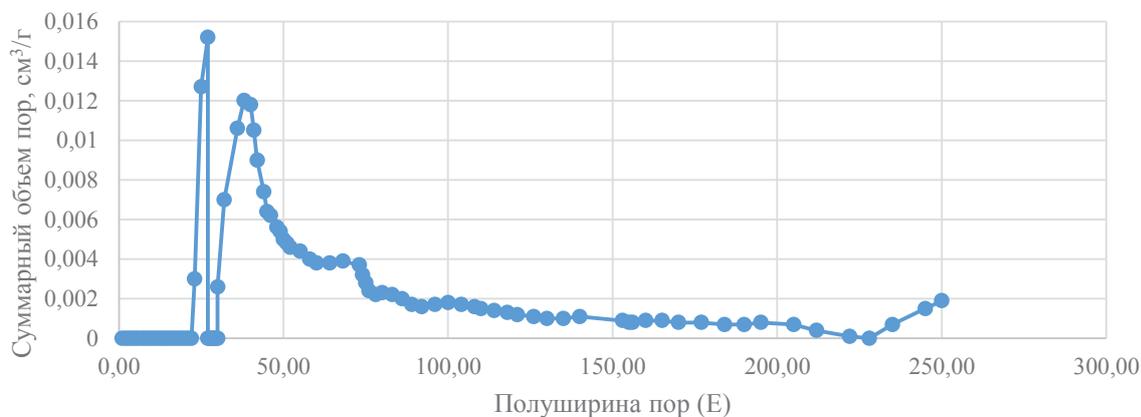
Таблица 4. Характеристика пористой структуры активированных углей (активированного в перексиде водорода и активированного парогазовым методом)

Table 4. Characterisation of the porous structure of activated hydrochar (activated in hydrogen peroxide and activated by gas-vapour method)

Показатель Parameter		Единицы измерения Units of measurement	Значение сорбционных характеристик Value of sorption properties	
			Гидроуголь (250 °С, 2 ч) Hydrochar (250°C, 2 h)	Гидроуголь (акт. H ₂ O ₂) Hydrochar (act. H ₂ O ₂)
S _{БЭТ}	Удельная площадь поверхности по БЭТ Specific surface area by BET	м ² /г m ² /g	18,47	6,89
S _{ми}	Площадь поверхности микропор Micropore surface area		19,72	5,33
V _{ми}	Объем микропор Micropore volume	см ³ /г cm ³ /g	0,007	0,002
W ₀	Предельный объем сорбционного пространства Limit volume of sorption space		0,057	0,019
X _{ми}	Полуширина щели микропор Half-width of the micropore slit	Нм Nm	1,51	1,83
E	Характеристическая энергия адсорбции Characteristic adsorption energy	кДж/моль kJ/mole	8,619	7,114
V _{общ}	Суммарный объем пор Total pore volume	см ³ /г cm ³ /g	0,186	0,033



a/a



б/б

Рис. 3. Распределение пор по размерам: а) гидроуголь (250 °С, 2 ч); б) гидроуголь (акт. H₂O₂)

Fig. 3. Pore size distribution: a) hydrochar (250°C, 2 h); b) hydrochar (act. H₂O₂)

Гидроуголь, активированный паром, характеризуется порами размером 25, 38 и 52 нм. В гидроуглях после химической активации наибольшее количество пор размером 27 и 40 нм. Оба образца являются мезопористыми (размер мезопор по литературным данным от 2 до 50 нм), что хорошо соотносится с данными, полученными в работе. Н. Фам и др. [20]. В образце, активированном паром, объем микропор в 3,5 раза выше, чем в образце, активированном перекисью. Таким образом, сорбент после парогазовой активации наиболее перспективен, т. к. имеет более высокий сорбционный потенциал и обладает разнообразной пористой структурой, что позволит использовать его для решения широкого спектра экологических задач.

Для оценки перспективности использования разработанной технологии при получении дешевых доступных сорбентов было проведено сравнение с аналогичными сорбентами, полученными из растительных отходов. В работе Н.Д. Шуто [21] описан опыт получения сорбентов из кожуры граната в процессе пиролиза. Удельная площадь поверхности

по БЭТ углей из гранатовой кожуры составила всего $9,270 \text{ м}^2/\text{г}$, что в 2 раза ниже, чем у образца гидроугля после парогазовой активации.

В исследованиях О. Томито и др. [22] сорбент из тростника, полученный в процессе пиролиза с последующей парогазовой активацией, характеризуется невысокими значениями удельной площади поверхности ($3,09 \text{ м}^2/\text{г}$) и суммарного объема пор ($0,0122 \text{ см}^3/\text{г}$) [22], которые в 6 и 15 раз ниже, чем у образца, полученного в данных исследованиях в процессе парогазовой активации.

Для оценки характеристик сорбции было проведено построение изотерм адсорбции и десорбции при температуре 77 К, представленных на рис. 4, 5.

На рис. 4, 5 видно, что изотермы для обоих образцов относятся к III типу адсорбции с V подтипом. То есть в таких сорбентах в основном присутствуют мезопоры. Поры являются клиновидными с открытыми концами. Исходя из полученных изотерм, можно сказать, что пористая структура полученных углей развита слабо.

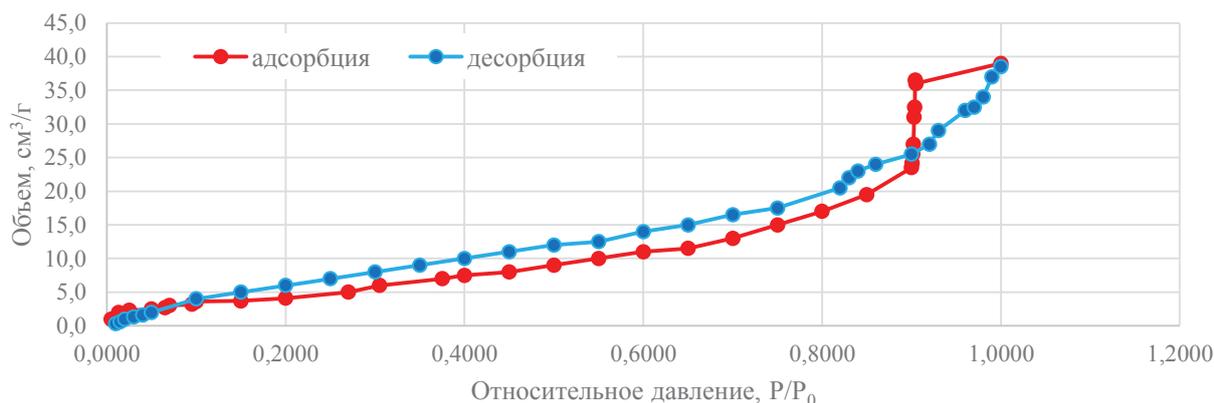


Рис. 4. Изотерма адсорбции–десорбции азота при 77 К (гидроуголь (акт. H_2O_2))

Fig. 4. Nitrogen adsorption–desorption isotherm at 77 K (hydrochar (act. H_2O_2))

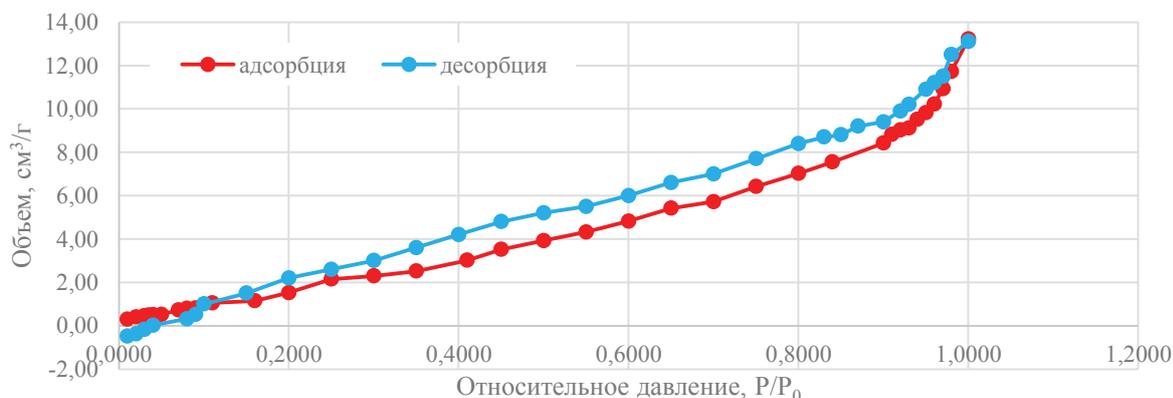


Рис. 5. Изотерма адсорбции–десорбции азота при 77 К (гидроуголь (250 °С, 2 ч))

Fig. 5. Nitrogen adsorption–desorption isotherm at 77 K (hydrochar (250 °C, 2 h))

Заключение

На основании результатов исследования установлена возможность использования полученного в процессе гидротермального ожигания угольного остатка в качестве дешевого сорбента.

При исследовании химической и парогазовой активации было установлено, что максимальный выход продукта при парогазовой активации (>90 %), минимальный – при кипячении угля в перексиде водорода (50 %) и при добавлении к перекиси серной кислоты (около 30 %). Эффективность сорбции катионного красителя (метиленового синего) максимальна на образце гидроугля после активации перекисью в присутствии серной кислоты (18,4 мг/г), что связано с процессами хемосорбции на ОН- и СООН-группах, формируемых на поверхности сорбента в условиях кислой окислительной среды.

Элементный анализ подтвердил гипотезу о значительном окислении углеродсодержащих веществ при активации перекисью, т. к. при таком типе активации существенно снижается содержание углерода и повышается содержание кислорода. Максимальное содержание углерода – 76,12 %, было от-

мечено в образце после парогазовой активации (доля углерода выросла на 31 % относительно исходного угольного остатка при активации), при этом содержание гетерогенных элементов (азота, серы и кислорода) было минимальным. Уголь после парогазовой активации также обладал максимальный суммарный объем пор 0,0186 см³/г, а удельная площадь поверхности по БЭТ – 18,5 м²/г.

Изотермы адсорбции–десорбции, как и распределение пор по размерам показали, что данные угли относятся к III типу адсорбции с V подтипом, то есть являются мезопористыми со средним размером пор 40–45 нм.

Таким образом, из исследованных методов активации наиболее перспективным была признана парогазовая активация при 250 °С в течение 2 часов в аноксидных условиях. Полученные данным методом угли являются дешевыми и доступными сорбентами. Предлагается их использование в промышленности для очистки сточных вод от красителей, тяжелых металлов, нефтепродуктов, фенолов и других соединений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Analysis of resource potential of emergent aquatic vegetation in the Curonian lagoon of the Baltic Sea / Yu. Kulikova, J. Gorbunova, S. Aleksandrov, M. Krasnovskikh, V. Gurchenko, O. Babich // *Water*. – 2023. – Vol. 15 (11). – P. 2136. DOI: <https://doi.org/10.3390/w15112136>.
2. Тростник обыкновенный (*Phragmites australis*) – потенциальный источник целлюлозы / А.Н. Кортусов, В.Н. Золотухин, Г.Ф. Миронова, Ю.В. Севастьянова, Н.В. Бычин, В.В. Будаева // *Технологии и оборудование химической, биотехнологической и пищевой промышленности: Материалы XIV Всерос. научно-практ. конф.* – Барнаул, 19–21 мая 2021. – Барнаул: АлтГТУ, 2021. – С. 271–277.
3. Мансуров О.П., Кемалов А.Ф., Кемалов Р.А. Особенности предварительной обработки отходов обыкновенного тростника с получением ценных продуктов // *Вопросы современной науки и практики. Университет им. В.И. Вернадского*. – 2023. – № 3 (89). – С. 56–64. DOI: 10.17277/voprosy.2023.03.pp.056-064.
4. Оценка эффективности структурообразующей композиции на основе тростника гигантского для производства теплоизоляционного материала / Ф. Гаспар, А. Бакатович, Н. Бакатович, И. Петеренко // *Актуальные проблемы архитектуры белорусского подвижья и сопредельных регионов: Сборник статей Международной. научно-практ. конф.* – Новополоцк, 26–27 ноября 2020. – Новополоцк: Учреждение образования «Полоцкий государственный университет», 2021. – С. 6–11.
5. Жилыева А.В., Мясоедова Т.Н., Яловега Г.Э. Разработка экологически безопасного сорбента для очистки вод от нефтепродуктов и исследование его свойств // *Известия ЮФУ. Технические науки*. – 2014. – № 9 (158). – С. 217–225.
6. Перспективы использования листостебельной биомассы Тростника южного для очистки водных объектов / Н.А. Соколова, И.Н. Хлобжева, И.И. Васенев, В.Е. Костин, В.Г. Кочетков, В.В. Гамага // *Электронный научно-производственный журнал «АгроЭкоИнфо»*. – 2022. DOI: 10.51419/202124433.
7. A comprehensive comparative study on methylene blue removal from aqueous solution using biochars produced from rapeseed, whitewood, and seaweed via different thermal conversion technologies / F. Güleç, O. Williams, E.T. Kostas, A. Samson, L.A. Stevens, E. Lester // *Fuel*. – 2022. – Vol. 330 (15). – P. 125428. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.125428>.
8. Onwudili J.A., Williams P.T. Catalytic and non-catalytic low-pressure hydrothermal liquefaction of pinewood sawdust, polyolefin plastics and their mixtures // *Journal of Cleaner Production*. – 2023. – Vol. 430 (10). – P. 139733. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.139733>.
9. Comparative assessment of the biomass solar pyrolysis biochars combustion behavior and zinc Zn(II) adsorption / M. Dudziak, S. Werle, A. Marszałek, S. Sobek, A. Magdziarz // *Energy*. – 2022. – Vol. 261 (8). – P. 125360. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.125360>.
10. Способ получения сорбента на основе тростника обыкновенного: пат. № 2732022, Российская Федерация, С2; заявл. 10.12.2018; опубл. 10.09.2020, Бюл. № 25. – 6 с
11. Preparation of biomass hydrochar and application analysis of blast furnace injection / G. Wang, R. Li, J. Dan, X. Yuan, J. Shao // *Energies*. – 2023. – Vol. 16 (3). – P. 1216. DOI: 10.3390/en16031216.
12. Dyes removal from textile wastewater by agricultural waste as an adsorbent – a review / F. Amalina, A.S.A. Razak, S. Krishnan, A.W. Zularisam, M. Nasrullah // *Cleaner Waste Systems*. – 2022. – Vol. 3. – P. 100051. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.clwas.2022.100051>.

13. Экологически безопасный сорбент для ликвидации последствий разлива нефти / Н.Н. Гибадуллина, А.Г. Бадамшин, Э.М. Сунагатова, А.С. Губа // Химическая безопасность. – 2023. – Т. 7. – № 1. – С. 103–115. DOI: 10.25514/CHS.2023.1.24008.
14. Microalgal-based biochar in wastewater remediation: Its synthesis, characterization and applications / X.N. Law, W.Y. Cheah, K.W. Chew, M.F. Ibrahim, Yo.-K. Park, Sh.-H. Ho, P.L. Show // Environmental Research. – 2022. – Vol. 204 (A). – P. 111966. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.envres.2021.111966>
15. Renewable adsorbents from the solid residue of sewage sludge hydrothermal liquefaction for wastewater treatment / A. Saner, P.N. Carvalho, J. Catalano, K. Anastakis // Science of The Total Environment. – 2022. – Vol. 832 (13). – P. 156418. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2022.156418>
16. Оценка применения угольных сорбентов для удаления нефтяного загрязнения / Н.А. Муравьева, Ю.В. Куликова, О.О. Бабич, О.Е. Кремлева // Пищевые технологии и биотехнологии: Материалы XVIII Всерос. конф. молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием. – Казань, 18–21 апреля 2023. – Казань: КНИТУ, 2023. – С. 466–469.
17. Муравьева Н.А., Куликова Ю.В., Бабич О.О. Получение угольных сорбционных материалов методом гидротермального ожигения и подбор методов их активации // Вестник Научного центра ВостНИИ по промышленной и экологической безопасности. – 2023. – № 2. – С. 81–91. DOI: 10.25558/VOSTNII.2023.92.89.009.
18. Enhanced methylene blue adsorption onto activated reed-derived biochar by tannic acid / Y. Wang, Y. Zhang, S. Li, W. Zhong, W. Wei // Journal of Molecular Liquids. – 2018. – Vol. 268. – P. 658–666. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2018.07.085>
19. Application of chitosan-clay biocomposite beads for removal of heavy metal and dye from industrial effluent / S. Biswas, T.U. Rashid, T. Debnath, P. Haque, M.M. Rahman // Journal of Composites Science. – 2020. – Vol. 4 (1). – P. 16. DOI: <https://doi.org/10.3390/jcs4010016>
20. Adsorption of orange G using activated carbon derived from common reed (*Phragmites australis*) in Mekong Delta, Vietnam / N.S. Pham, L.T. Nguyen, H.T. Nguyen, V.Q. Nguyen // Desalination and Water Treatment. – 2024. – Vol. 317. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.dwt.2024.100095>.
21. Shooto N.D. Application of carbon from pomegranate husk for the removal of ibuprofen, cadmium and methylene blue from water // Heliyon. – 2023. – Vol. 9 (9). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e20268>.
22. Tomin O., Vahala R., Yazdani M.R. Synthesis and efficiency comparison of reed straw-based biochar as a mesoporous adsorbent for ionic dyes removal // Heliyon. – 2024. – Vol. 10 (2). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e24722>

Информация об авторах

Наталья Александровна Муравьева, аспирант, Балтийский федеральный университет имени Иммануила Канта (Высшая школа живых систем), Россия, 236041, г. Калининград, ул. Александра Невского, 14, <https://orcid.org/0000-0001-7783-5143>, natahlie98@gmail.com

Юлия Владимировна Куликова, кандидат технических наук, доцент, научный сотрудник, Балтийский федеральный университет имени Иммануила Канта (Высшая школа живых систем), Россия, 236041, г. Калининград, ул. Александра Невского, 14, <https://orcid.org/0000-0002-0896-4571>, kulikova.pnpu@gmail.com

Ольга Олеговна Бабич, доктор технических наук, профессор, директор НОЦ «Прикладная биотехнология», Балтийский федеральный университет имени Иммануила Канта (Высшая школа живых систем), Россия, 236041, г. Калининград, ул. Александра Невского, 14, <https://orcid.org/0000-0002-4921-8997>, OObabich@kantiana.ru

Поступила в редакцию: 22.03.2024

Поступила после рецензирования: 24.04.2024

Принята к публикации: 21.10.2024

REFERENCES

1. Kulikova Yu., Gorbunova J., Aleksandrov S., Krasnovskikh M., Gurchenko V., Babich O. Analysis of Resource Potential of Emergent Aquatic Vegetation in the Curonian Lagoon of the Baltic Sea *Water*, 2023, vol. 15 (11), pp. 2136. DOI: <https://doi.org/10.3390/w15112136>.
2. Kortusov A.N., Zolotukhin V.N., Mironova G.F., Sevastianova Yu.V., Bychin N.V., Budaeva V.V. Common reed (*Phragmites australis*) - potential source of cellulose. *Technologies and equipment of chemical, biotechnological and food industries*. Barnaul, May 19-21, 2021. Barnaul, AltSTU Publ., 2021. pp. 271–277. (In Russ.)
3. Mansurov O.P., Kemalov A. F., Kemalov R. A. Features of Ordinary Reed Waste Pretreatment in Creation of Valuable Products. *Problems of Contemporary Science and Practice. Vernadsky University*, 2023, no. 3 (89), pp. 56–64. (In Russ.). DOI: 10.17277/voprosy.2023.03.pp.056-064.
4. Gaspar F, Bakatovich A., Bakatovich N., Peterenko I. Estimation of the efficiency of the structure-forming composition based on giant cane for production insulating material. *Topical problems of architecture of belarusian ubiquity and neighbouring regions*. Novopolotsk, November 26–27, 2020. Novopolotsk: PSU Publ., 2021. pp. 6–11. (In Russ.)
5. Gilyaeva A.V., Myasoedova T.N., Yalovega G.E. Preparation of environmentally friendly sorbent for water purification from oil products and the study of sorbents' properties. *Izvestiya SFedU. Engineering Sciences*, 2014, no. 9 (158), pp. 217–225. (In Russ.)
6. Sokolova N.A., Khlobzheva I.N., Vasenev I.I., Kostin V.E., Kochetkov V.G., Gamaga V.V. Prospects for the use of leaf-stem biomass of the Southern reed for the treatment of water bodies. *AgroEcoInfo. Electronic science-productive magazine*, 2022. (In Russ.). DOI: 10.51419/202124433.

7. Ukolov V.A., Kochetkov V.G., Sokolova N.A., Khlobzheva I.N., Kablov V.F. *Method for production of sorbent based on common reed*. Patent RF, no. 2732022, 2018. (In Russ.)
8. Güleç F., Williams O., Kostas E.T., Samson A., Stevens L.A., Lester E. A comprehensive comparative study on methylene blue removal from aqueous solution using biochars produced from rapeseed, whitewood, and seaweed via different thermal conversion technologies. *Fuel*, 2022, vol. 330 (15), pp. 125428. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.125428>.
9. Onwudili J.A., Williams P.T. Catalytic and non-catalytic low-pressure hydrothermal liquefaction of pinewood sawdust, polyolefin plastics and their mixtures. *Journal of Cleaner Production*, 2023, vol. 430 (10), pp. 139733. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.139733>.
10. Dudziak M., Werle S., Marszałek A., Sobek S., Magdziarz A. Comparative assessment of the biomass solar pyrolysis biochars combustion behavior and zinc Zn(II) adsorption. *Energy*, 2022, vol. 261 (8), pp. 125360. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.125360>.
11. Wang G., Li R., Dan J., Yuan X., Shao J. Preparation of Biomass Hydrochar and Application Analysis of Blast Furnace Injection. *Energies*, 2023, vol. 16 (3), pp. 1216. DOI: 10.3390/en16031216.
12. Amalina F., Razak A.S.A., Krishnan S., Zularisam A.W., Nasrullah M. Dyes removal from textile wastewater by agricultural waste as an adsorbent – A review. *Cleaner Waste Systems*, 2022, vol. 3, pp. 100051. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.clwas.2022.100051>.
13. Gibadullina N.N., Badamshin A.G., Sunagatova E.M., Guba A.S. Environmentally Friendly Sorbent for Oil Spill Response. *Chemical Safety Science*, 2023, no. 7 (1), pp. 103–115. (In Russ.) DOI 10.25514/CHS.2023.1.24008.
14. Law X.N., Cheah W.Y., Chew K.W., Ibrahim M.F., Park Yo.-K., Ho Sh.-H., Show P.L. Microalgal-based biochar in wastewater remediation: Its synthesis, characterization and applications. *Environmental Research*, 2022, vol. 204 (A), pp. 111966. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.envres.2021.111966>.
15. Saner A., Carvalho P.N., Catalano J., Anastasakis K. Renewable adsorbents from the solid residue of sewage sludge hydrothermal liquefaction for wastewater treatment *Science of The Total Environment*, 2022, vol. 832 (13), pp. 156418. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2022.156418>
16. Muravieva N.A., Kulikova Yu.V., Babich O.O., Kremleva O.E. assessment of application of carbon sorbents for oil pollution removal. *Food technology and biotechnology*. Kazan, April 18–21, 2023. Kazan: KNRTU Publ., 2023. pp. 466–469. (In Russ.)
17. Muravyeva N.A., Kulikova Yu.V., Babich O.O. Production of carbon sorption materials by hydrothermal liquefaction and selection of their activation methods. *Bulletin of Scientific Centre VostNII for Industrial and Environmental Safety*, 2023, no. 2, pp. 81–91. (In Russ.) DOI: 10.25558/VOSTNII.2023.92.89.009.
18. Wang Y., Zhang Y., Li S., Zhong W., Wei W., Enhanced methylene blue adsorption onto activated reed-derived biochar by tannic acid. *Journal of Molecular Liquids*, 2018, vol. 268, pp. 658–666. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2018.07.085>.
19. Biswas S., Rashid T.U., Debnath T., Haque P., Rahman M.M. Application of chitosan-clay biocomposite beads for removal of heavy metal and dye from industrial effluent. *Journal of Composites Science*, 2020, vol. 4 (1), 16. DOI: <https://doi.org/10.3390/jcs4010016>
20. Pham N.S., Nguyen L.T., Nguyen H.T., Nguyen V.Q. Adsorption of orange G using activated carbon derived from common reed (*Phragmites australis*) in Mekong Delta, Vietnam. *Desalination and Water Treatment*, 2024, vol. 317. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.dwt.2024.100095>.
21. Shooto N.D. Application of carbon from pomegranate husk for the removal of ibuprofen, cadmium and methylene blue from water. *Heliyon*, 2023, vol. 9 (9). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e20268>.
22. Tomin O., Vahala R., Yazdani M.R. Synthesis and efficiency comparison of reed straw-based biochar as a mesoporous adsorbent for ionic dyes removal. *Heliyon*, 2024, vol. 10 (2). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e24722>

Information about the authors

Natalia A. Muravieva, Postgraduate Student, Immanuel Kant Baltic Federal University (Higher School of Living Systems), 14, Alexander Nevskiy street, Kaliningrad, 236041, Russian Federation; <https://orcid.org/0000-0001-7783-5143>, natahlie98@gmail.com

Yuliya V. Kulikova, Cand. Sc., Associate Professor, Research Associate, Immanuel Kant Baltic Federal University (Higher School of Living Systems), 14, Alexander Nevskiy street, Kaliningrad, 236041, Russian Federation; <https://orcid.org/0000-0002-0896-4571>, kulikova.pnpu@gmail.com

Olga O. Babich, Dr. Sc., Professor, Director of Research Centre "Applied Biotechnology", Immanuel Kant Baltic Federal University (Higher School of Living Systems), 14, Alexander Nevskiy street, Kaliningrad, 236041, Russian Federation; <https://orcid.org/0000-0002-4921-8997>, OObabich@kantiana.ru

Received: 22.03.2024

Revised: 24.04.2024

Accepted: 21.10.2024

УДК 502/504
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4654
Шифр специальности ВАК: 1.5.15

Влияние туристско-рекреационной деятельности на показатели почвенно-экологического мониторинга прилегающей территории Телецкого озера (Горный Алтай)

О.А. Ельчинова[✉]

Институт водных и экологических проблем СО РАН, Россия, г. Барнаул

[✉]eo59@mail.ru

Аннотация. Актуальность. Обусловлена возрастающей рекреационной нагрузкой на экосистемы бассейна Телецкого озера, сопровождающейся явным ущербом для них и возникающей необходимостью количественной оценки происходящих изменений. **Цель.** Оценка современного состояния почвенного покрова прилегающей территории Телецкого озера, формирующегося под влиянием туристско-рекреационной деятельности. **Методы.** Сравнительно-географический, химический. Изучаемые показатели почвенно-экологического мониторинга ранней, кратко- и долгосрочной диагностики. **Результаты и выводы.** Следствием влияния туризма в прибрежной зоне горно-лесного пояса Телецкого озера является развитая тропиная сеть, приводящая к трансформации естественных экосистем. Установлено существенное различие по ряду параметров свойств и состава почвы на тропе и на участках, неподверженных влиянию вытаптывания. Анализ водной вытяжки показал уменьшение кислотности, снижение содержания аммонийного и нитратного азота, фосфатов, изменение концентрации катионов кальция, калия и магния верхнего слоя почвы на тропе по сравнению с ненарушенной почвой. Следствием вытаптывания стало нарушение подстилки, уменьшение её мощности или полное уничтожение в зоне троп. Запасы подстилки на средневывраженных тропинках снизились более чем в 2,7–4,0 раза. При этом на хорошо выраженных тропинках, распространенных на территории Алтайского государственного биосферного заповедника, где нет бессистемного передвижения по территории, подстилка на немногочисленных или даже единственных тропинках отсутствует вообще. На слабовыраженных (свежих) тропинках запасы подстилки даже выше, чем на незатронутой территории или на тропках, расположенных рядом с тропой, отсыпанной щебнем. Влияние рекреационных нагрузок привело к увеличению плотности почвы верхнего (0–5 см) слоя почвы в 1,2–1,7 раз. Увеличение плотности сопровождалось снижением пористости и воздухообеспеченности почвы. Твердость почвы была на тропе выше, чем возле тропы, в 1,3–1,5 раза. Последствия влияния пешего туризма на общие физические свойства прослеживалось до глубины 20–30 см, но наибольшие изменения были отмечены в верхнем (0–5 см) слое. Рекреационная нагрузка не оказала существенного влияния на агрегатный состав. Не обнаружено значительных изменений в элементном химическом составе почв, обусловленных влиянием туристско-рекреационной деятельности. Содержания биогенных элементов и свинца находятся в пределах фоновых значений и не превышают нормируемых значений. Обнаруженные высокие концентрации мышьяка не связаны с влиянием туристско-рекреационной деятельности.

Ключевые слова: туристско-рекреационная деятельность, почвенный покров, тропиная сеть, показатели ранней, кратко- и долгосрочной диагностики

Благодарности: Работа выполнена в рамках государственного задания Институт водных и экологических проблем СО РАН (номер гос. регистрации 121031200177-1).

Для цитирования: Ельчинова О.А. Влияние туристско-рекреационной деятельности на показатели почвенно-экологического мониторинга прилегающей территории Телецкого озера (Горный Алтай) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 336. – № 1. – С. 18–35. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4654

UDC 502/504

DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4654

Impact of tourist and recreational activities on the indicators of soil-ecological monitoring of the adjacent territory of Lake Teletskoe (Altai Mountains)

O.A. Elchinina✉

Institute for Water and Environmental Problems SB RAS, Barnaul, Russian Federation

✉ eoa59@mail.ru

Abstract. Relevance. The increasing recreational load on the ecosystems of the Lake Teletskoe basin, its related obvious damage and the necessity to quantify the ongoing transformations. **Aim.** To assess the current state of a soil cover of the adjacent territory of Lake Teletskoe in terms of tourism and recreation impact. **Methods.** Comparative geographical and chemical as well as soil-ecological monitoring of studied indicators of early, short- and long-term diagnostics. **Results and conclusions.** Because of the tourist activities in the coastal zone of the mountain-forest belt of Lake Teletskoe, a developed path network transforming its natural ecosystems appeared. Some parameters of soil properties and composition on this path and in the sites not affected by recreation differed significantly. The analysis of water extract showed the decrease in acidity, the reduced content of ammonium and nitrate nitrogen, phosphates, a change in the concentration of calcium cations, potassium and magnesium in the top soil layer on the path, as compared to the undisturbed places. Soil trampling by recreants has damaged litter, decreased its thickness or completely destructed the promenade area. Reduction in litter reserves on the moderately developed paths exceeded by more than 2.7–4.0 times, whereas on the well-defined ones (as in the Altai State Biosphere Reserve with the established systemized movement across the territory), litter was absent at all on a few or even single paths. On weakly developed (fresh) paths, litter reserves turned out to be even higher than on the undisturbed areas or on the paths located next to a gravel site. Recreational loads were responsible for the 1.2–1.7 times increase in soil density of the upper (0–5 cm) layer, accompanied by a decrease in soil porosity and air supply. The hardness of soil was 1.3–1.5 times higher on the path than around it. The tourist effect on general physical properties of soil was traced to a depth of 20–30 cm, but maximum changes were noted in its upper (0–5 cm) layer. Recreational loads did not impact essentially on the aggregate soil composition. No significant changes, caused by tourist and recreational activities, were found in the elemental chemical composition of soils. The content of nutrients and lead were within the background and did not exceed the standardized values. The detected high concentrations of arsenic were not associated with the influence of tourist and recreational activities.

Keywords: tourist and recreational activities, soil cover, path network, indicators of early, short- and long-term diagnostics

Acknowledgements: The work was carried out within the framework of the state assignment of the Institute for Water and Environmental Problems SB RAS (state registration number 121031200177-1)

For citation: Elchinina O.A. Impact of tourist and recreational activities on the indicators of soil-ecological monitoring of the adjacent territory of Lake Teletskoe (Altai Mountains). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 1, pp. 18–35. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4654

Введение

В настоящее время туристская отрасль является одной из наиболее значимых в экономике многих регионов Российской Федерации. Одним из главных компонентов развития отдыха и туризма являются природные ресурсы и экологическая обстановка территории. Большинство публикаций посвящено изучению положительного влияния туристско-рекреационной деятельности на социально-экономическое развитие регионов, активного стимулирования сопутствующих отраслей экономики.

Вместе с тем в литературе наблюдается дефицит исследований по изучению влияния туризма и рекреации на природные экосистемы, а в имеющихся

в основном дается качественная оценка изменений. При этом отрицательные последствия рекреационной деятельности, в частности вытаптывания, вполне очевидны и выражаются, в первую очередь, в изменении растительно-почвенного покрова. Последнее подтверждается исследованиями как отечественных [1, 2], так и зарубежных ученых [3–9].

Оценка степени непосредственного влияния туризма на окружающую среду имеет ряд сложностей методологии. По мнению Т.М. Кривошеевой [10], если рассматривать туризм как совокупность видов деятельности, становится практически невозможным измерить влияние туризма на окружающую среду.

Нами для количественной оценки влияния туристско-рекреационной деятельности на почвенный покров прилегающей территории Телецкого озера были взяты за основу показатели почвенно-экологического мониторинга, предложенные в [11].

Телецкое озеро находится под пристальным вниманием научного сообщества как уникальный природный объект мирового значения, выполняющий особую рекреационную роль на Алтае и нуждающийся во всестороннем исследовании. Проводимые исследования разнообразны и многоплановы. Они касаются изучения влияния туристско-рекреационной деятельности на отдельные компоненты окружающей среды, но носят также комплексный характер. Значительная часть Телецкого озера и прилегающей территории (восточная и северо-восточная) относится к Алтайскому государственному природному биосферному заповеднику. Граница заповедника проходит ориентировочно по середине озера, поэтому остальная часть открыта для широкого посещения туристами. Также в соответствии с Положением об Алтайском заповеднике можно посетить эколого-просветительские маршруты, расположенные в селе Яйлю (центральная усадьба Алтайского заповедника), на кордонах «Байгазан» и «Беле», водопаде Корбу.

В последние десятилетия сеть особо охраняемых природных территорий в Российской Федерации активно развивается, в большинстве из них осуществляются различные виды туризма и проводятся научные исследования [12–17].

В настоящее время возрастающая рекреационная нагрузка на окружающую среду сопровождается явным ущербом для неё. Наиболее наглядно этот процесс прослеживается в лесных массивах и береговых зонах водоемов. Опасность деградации лесных биогеоценозов, обеднения флористического разнообразия и разрушения почвенного покрова вызывает необходимость всестороннего изучения последствий рекреационного нарушения лесных земель.

Цель работы – оценка современного состояния почвенного покрова прилегающей территории Телецкого озера, формирующегося под влиянием возрастающих рекреационных нагрузок от туристско-рекреационной деятельности.

Объекты и методика исследования

Телецкое озеро находится в Кыга-Камгинском физико-географическом районе Северо-Восточной Алтайской провинции на территории Турочакского и Улаганского районов Республики Алтай.

Котловина озера лежит на абсолютной высоте 434,8 м, площадь 223 км², средняя ширина 2,9 км, максимальная 5,2 км, длина 77 км. Максимальная глубина озера 325 м. Длина береговой линии более

180 км. Высота окружающих ее хребтов достигает 2100–2200 м. Озерная котловина имеет руслообразную форму с удлинённой меридиональной (50 км) и укороченной субширотной (28 км) частями, представляет собой узкую глубоко врезанную межгорную впадину с крутыми осыпными склонами, поросшими в северной части черневой тайгой, в центральной и южной частях – кедровыми и парковыми лиственничными лесами. На прилегающих к озеру горных склонах преобладают серые и бурые лесные почвы, реже маломощные горные черноземы [18].

Телецкое озеро проточное, в него впадают более 70 рек и речек, среди которых наиболее крупный приток – р. Чулышман, вносящая 67 % воды. Вытекает из озера только р. Бия. Озеро и его окрестности обладают исключительным многообразием растительного и животного мира, включая виды, занесенные в Красные книги России и Республики Алтай [19].

В ходе проведения исследований были использованы как традиционные подходы (ландшафтно-геохимический и биогеохимический), так и подходы, учитывающие специфику исследуемого объекта (бассейновый), методы исследований – сравнительно-географический и химический.

Точки опробования были выбраны на 12 притоках Телецкого озера (рис. 1). Номера точек опробования, обозначенные на картосхеме, также приведены по тексту статьи и указаны в таблицах и рисунках.

Следствием рекреационного влияния в горнолесном поясе является развитая тропиновая сеть, приводящая к трансформации естественных экосистем (рекреационная дигрессия). Отбор проб проводили на типичных для исследуемой территории тропах с одновременным отбором на незатронутой рекреационной деятельностью территории.

Отбор проб почв осуществляли по ГОСТ 17.4.3.01-83.

Подстилку отбирали в местах, сопряженных с местом отбора почвенных проб с площадью 0,25 м². Одновременно определяли её мощность.

Изучаемые показатели почвенно-экологического мониторинга были разделены на показатели ранней, кратко- и долгосрочной диагностики [11]:

1. Показатели ранней диагностики антропогенных изменений свойств почв: характеристики кислотно-основного и ионно-солевого режимов почв на основе анализа водных вытяжек, в которых определяли рН потенциометрическим методом и содержание анионов: CO_3^{2-} , HCO_3^- , Cl^- , SO_4^{2-} , PO_4^{3-} , и катионов: Ca^{2+} , Mg^{2+} , K^+ , Na^+ , NH_4^+ методом капиллярного электрофореза на системе Капель 105М.

2. Показатели средней устойчивости: мощность и запасы подстилки – методами биогеоценологических исследований, содержание гумуса – методом мокрого сжигания по И.В. Тюрину.
3. Показатели долгосрочной диагностики нарушений почвообразования при рекреационном воздействии: плотность – методом режущего кольца, плотность твердой фазы – пикнометрически, порозность – через соотношение плотности сложения почвы и плотности ее твердой фазы, воздухообеспеченность – расчетным методом, структурное (агрегатное) состояние – по Н.И. Савинову. Твердость почвы определяли в поле-

вых условиях твердомером ТУД-1 согласно прилагаемой инструкции.

Для оценки изменений свойств почв тропинок, подверженных разной нагрузке, за основу была взята классификация, предложенная в [1], – слабо-, средне- и хорошо выраженные, которая учитывает ширину, проективное покрытие живого напочвенного покрова и глубину уплотнения.

Валовое содержание биогенных и токсичных элементов в почве определяли методом РФА СИ (рентгено-флуоресцентный анализ с использованием синхротронного излучения) [20], в ИЯФ СО РАН.

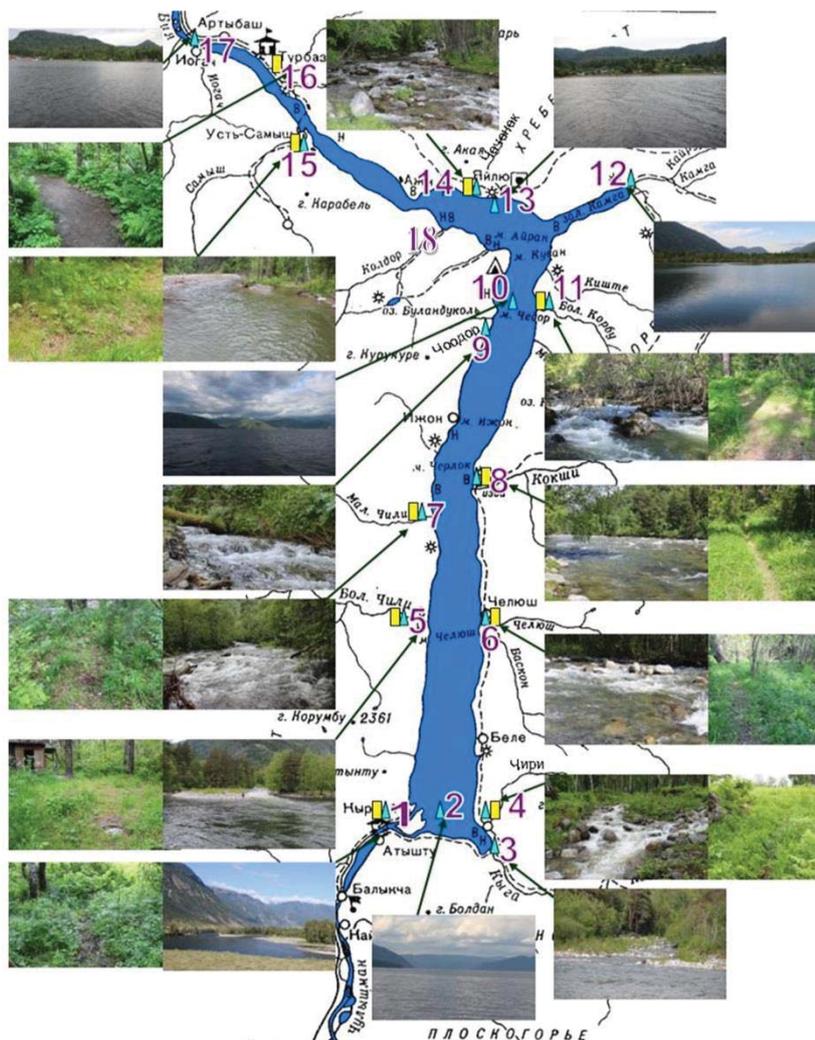


Рис. 1. Карта-схема точек опробования (здесь и далее): 1 – устье р. Чулышман; 2 – юж. часть оз. Телецкое; 3 – устье р. Кыга; 4 – устье р. Чирь; 5 – устье р. Большие Чили; 6 – устье р. Челюш; 7 – устье р. Малые Чили; 8 – устье р. Кокши; 9 – устье р. Чоодор; 10 – сред. часть оз. Телецкое; 11 – устье р. Большой Корбу; 12 – устье р. Камга; 13 – сев. часть оз. Телецкое; 14 – устье р. Чеченек; 15 – устье р. Самыш; 16 – устье р. Тевенек; 17 – сев.-зап. часть оз. Телецкое; 18 – устье р. Колдор; ▲ – отбор проб воды; ■ – отбор проб почвы

Fig. 1. Map of sampling sites: 1 – Chulyshman river mouth; 2 – southern part of Lake Teletskoye; 3 – Kyga river mouth; 4 – Chiry river mouth; 5 – B. Chily river mouth; 6 – Chelyush river mouth; 7 – M. Chily river mouth; 8 – Koksha river mouth; 9 – Choodor river mouth; 10 – mid part of Lake Teletskoye; 11 – B. Corbu river mouth; 12 – Kamga river mouth; 13 – northern part of Lake Teletskoye; 14 – Chechenek river mouth; 15 – Samysh river mouth; 17 – northwestern part of Lake Teletskoye; 18 – Koldor river mouth; ▲ – water sampling; ■ – soil sampling

Результаты исследования и их обсуждение

Одной из важнейших составляющих любой экосистемы является почва как центральное звено обмена вещества и энергии, поэтому при исследовании воздействия вытаптывания необходимо отдельно изучать изменения, происходящие в ней [21]. В большинстве работ зарубежных исследователей рассматривается влияние туристско-рекреационной деятельности на почвы и растительность [22–34].

Влияние туристско-рекреационной деятельности на показатели ранней диагностики антропогенных изменений свойств почв: реакцию и состав водной вытяжки почв. Реакция и состав водной вытяжки относятся к показателям ранней диагностики антропогенных изменений свойств почв, позволяющим обнаружить неблагоприятные процессы на начальных стадиях их развития.

Водная вытяжка представляет собой фильтрат, приготовленный из анализируемой почвы, после трехминутного взбалтывания взятой навески с пятикратным количеством воды. Анализ водной вытяжки показал некоторое уменьшение кислотности верхнего слоя почвы на тропе по сравнению с ненарушенной почвой (рис. 2). Подщелачивание почв в результате рекреационного воздействия также отмечается в литературе [35, 36]. Основной причиной этого считается снижение поступления опада на поверхность почвы, отсутствие лесной подстилки и прекращение воздействия на почву органических кислот при её разложении.

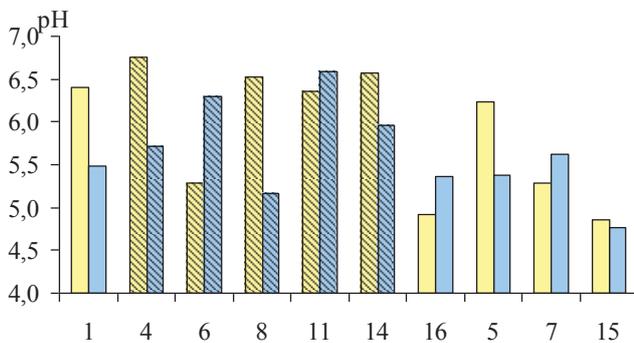


Рис. 2. Реакция среды почвенного раствора: ■ – тропа, □ – возле тропы, ▨ – территория заповедника

Fig. 2. Reaction of soil solution medium: ■ – trail, □ – near the trail, ▨ – territory of the reserve

С другой стороны, выявлено снижение содержания кальция в водной вытяжке в почве под тропой в большинстве исследованных точек. Одной из наиболее объективных причин этого А.Б. Лысенков [36] называет более слабое проявление кислотного

гидролиза и, соответственно, ослабление выщелачивания кальция из поглощающего комплекса.

Существенное влияние вытаптывание оказывает на катионный (рис. 3) и анионный (рис. 4) состав водной вытяжки. Практически во всех точках опробования содержание аммонийного азота в почве под тропой ниже, чем на участках, незатронутых деятельностью рекреантов, что обусловлено более низкими запасами подстилки или полным её отсутствием. Несколько отличается картина по катионам калия, натрия и магния. Оценка содержания последних в почве показала, что на тропе концентрация калия в 70 %, натрия в 60 % и магния в 50 % исследованных точек была выше по сравнению с ненарушенными участками, что объясняется более высоким потреблением этих элементов растениями из почвы на незатронутой туристско-рекреационной деятельностью территории по сравнению с уплотненной почвой тропы.

Низкое содержание нитрат-ионов или их отсутствие связано с количеством подстилки, выносом минерального азота корнями и с атмосферными осадками. Отсутствие анионов фосфорной кислоты обусловлено низкой подвижностью последних в почве. На более низкое содержание нитратов и фосфатов в почвах рекреационных участков Катунского района Республики Алтай относительно фона указывают К.С. Павлова, Ю.В. Робертус, А.В. Кивацкая [37].

В 40 % исследованных точек туристско-рекреационная деятельность не оказала влияния на содержание гидрокарбонатов и сульфат-ионов в водной вытяжке. Низкое содержание или отсутствие хлорид-ионов связано с высокой подвижностью их в почве, обуславливающей вымывание атмосферными осадками и с поверхностным стоком.

Влияние туристско-рекреационной деятельности на показатели средней устойчивости. Среди почвенных горизонтов наибольшие изменения претерпевает подстилка. На начальных стадиях дигрессии в ходе вытаптывания происходит нарушение подстилки и с увеличением интенсивности рекреационного воздействия – её уничтожение. Подстилка играет значительную роль в функционировании экосистемы. Она является источником питательных элементов для растений и микроорганизмов, поддерживает благоприятный микроклимат почвы, сглаживая температурные колебания и испарение с поверхности, предохраняет почву от эрозии, а в зимний период – от глубокого промерзания. В условиях уплотненных почв происходят морфологические изменения, мешающие выполнению данных функций [38].

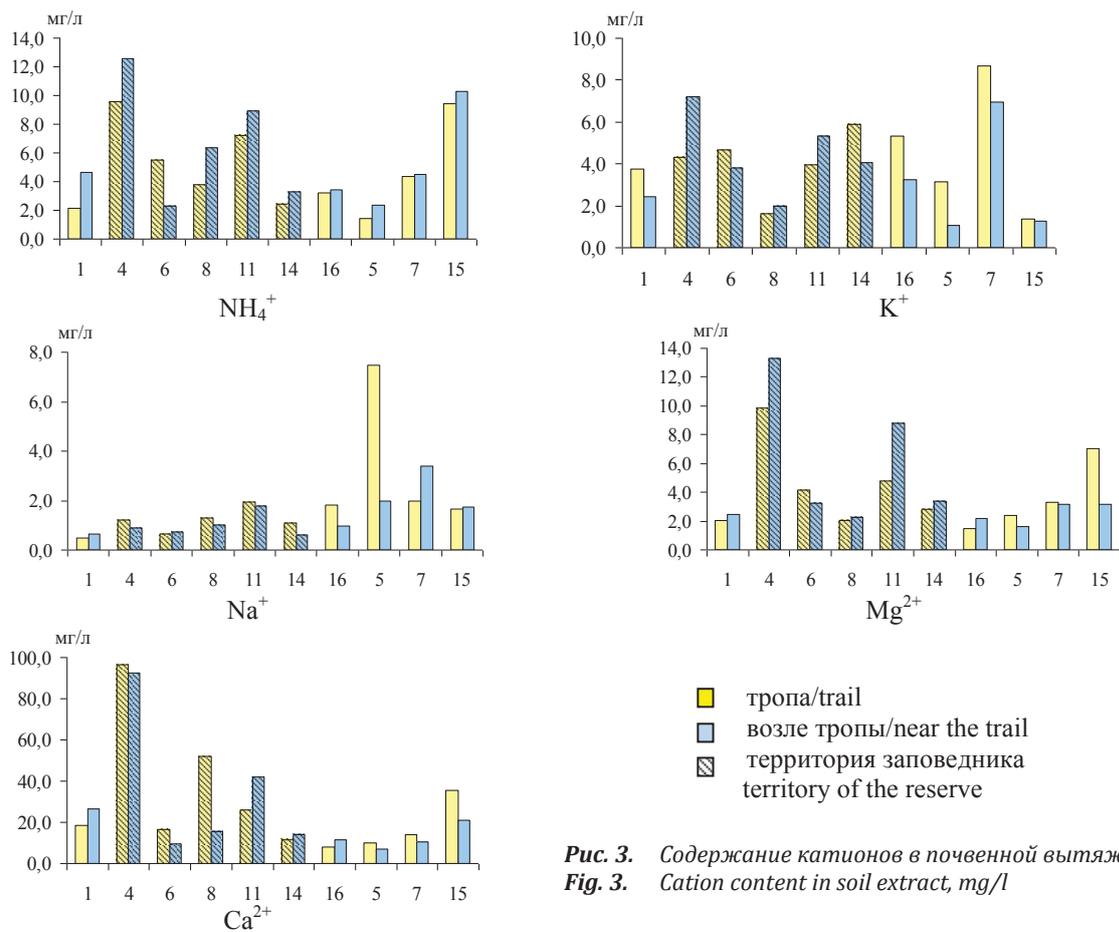


Рис. 3. Содержание катионов в почвенной вытяжке, мг/л
Fig. 3. Cation content in soil extract, mg/l

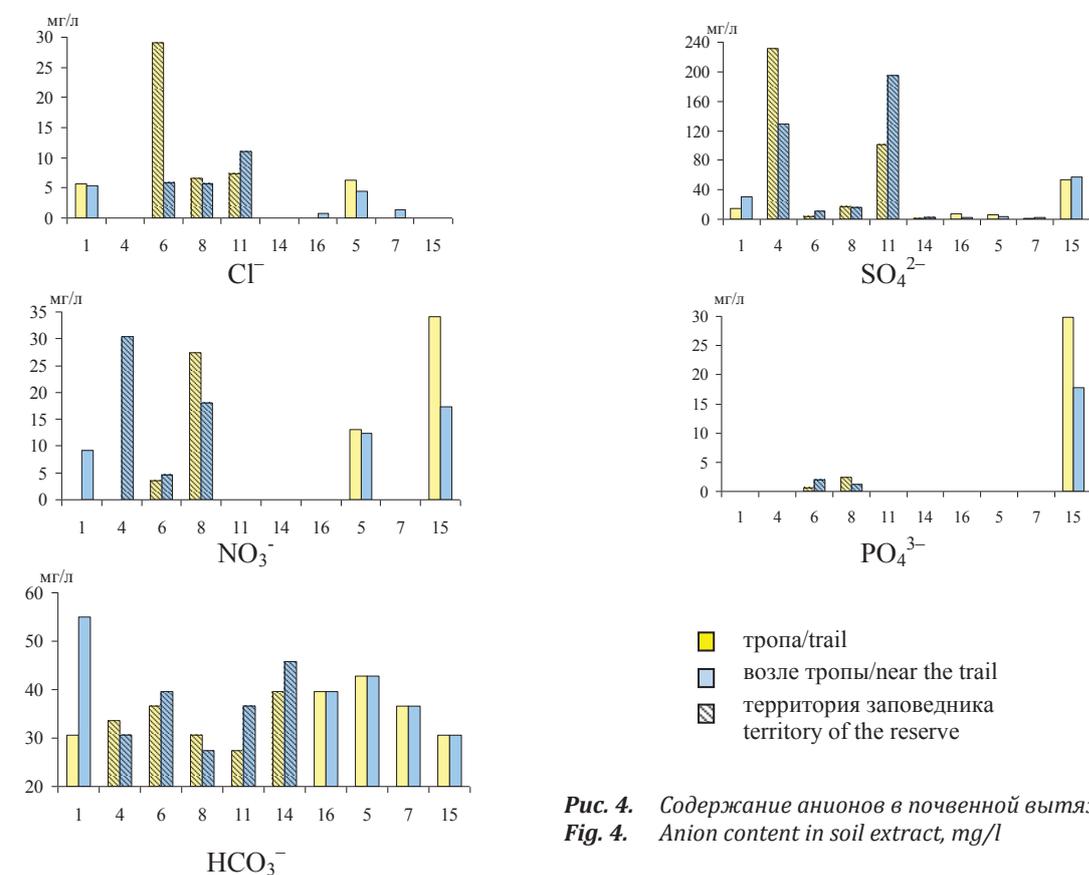


Рис. 4. Содержание анионов в почвенной вытяжке, мг/л
Fig. 4. Anion content in soil extract, mg/l

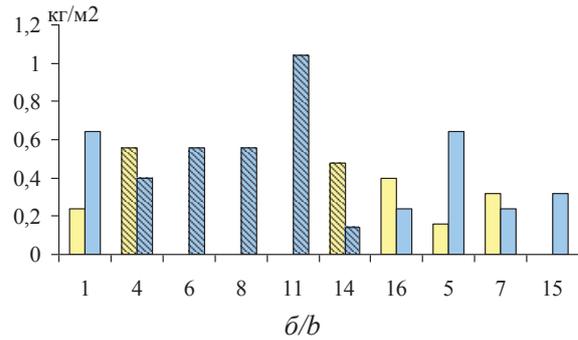
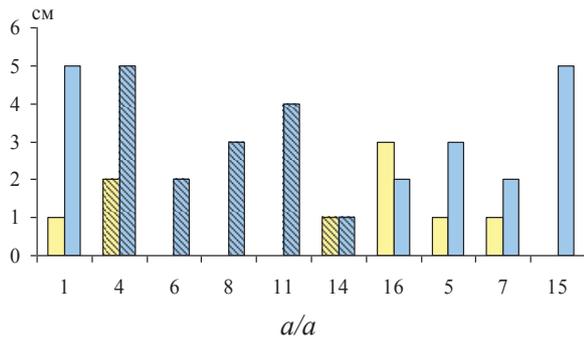


Рис. 5. Мощность и запасы подстилки: ■ – тропа, ■ – возле тропы, ▨ – территория заповедника; а) мощность подстилки, см; б) запасы подстилки, кг/м²

Fig. 5. Capacity and reserves of litter: ■ – trail, ■ – near the trail, ▨ – territory of the reserve; а) litter capacity, cm; б) reserves of litter, kg/m²

Вытаптывающее действие рекреантов вызывает нарушение подстилки, уменьшение её мощности и полное уничтожение в зоне троп. Под влиянием вытаптывания она уплотняется, перетирается и измельчается. Измельченная подстилка выдувается ветром и легко смывается водами поверхностного стока. Крупная фракция перемещается пешеходами, в результате чего вдоль тропинок образуются «валики» подстилки. Подстилка на тропинках характеризуется высокой фрагментарностью и неоднородностью состава. Мощность её варьирует от 1 до 2 см. В то время как на участках, неподверженных вытаптыванию, этот показатель изменяется от 2 до 5 см (рис. 5, а). Интегральным показателем, характеризующим состояние подстилки, является ее запас. Изменения запасов подстилки на тропинках по сравнению с фоном представлены на рис. 5, б.

По полученным данным запасы подстилки на средневыраженных тропинках снижаются более чем в 2,7 (устье р. Чулышман) – 4 (устье р. Б. Чили) раза. При этом на хорошо выраженных тропинках, распространенных на территории Алтайского государственного биосферного заповедника, где нет бессистемного хождения по территории, подстилка отсутствует вообще. На слабовыраженных тропинках запасы подстилки даже выше, чем на незатронутой территории (р. Чеченек) или на тропках, расположенных рядом с тропой, отсыпанной щебнем (р. Тевенек). О.Е. Марфениной [39] было показано, что уменьшение запасов подстилки на рекреационно используемых территориях связано не только с ее вытаптыванием или перераспределением, но и с активизацией в ней процессов микробной, в том числе и грибной, деструкции. Деятельность деструкторов стимулируется предварительным измельчением подстилки в результате рекреационного воздействия и перемешиванием измельченных фрагментов с почвой. Усиление процессов микробной деструкции было зафиксировано аппликацион-

ным методом уже на следующий год после одного сезона рекреационной нагрузки. Авторы [40] указывают на воздействие антропогенного вытаптывания на органическое вещество почвы и почвенные микробиологические процессы в пригородных буковых лесах.

Представленные на рис. 6 данные свидетельствуют о неоднозначном влиянии туристско-рекреационной деятельности на содержание гумуса в почве. В одном случае оно не изменилось (точки 1 и 14), в другом – снизилось (точки 7,11,16), в третьем – увеличилось (точки 4,6,8,15,18).

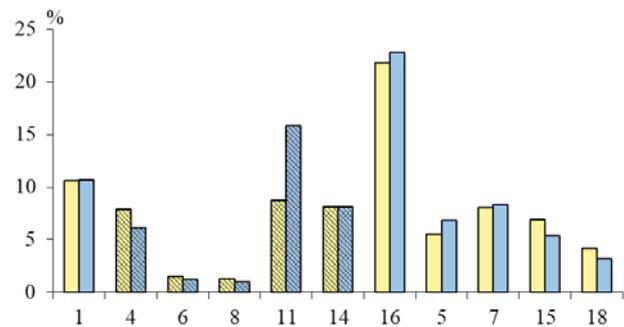


Рис. 6. Содержание гумуса: ■ – тропа, ■ – возле тропы, ▨ – территория заповедника

Fig. 6. Humus content: ■ – trail, ■ – near the trail, ▨ – territory of the reserve

Причинами снижения содержания гумуса при воздействии вытаптывания являются уменьшение поступления количества органических остатков и эрозия верхних гумусово-аккумулятивных горизонтов. Увеличение содержания гумуса обусловливается внедрением в верхний слой почвы фрагментов опада и усилением процесса биохимической деструкции подстилки при ее постоянном перемешивании [1].

Влияние туристско-рекреационной деятельности на показатели долгосрочной диагностики нарушений почвообразования при рекреационном воздействии. Плотность почвы – это важнейшее ее свойство, от которого зависит газообмен, поступление и передвижение воды, ее запасы в корнеобитаемом слое. Увеличение плотности приводит к переорганизации естественного сложения почвенного материала поверхностных горизонтов. Вытаптывание приводит к изменению плотности поверхностного слоя почвы в результате как прямого, так и косвенного уплотнения. Опосредованное влияние рекреационной деятельности связано с изменениями в растительном покрове. Неконтролируемые

высокие рекреационные нагрузки могут приводить к уменьшению сомкнутости крон, разрежению древостоя, исчезновению подлеска и подростка. Это приводит к увеличению освещенности и смене подпологовой травянистой растительности на светолюбивую злаково-разнотравную, которая способствует «естественному» косвенному уплотнению почвы на $0,3\text{--}0,4\text{ г/см}^3$ [21]. Прямое уплотнение, в отличие от косвенного, на начальных стадиях дигрессии может нивелироваться упругостью напочвенного покрова и естественным восстановлением свойств почв в результате циклов промораживания–оттаивания [41].

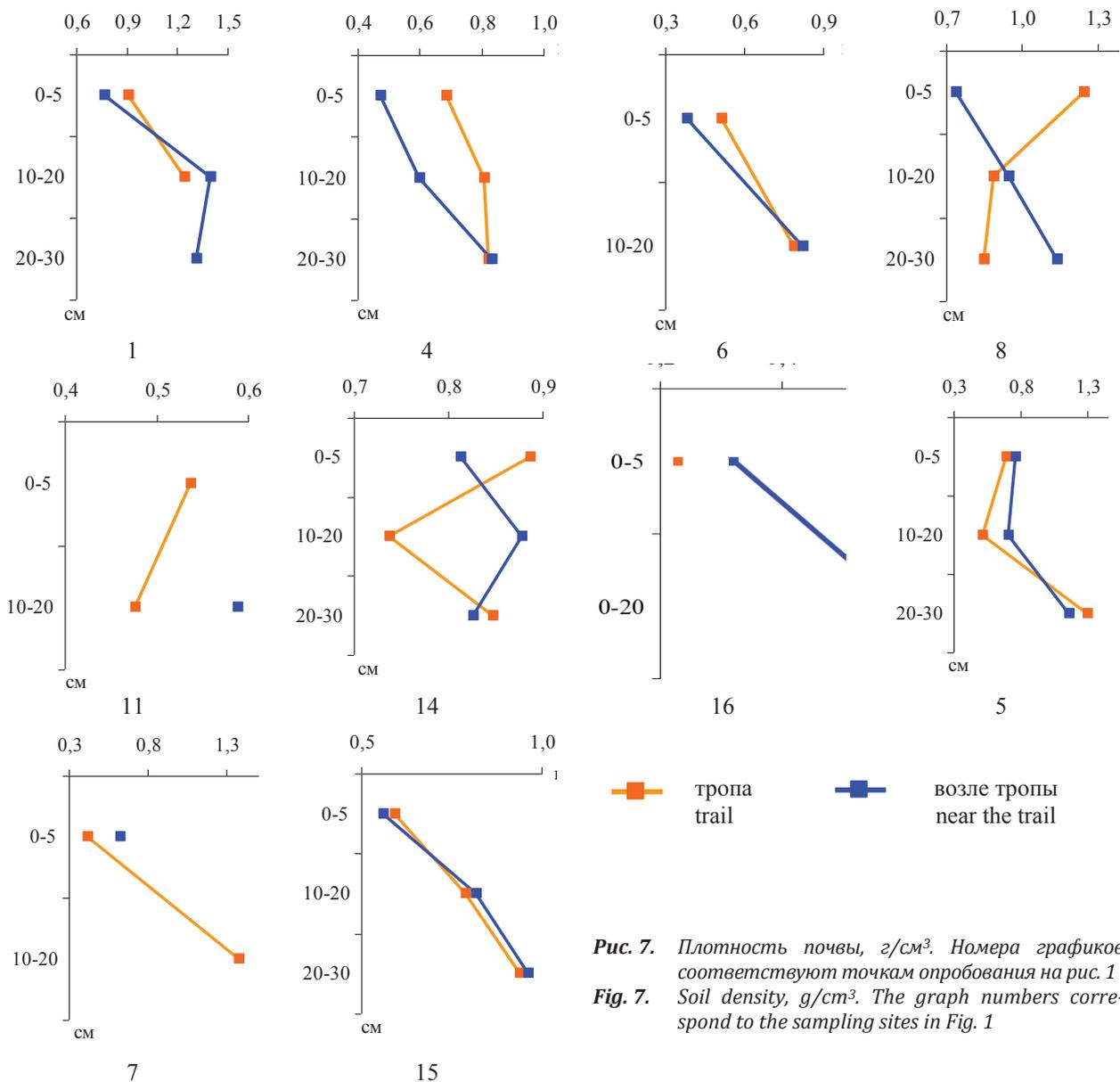


Рис. 7. Плотность почвы, г/см³. Номера графиков соответствуют точкам опробования на рис. 1
 Fig. 7. Soil density, g/cm³. The graph numbers correspond to the sampling sites in Fig. 1

Влияние вытаптывания прослеживается до глубины 20–30 см, но наибольшие изменения отмечаются в верхнем (0–5 см) слое. Исследования показали, что влияние рекреационных нагрузок привело к увеличению плотности верхнего (0–5 см) слоя почвы в 1,2–1,7 раза (рис. 7), но абсолютные значения не превышают $1,24 \text{ г/см}^3$. Оптимальной плотностью почв для древесной растительности являются значения от 0,9 до $1,45 \text{ г/см}^3$ [42]. Выпадение лесных видов травяных растений происходит при плотности почв $1,2–1,3 \text{ г/см}^3$ [43].

На глубине 10–20 см плотность почвы на тропе возрастала не более чем в 1,1–1,4 раза, а иногда была даже ниже, чем на участках, незатронутых рекреационной деятельностью. На глубине 20–30 см эти различия практически стирались.

На влияние вытаптывания на плотность почвы указывает D.N. Cole [44].

Плотность твердой фазы – более стабильный показатель по сравнению с плотностью почвы. Ве-

личина плотности твердой фазы почвы зависит от ее химического и минералогического составов и определяется средней величиной плотности вещества, составляющего данную почву.

В состав минеральной части почвы в качестве основных минералов входят кварц, полевой шпат, глинистые минералы, плотность которых варьирует в пределах от 2,4 до $2,8 \text{ г/см}^3$. В то же время в почве содержится гумус с плотностью около $1,4 \text{ г/см}^3$. Поэтому в малогумусированных почвах плотность твердой фазы колеблется в пределах $2,6–2,8 \text{ г/см}^3$, а в богатых гумусом – $2,4–2,5 \text{ г/см}^3$. Этим и вызваны различия значений плотности твердой фазы почвы на тропе и на участках, незатронутых рекреационной деятельностью, в слое 0–5 см (рис. 8). С глубиной эти различия нивелируются. В нижележащих горизонтах этот показатель выше и соответствует плотности твердой фазы для минеральных почв – от 2,4 до $2,8 \text{ г/см}^3$.

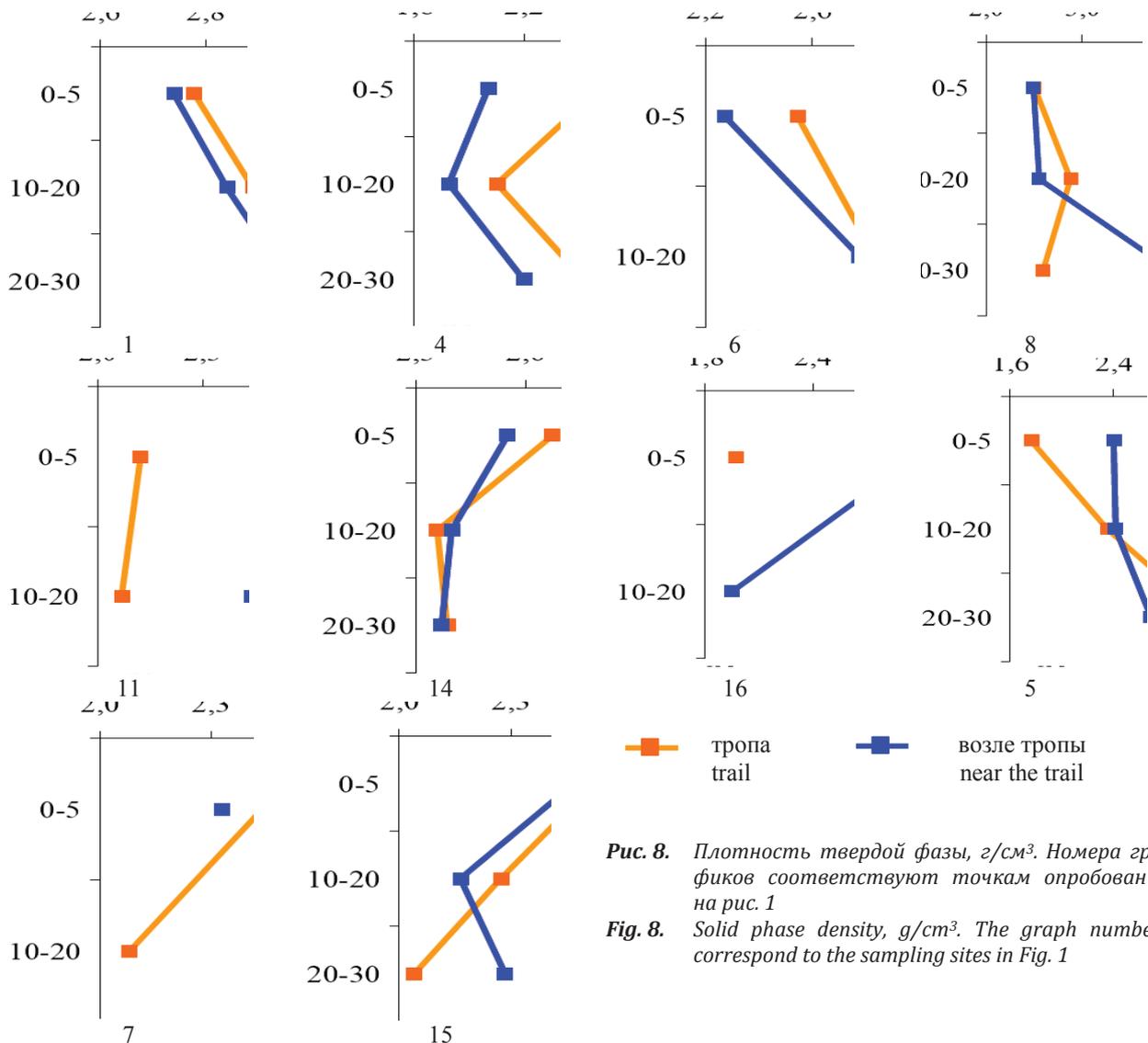


Рис. 8. Плотность твердой фазы, г/см^3 . Номера графиков соответствуют точкам опробования на рис. 1

Fig. 8. Solid phase density, g/cm^3 . The graph numbers correspond to the sampling sites in Fig. 1

Отдельные гранулометрические (механические) элементы и агрегаты обычно неплотно прилегают друг к другу. Поэтому между ними образуются промежутки, различные по величине и форме, которые называются порами. Совокупность этих пор составляет пористость (порозность, скважность) почвы. С общей пористостью связаны водо- и воздухопроницаемость, влагоемкость и некоторые другие важные характеристики почв. Пористость, размер и форма пор зависят от гранулометрического состава (величины и формы гранулометрических элементов), структуры почвы – количества, величины и формы агрегатов, а также от расположения их относительно друг друга. Поэтому пористость различных почв и даже разных горизонтов одной и той же почвы неодинаковая.

Пористость исследуемых почв находится в обратной зависимости от плотности, т. е. с глубиной

снижается (рис. 9). Согласно качественной оценке общей пористости Н.А. Качинского пористость в слое 0–5 см варьирует от неудовлетворительной до избыточно пористой на тропе и от удовлетворительной до отличной – на участках, незатронутых вытаптыванием. В нижележащих горизонтах пористость снижается, достигая величин, соответствующих чрезмерно низкой, характерной для иллювиальных горизонтов.

Степень аэрации (воздухообеспеченности) почвы характеризуется объемом, занятым почвенным воздухом в 100 см^3 . Степень аэрации является важным показателем состояния почв и зависит от заполненности пор почвы водой. Когда вода заполняет все поры, развиваются восстановительные процессы, угнетающие развитие растений и многих представителей микронаселения почв.

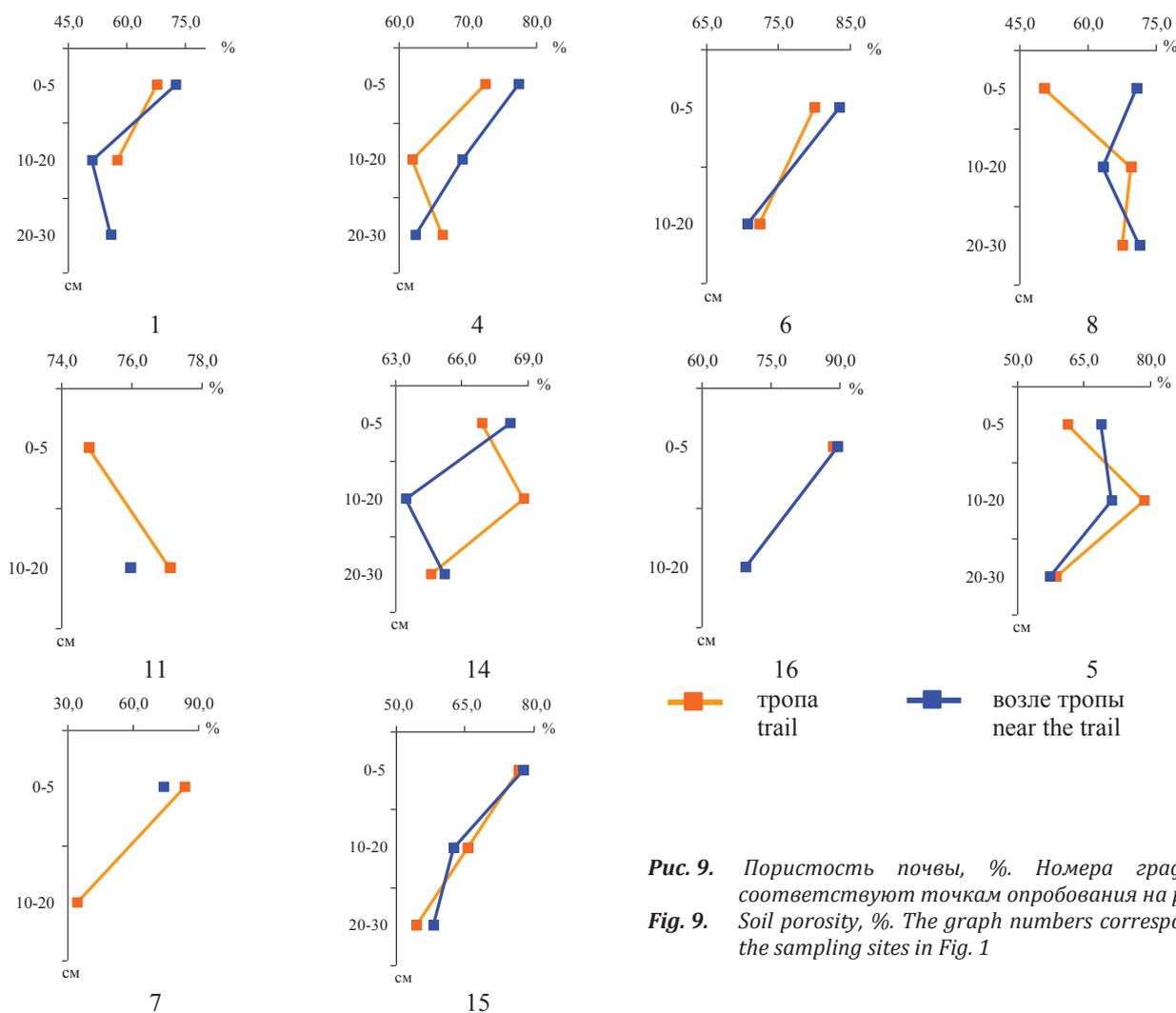


Рис. 9. Пористость почвы, %. Номера графиков соответствуют точкам опробования на рис. 1
Fig. 9. Soil porosity, %. The graph numbers correspond to the sampling sites in Fig. 1

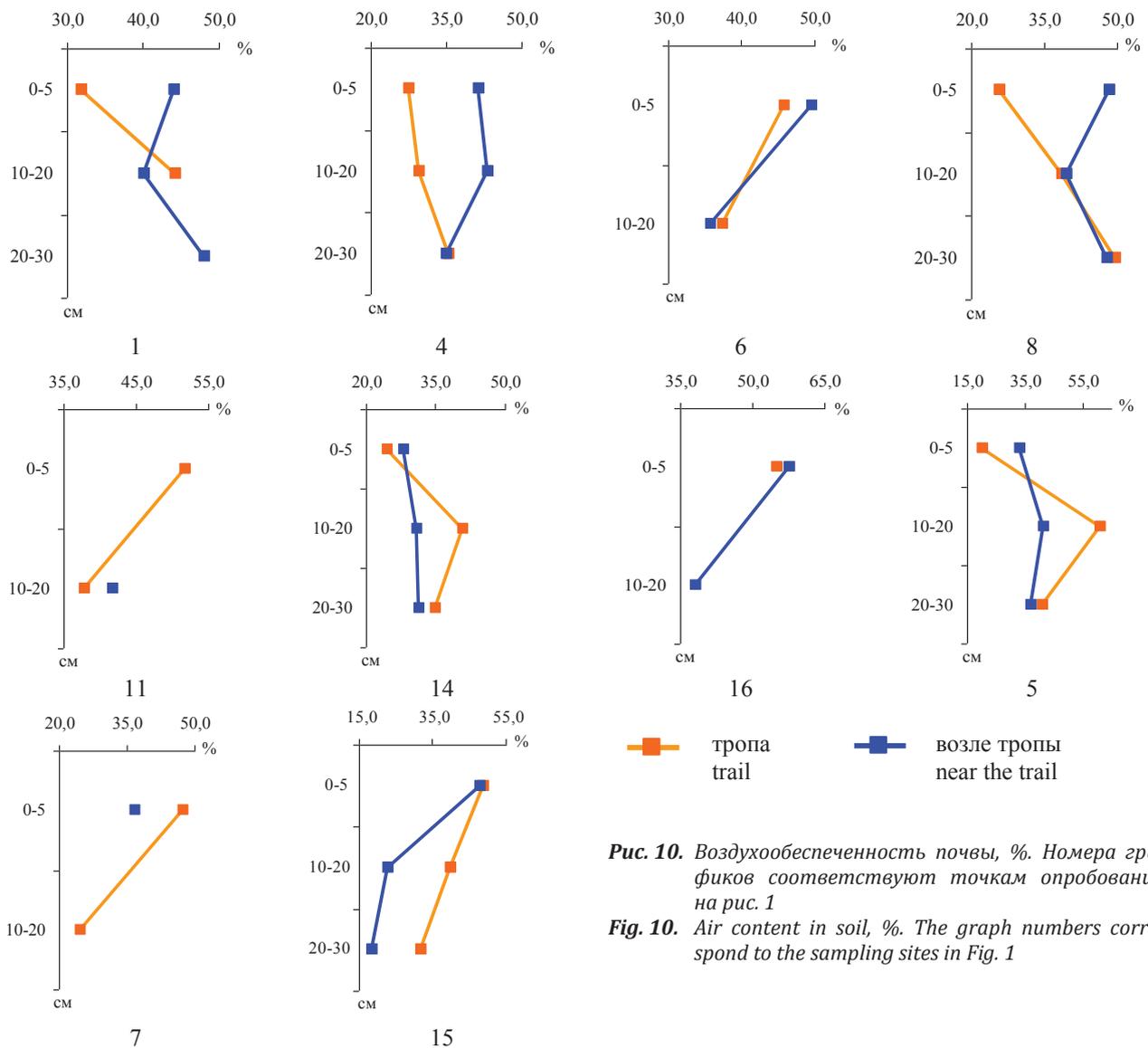


Рис. 10. Воздухообеспеченность почвы, %. Номера графиков соответствуют точкам опробования на рис. 1

Fig. 10. Air content in soil, %. The graph numbers correspond to the sampling sites in Fig. 1

Показатель воздухообеспеченности исследуемых почв тропы ниже, чем на участках, незатронутых выпашиванием рекреантами (рис. 10). В обычных условиях воздухообеспеченность верхних горизонтов выше, чем нижележащих. В наших исследованиях в период экспедиционных работ были дни с осадками, поэтому часть пор была занята просочившимися атмосферными осадками.

Наиболее объективным показателем для определения рекреационного влияния на почву является твердость почвы. Твердость – это сопротивление почвы проникновению в нее тела (металлического плунжера) определенной формы, мера механической проницаемости почв.

Результаты определения твердости почвы представлены на рис. 11.

Твердость почвы была на тропе выше, чем возле тропы, в 1,3–1,5 раза. На увеличение твердости почвы под влиянием рекреационных нагрузок указывают и другие исследователи [45].

Структура, или агрегатный состав, почв относится к показателям долгосрочной диагностики нарушений почвообразования при рекреационном воздействии. Показатели долгосрочной диагностики нарушений формируются в результате относительно длительных однонаправленных процессов и поэтому требуют измерений через 10 лет и более. Под структурой почвы понимают совокупность агрегатов, или структурных отдельностей, различной величины, формы, пористости механической прочности и водопрочности. Агрегаты диаметром больше 0,25 мм называются макроагрегатами, мельче 0,25 мм – микроагрегатами. Ценными являются агрегаты с размером от 0,25 до 10 мм, обладающие пористостью и водопрочностью, такая структура обуславливает наиболее благоприятный водно-воздушный режим почвы.

В наших исследованиях рекреационная нагрузка не оказала влияния на агрегатный состав почвы (табл. 1).

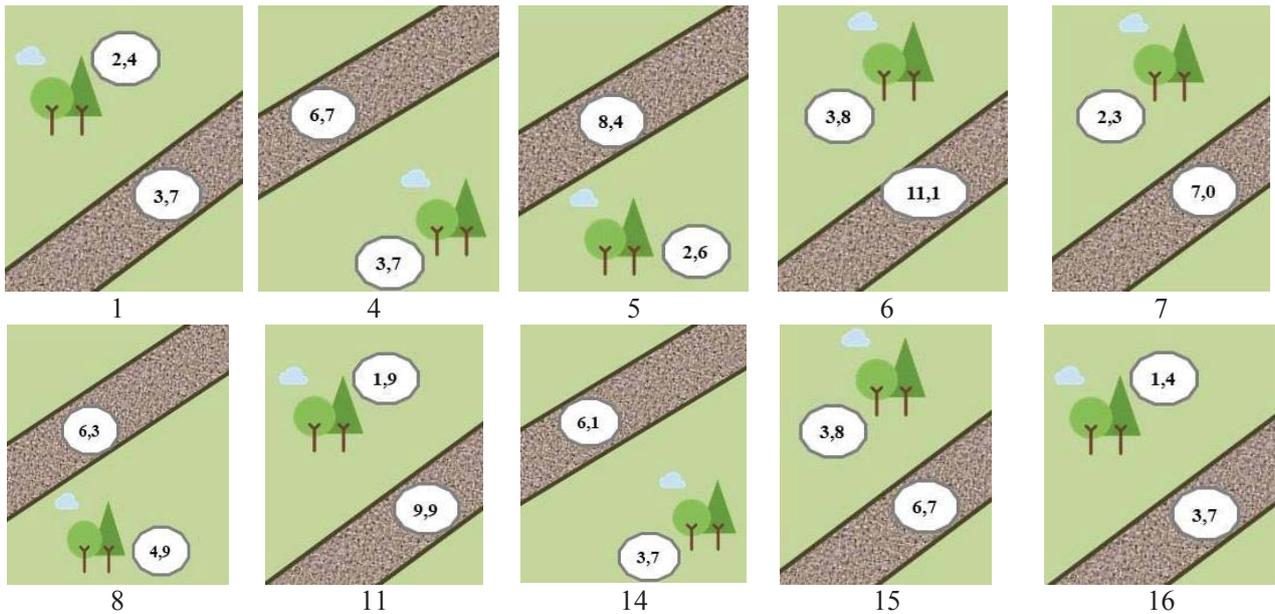


Рис. 11. Твердость почвы, кг/см²: тропа, незатронутый туристско-рекреационной деятельностью участок. Номера графиков соответствуют точкам опробования на рис. 1

Fig. 11. Soil hardness, kg/cm²: trail, undisturbed area. The graph numbers correspond to the sampling sites in Fig. 1

Таблица 1. Агрегатный состав почвы

Table 1. Aggregate composition of soil

№ точки отбора (рис. 1) Sampling site no. (Fig. 1)	Место отбора Sampling site	Фракции частиц Particle fractions, %			Состояние Condition	Коэффициент структурности Structural coefficient	Состояние Condition		
		<0,25	0,25–10	>10					
15	тропа/trail	10	81	9	отличное excellent	4,26	отличное excellent		
	возле тропы near the trail	7	83	10		4,88			
11	тропа/trail	8	83	9		4,88			
	возле тропы near the trail	10	82	8		4,56			
8	тропа/trail	13	77	20		2,33			
	возле тропы near the trail	30	67	7		1,81			
6	тропа/trail	15	79	6		3,76			
	возле тропы near the trail	25	70	5		2,33			
4	тропа/trail	17	56	27		хорошее good		1,27	хорошее good
	возле тропы near the trail	23	59	18				1,44	
1	тропа/trail	5	90	5	отличное excellent	9,00	отличное excellent		
	возле тропы near the trail	7	86	7		6,14			
5	тропа/trail	5	87	8		6,69			
	возле тропы near the trail	21	71	8		2,45			
7	тропа/trail	5	94	1		15,67			
	возле тропы near the trail	24	63	13		1,70			
14	тропа/trail	3	77	20		3,35			
	возле тропы near the trail	3	75	22		3,00			
16	тропа/trail	8	83	9		4,88			
	возле тропы near the trail	6	87	7		6,69			

По содержанию наиболее ценных частиц (0,25–10 мм) в 80 % исследованных точек агрегатное состояние почвы оценивалось как отличное и в 20 % – как хорошее. При этом различия данного показателя на тропе и возле неё были незначительными. В половине точек опробования содержание частиц размером от 0,25 до 10 мм на тропе было чуть выше, чем рядом с тропой. Аналогичная картина наблюдалась при оценке агрегатного состояния почвы и по величине коэффициента структур-

ности ($0,25-10/(<0,25+>10)$). Снижение содержания ценных частиц в почвах в местах, неподверженных вытаптыванию, обусловлено, вероятно, повышением содержания микроагрегатов (ила) за счет приноса их во время паводков. На тропях же эти частицы удаляются при передвижении туристов.

Если о вышеуказанных показателях в литературе имеются данные, хоть в небольшом количестве, то по элементному химическому составу почв они крайне ограничены [46].

Таблица 2. Содержание биогенных и токсичных элементов, мг/кг

Table 2. Content of biogenic and toxic elements, mg/kg

№ точки отбора (рис. 1) Sampling site no. (Fig.1)	Глубина отбора, см Sampling depth, cm	Место отбора Sampling site	K	Ca	Mn	Fe	Cu	Zn	Mo	As	Pb
15	0–5	тропа/trail	7700	8400	680	37100	10,9	71	2,6	18,0	16,3
	5–30		9700	11200	560	38800	17,2	50,4	1,3	11,3	18,2
	0–5	возле тропы near the trail	6600	7400	430	36500	8,0	56	2,7	14,6	13,7
	5–30		9100	10700	510	37900	12,6	47,2	2,3	11,2	14,7
18	0–5	тропа/trail	9100	7900	340	40500	13,6	51,1	2,7	6,6	11,3
	5–10		9400	8500	420	38000	9,8	49	2,1	8,0	8,1
	0–5	возле тропы near the trail	9500	9200	370	35000	13,9	51	2,7	7,3	10,2
	5–10		12200	9500	490	44600	15,5	56	2,3	11,5	7,9
11	0–5	тропа/trail	12300	16000	770	32000	13,6	88	2,1	2,5	17,4
	5–30		10200	11500	670	37100	14,6	47,2	1,0	2,9	19,4
	0–5	возле тропы near the trail	11300	11500	770	42300	9,1	60	1,8	n/o	18,0
	5–30		9200	9600	600	27500	15,9	46,7	1,1	2,8	23,2
12	0–5	13400	8700	620	43900	24,0	40,6	2,2	9,8	14,2	
8	0–5	тропа/trail	8600	12600	810	50100	9,1	57	2,0	n/o	12,3
	5–30		9100	14500	830	34000	16,8	60,0	1,4	3,3	15,7
	0–5	возле тропы near the trail	10000	14100	830	41300	11,5	62	3,5	n/o	12,4
	5–30		8900	12500	770	32400	15,0	54,0	0,8	1,5	14,0
6	0–5	тропа/trail	11200	13600	800	44000	11,5	69	1,8	n/o	12,9
	5–30		10800	11500	820	32700	21,2	57,0	1,1	2,5	13,6
	0–5	возле тропы near the trail	9100	10100	540	28900	8,0	56	1,5	n/o	9,6
	5–30		10700	12000	670	30800	17,7	52,2	0,9	3,4	12,4
3	0–5	12500	14800	1000	39300	30,2	71	1,8	15,0	10,5	
4	0–5	тропа/trail	13100	11900	750	37100	14,8	73	1,5	3,5	11,0
	5–30		10500	11400	820	35200	25,9	64,0	1,4	4,7	17,7
	0–5	возле тропы near the trail	11800	11800	750	34800	15,9	70	1,8	3,3	12,2
	5–30		16800	16000	1050	43400	27,1	78,0	1,5	10,6	13,5
1	0–5	тропа/trail	7900	20700	810	38600	24,4	60	2,2	7,2	13,6
	5–30		9900	12500	600	32800	11,1	48,1	1,3	9,4	9,3
	0–5	возле тропы near the trail	9100	12700	520	30300	9,3	54,4	1,6	6,6	8,7
	5–30		8300	14900	730	37900	16,0	49,6	1,2	10,7	11,4
5	0–5	тропа/trail	12500	12500	790	41500	27,8	167	1,4	n/o	12,2
	5–30		9100	14500	1240	30800	27,5	113,0	1,1	4,2	47,0
	0–5	возле тропы near the trail	9200	14000	1210	37700	32,4	562	1,6	n/o	100,0
	5–30		12200	16600	750	47200	20,9	50,7	1,2	3,8	11,8
7	0–5	тропа/trail	10300	21100	710	64100	17,7	55	1,6	n/o	11,3
	5–30		11600	22300	850	48600	35,5	45,0	1,2	3,4	20,3
	0–5	возле тропы near the trail	12000	19800	820	68300	25,0	51,9	1,5	n/o	8,3
	5–30		10700	19200	560	40800	33,3	41,0	1,2	4,2	10,2
14	0–5	тропа/trail	11900	10400	1060	39700	10,6	78	1,4	4,4	14,0
	5–30		10400	10500	900	37700	12,3	64,0	1,1	7,2	17,0
	0–5	возле тропы near the trail	9900	10400	680	40200	12,8	70	1,4	4,8	13,5
	5–30		11000	12400	1330	38800	20,1	70,0	1,1	9,7	13,0
16	0–5	тропа/trail	10900	9500	800	35100	8,8	65	1,2	8,4	14,3
	5–30		8800	11300	780	30100	20,3	56,0	0,8	8,7	26,1
	0–5	возле тропы near the trail	13100	11200	1270	43300	16,0	67	n/o	10,2	17,9
	5–30		9000	11000	730	33600	15,2	62,0	1,1	9,0	18,6
ОДК/Approximate permissible concentration (UEC)			нет	нет	1500	нет	33	55	нет	2	32

n/o – не обнаружено (<0,5 мг/кг)/not detected (<0,5 mg/kg); жирным шрифтом выделены значения, превышающие ОДК/values in bold are those exceeding UEC concentrations.

В настоящее время нами не обнаружено значительных изменений в элементном химическом составе почв, обусловленных влиянием туристско-рекреационной деятельности (табл. 2). Содержания биогенных элементов (Mn, Cu, Zn) не превышают нормируемых значений для почв легкого гранулометрического состава (ОДК, 2009). Содержание остальных биогенных элементов находится в пределах фоновых значений. Благоприятная обстановка складывается по содержанию свинца, за исключением устья р. Большие Чили. Обнаружены высокие содержания другого токсичного элемента – мышьяка. Уровень этот не выходит за пределы фоновых концентраций мышьяка для незагрязненных почв мира ($<1-95$ мг/кг) [47], но превышает ОДК в 1,2–9 раз. Высокие концентрации мышьяка не связаны с влиянием туристско-рекреационной деятельности, а обусловлены, вероятно, геохимическим сродством элемента к фосфору и фосфоритонностью отложений Алтае-Саянской горной страны [48]. Среднее валовое содержание мышьяка в педосфере Алтая по данным [49] составляет $17,6 \pm 1,0$ мг/кг, изменяясь от 0,4 до 69 мг/кг.

Заключение

Следствием рекреационного влияния в прибрежной зоне горно-лесного пояса Телецкого озера является развитая тропиночная сеть, приводящая к трансформации естественных экосистем (рекреационная дигрессия).

Оценка результатов анализа свойств и состава почвы на тропе и на участках, незатронутых рекреационной деятельностью, показала существенное различие по ряду параметров.

Анализ водной вытяжки показал уменьшение кислотности, снижение содержания аммонийного и нитратного азота, фосфатов, изменения концентрации катионов кальция, калия и магния верхнего слоя почвы на тропе по сравнению с ненарушенной почвой.

Вытаптывающее действие рекреантов вызвало нарушение подстилки, уменьшение её мощности или полное уничтожение в зоне троп. Мощность её варьировала от 1 до 2 см. В то время как на участках, незатронутых туристско-рекреационной дея-

тельностью, этот показатель изменялся от 2 до 5 см. Запасы подстилки на средневыраженных тропинках снизились более чем в 2,7–4,0 раза. При этом на хорошо выраженных тропинках, распространенных на территории Алтайского государственного биосферного заповедника, где нет бессистемного передвижения по территории, подстилка на немногочисленных или даже единственных тропинках отсутствует вообще. На слабовыраженных (свежих) тропинках запасы подстилки даже выше, чем на незатронутой территории или на тропках, расположенных рядом с тропой, отсыпанной щебнем. Полученные результаты свидетельствуют о неоднозначном влиянии вытаптывания на содержание гумуса в почве, выражающемся в увеличении или снижении его количества.

Влияние рекреационных нагрузок привело к увеличению плотности почвы верхнего (0–5 см) слоя в 1,2–1,7 раз, но абсолютные показатели не превышали критических значений для древесной и травянистой растительности. Увеличение плотности сопровождалось снижением пористости и воздухообеспеченности почвы. Твердость почвы была на тропе выше, чем возле тропы, в 1,3–1,5 раза. Рекреационная нагрузка не оказала существенного влияния на агрегатный состав – показатель долгосрочной диагностики нарушений почвообразования при рекреационном воздействии, которое оценивается примерно через 10 лет.

Влияние туристско-рекреационной деятельности на общие физические свойства прослеживалось до глубины 20–30 см, но наибольшие изменения были отмечены в верхнем (0–5 см) слое.

Не обнаружено значительных изменений в элементном химическом составе почв, обусловленных влиянием туристско-рекреационной деятельности. Содержания биогенных элементов и свинца находятся в пределах фоновых значений и не превышают нормируемых значений. Обнаруженные высокие концентрации мышьяка не связаны с влиянием туристско-рекреационной деятельности, а предположительно обусловлены геохимическим сродством элемента к фосфору и фосфоритонностью отложений Алтае-Саянской горной страны.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кузнецов В.А., Стома Г.В., Рыжова И.М. Зависимость изменений свойств почв тропинок и их импактных зон в лесопарках Москвы от уровня рекреационного воздействия // Вестник Московского университета. Серия: Почвоведение. – 2018. – № 2. – С. 19–28.
2. Жигунова Т.С., Жигунов Э.А. Об оценке воздействия туризма на окружающую среду: проблемы взаимодействия // Экологическое равновесие: геоэкология, краеведение, туризм: Материалы X международн. научно-практ. конф. – СПб, 2021. – С. 75–78.
3. Локтев Р.И. Систематический обзор методов оценки влияния массового туризма на природно-территориальные комплексы Субарктики и Арктики // Вестник Карагандинского университета. Серия: Биология. Медицина. География. – 2021. – Т. 104. – № 4. – С. 155–165.
4. Кенжебек У.А. Кыргызстандагы туризм тармагынын өнүгүүсү жана анын айлана-чөйрөгө таасири // Наука, новые технологии и инновации Кыргызстана. – 2021. – № 4. – С. 153–155. DOI: 10.26104/NNTIK.2019.45.557

5. Абдракакова Л.С., Ким П.Г., Тулегенов А.М. Проблемы и перспективы развития экологического туризма на территории Республики Казахстан // *Chronos*. – 2022. – Т. 7. – № 4 (66). – С. 111–117. EDN: ZEYZXJ
6. Мадышева А.М., Темиралиева З.С. Перспективы развития туристских трансграничных территорий РФ и РК // М. Рыскулбеков атындагы Кыргыз экономикалык университетинин кабарлары. – 2023. – № 3 (60). – С. 174–177.
7. Buckley R. Environmental impacts of ecotourism. – Cambridge, USA: CABI Publ., 2004. – 389 p.
8. Cakir M., Makineci E., Kumbasli M. Comparative study on soil properties in a picnic and undisturbed area of Belgrad Forest, Istanbul // *Journal of Environmental Biology*. – 2010. – Vol. 31 (1–2). – P. 125–128.
9. Cole D.N. Changing conditions on wilderness campsites: Seven case studies of trends over 13 to 32 years. – Fort Collins: Rocky Mountain Research Station, 2013. – 99 p.
10. Кривошеева Т.М. К вопросу изучения влияния туризма на экологическую обстановку и социо-культурное природное пространство, в том числе в границах удаленных территорий // *Сервис в России и за рубежом*. – 2018. – Т. 12. – Вып. 3. – С. 25–38. DOI: 10.24411/1995-042X-2018-10302
11. Гришина Л.А., Копчик Г.Н., Моргун Л.В. Организация и проведение почвенных исследований для экологического мониторинга. – М.: Изд-во МГУ, 1991. – 82 с.
12. Оценка рекреационной нагрузки на Тебердинский государственный природный биосферный заповедник / Т.Г. Зеленская, Е.Е. Степаненко, С.В. Окрут, Ю.А. Безгина, В.А. Халикова // *Успехи современного естествознания*. – 2021. – № 11. – С. 58–63. DOI: 10.17513/use.37713
13. Кулакова С.А., Зайцев А.А. Трансформация природной среды на особо охраняемых природных территориях и ее влияние на экологическую комфортность // *Географический вестник*. – 2016. – № 4 (39). – С. 91–99. DOI: 10.17072/2079-7877-2016-4-91-99
14. Старков Е.В. Влияние рекреации на ландшафты Богдинско-Баскунчакского заповедника // *Географические науки и образование: Материалы XIV Всероссийской научно-практической конференции*. – Астрахань, 14 мая 2021. – С. 37–40.
15. Богданова О.В., Окмянская В.М. Анализ основных подходов к использованию объектов особо охраняемых природных территорий // *Международный сельскохозяйственный журнал*. – 2021. – Т. 64. – № 1. – С. 207–219. DOI: 10.24411/2588-0209-2021-10293
16. Эколого-геохимические особенности почв заповедника «Опукский» (Республика Крым) и влияние антропогенного фактора на его природно-территориальные комплексы / П.С. Зеленковский, Е.Н. Соловьева, А.И. Гришнякова, Ю.М. Чубарова, В.П. Исинов, И.А. Сикорский // *Геология Крыма. Ученые записки кафедры осадочной геологии: сборник статей*. – СПб, 2021. – Вып. 3. – С. 126–139.
17. Бакаева В.С. Экологический туризм на особо охраняемых природных территориях // *Устойчивое развитие: перед лицом глобальных вызовов: Сборник материалов конференции*. – СПб, 25–27 мая 2023. – С. 319–325.
18. Робертус Ю.В. и др. Особо охраняемые природные территории Республики Алтай. Современное состояние и перспективы развития: монография // *WWF России, Алтай. регион. ин-т экологии, ГПБЗ «Катунский»*. – Красноярск, 2012. – 118 с.
19. Кадастр особо охраняемых природных территорий Республики Алтай / А.М. Маринин, Н.П. Малков, А.В. Бондаренко, А.Г. Манеев, М.Г. Сухова, Ю.В. Робертус, О.В. Климова, И.А. Машошина, Л.В. Байлагасов. – Барнаул: Азбука, 2014. – 456 с.
20. Piminov P.A. Synchrotron radiation research and application at VEPP-4 // *Physics Procedia*. – 2016. – Vol. 84. – P. 19–26.
21. Бганцова В.А., Бганцов В.Н., Соколов Л.А. Влияние рекреационного лесопользования на почву // *Природные аспекты рекреационного использования леса*. – М.: Наука, 1987. – С. 70–95.
22. Crawford A.K., Middle M.J. The effect of trampling on neutral grassland // *Biological Conservation*. – 1977. – Vol. 12. – Iss. 2, September. – P. 135–142. DOI: 10.1016/0006-3207(77)90066-0
23. Manning R.E. Impacts of recreation on riparian soils and vegetation // *Water Resour. Bull.* – 1979. – Vol. 15. – P. 30–43.
24. Lockaby B.G., Dunn B.A. Camping effects on selected soil and vegetative properties // *Soil Water Conservation*. – 1984. – Vol. 39. – P. 215–216.
25. Cole D.N., Bayfield N.G. Recreational trampling of vegetation: standard experimental procedures // *Biological Conservation*. – 1993. – № 63. – P. 209–215.
26. Sun D., Liddle M.J. A survey of trampling effects on vegetation and soil in eight tropical and subtropical sites // *Environmental Management*. – 1993. – Vol. 17. – P. 497–510.
27. Marion J.L., Cole D.N. Spatial and temporal variation in soil and vegetation impacts on campsites // *Ecological Applications*. – 1996. – № 6. – P. 520–530.
28. Kutiel P., Zhevelev Y. Recreational use impact on soil and vegetation at picnic sites in Aleppo pine forests on Mount Carmel, Israel // *Israel Journal of Plant Sciences*. – 2001. – Vol. 49. – P. 49–56. DOI: 10.1560/G2L1-8U80-5XNQ-G38C
29. Thurston E., Reader R.J. Impacts of experimentally applied mountain biking and hiking on vegetation and soil of a deciduous forest // *Environmental Management*. – 2001. – Vol. 27. – № 3. – P. 397–409. DOI: 10.1007/s002670010157
30. Dawson Ch.P., Hendee J.C. Wilderness management: stewardship and protection of resources and values. – Lakewood: Fulcrum Publ., 2008. – 544 p.
31. Lederer Ch., Schober R. Tourismus und ökologische Folgen. – Salzburg: Fachgeographische Übung bei MMag, 2003. – 12 s.
32. Experimental trampling and vegetation recovery in some forest and healthland communities / P. Roovers, K. Verheyen, M. Hermy, H. Gulinck // *Applied Vegetation Science*. – 2004. – Vol. 7. – P. 111–118. DOI: 10.1111/j.1654-109X.2004.tb00601.x
33. Comparing the impacts of hiking, skiing and horse riding on trail and vegetation in different types of forest / A. Torn, A. Tolvanen, Y. Norokorpi, R. Tervo, P. Siikamaki // *Journal of Environmental Management*. – 2009. – Vol. 90. – P. 1427–1434. DOI: 10.1016/j.jenvman.2008.08.014

34. Zhongdong W.U. The study on impact of soil physicochemical properties and vegetation by tourism - the case of Lushan Forest Park in Shandong province Zibo city // *Proceedings of 2010 International symposium on tourism resources and management*. – Washington, 29–31 October 2010. – P. 250–255.
35. Лысиков А.Б., Судницына Т.Н. Влияние рекреации на почву лиственных насаждений Серебряноборского опытного лесничества // *Лесоведение*. – 2008. – № 3. – С. 47–56.
36. Лысенков А.Б. Влияние рекреации на состояние почв в городских лиственных лесах // *Лесоведение*. – 2011. – № 4. – С. 11–20.
37. Павлова К.С., Робертус Ю.В., Кивацкая А.В. Характер изменения свойств и состава почв рекреационных территорий (на примере Катунского района Республики Алтай) // *Мир науки, культуры, образования*. – 2013. – № 1 (38). – С. 338–342.
38. Effects of recreational usage-type and density on forest floor organic matter in Abant Nature Park / H. Muderrisoglu, M. Sarginci, B. Toprak, S. Uzun // *1st International Turkey & Japan environment and forestry symposium*. – Trabzon, 07–10 November 2010. – P. 1562–1574.
39. Марфенина О.Е. Антропогенная экология почвенных грибов. – М.: Изд-во «Медицина для всех», 2005. – 196 с.
40. Short-term and long-term effects of human trampling on above-ground vegetation, soil density, soil organic matter and soil microbial processes in suburban beech forests / M. Kissling, K.T. Hegetschweiler, H.-P. Rusterholz, B. Baur // *Applied Soil Ecology*. – 2009. – Vol. 42. – P. 303–314. DOI: 10.1016/j.apsoil.2009.05.008
41. Соколов Л.А., Зеликов В.Д. Изменение свойств почв в лесных биогеоценозах с высокой рекреационной нагрузкой // *Лесоведение*. – 1982. – № 3. – С. 16–23.
42. Оборин М.С. Особенности анализа рекреационной и антропогенной нагрузки вследствие санаторно-курортной и туристской деятельности // *Географический вестник*. – 2010. – № 2. – С. 19–24.
43. Спиридонов В.Н. Влияние уплотнения почвы на прирост деревьев в лесопарках Новосибирского научного центра // *Известия СО АН СССР. Серия биологических наук*. – 1975. – Вып. 2. – № 10. – С. 3–8.
44. Cole D.N. Recreational impacts on backcountry campsites in Grand Canyon National Park, Arizona, USA // *Environmental Management*. – 1986. – Vol. 10. – Iss. 5. – P. 651–659.
45. Егоров А.Г. Изменение твердости почв прибрежных территорий среднего течения реки Томи в условиях рекреационного воздействия // *Современные проблемы науки и образования*. – 2010. – № 2. – С. 9–14.
46. Особенности почв российских курортов черноморского побережья Северо-Западного Кавказа / В.А. Алексеенко, Н.В. Швыдкая, А.В. Пузанов, Г.П. Писаренко // *Биологические системы: устойчивость, принципы и механизмы функционирования: Сборник статей V Всероссийской научно-практ. конф.* – Нижний Тагил, 2017. – С. 11–16.
47. Kabata-Pendias A. Trace elements in soils and plants. – Boca Raton, FL, USA: CRC Press/Taylor & Francis Group, 2010. – 548 p. DOI: 10.1017/S0014479711000743
48. Мальгин М.А., Пузанов А.В. Мышьяк в почвах юга Западной Сибири // *Сибирский экологический журнал*. – 1996. – № 2. – С. 199–210.
49. Бабошкина С.В. Биогеохимическое поведение мышьяка в почвах Алтая // *Ползуновский вестник*. – 2004. – № 2. – С. 182–189.

Информация об авторе

Ольга Анатольевна Ельчиногова, доктор сельскохозяйственных наук, директор Горно-Алтайского филиала Института водных и экологических проблем СО РАН, Россия, 656038, г. Барнаул, ул. Молодежная, 1; <https://orcid.org/0000-0002-4482-9000>; eoa59@mail.ru

Поступила в редакцию: 15.04.2024

Поступила после рецензирования: 14.05.2024

Принята к публикации: 21.10.2024

REFERENCES

1. Kuznetsov V.A., Stoma G.V., Ryzhova I.M. Dependence of changes in the soils of the footpaths and their impact zones in the forest parks in Moscow from the level of recreational impact. *Moscow University Soil Science Bulletin*, 2018, no. 2, pp. 19–28. (In Russ.)
2. Zhigunova T.S., Zhigunov E.A. On the assessment of tourism impact on the environment: problems of interaction. *Ecological equilibrium: geocology, local history, tourism: Proceedings of the X International Scientific and Practical Conf.* St. Petersburg, 2021. pp. 75–78. (In Russ.)
3. Loktev R.I. Systematic review of methods for assessing the impact of mass tourism on natural-territorial complexes of the Subarctic and Arctic. *Bulletin of Karaganda University. Series: Biology. Medicine. Geography*, 2021, vol. 104, no. 4, pp. 155–165.
4. Kenzhebek U.A. Kyrgystandagy tourism tarmagynunynyn öngүrcү zhana anyn aylana-choyrө таасири. *Science, new technologies and innovations of Kyrgyzstan*, 2021, no. 4, pp. 153–155. (In Kyrgyz) DOI: 10.26104/NNTIK.2019.45.557
5. Abdrkazakova L.S., Kim P.G., Tulegenov A.M. Problems and prospects for the development of ecological tourism on the territory of the Republic of Kazakhstan. *Chronos*, 2022, vol. 7, no. 4 (66), pp. 111–117. EDN: ZEYZXJ
6. Madysheva A.M., Temiralieva Z.S. Prospects for the development of tourist transboundary territories of the Russian Federation and the RK. *M. Ryskulbekov atyndagy Kyrgyz ekonomilik universitininin kabarlary*, 2023, no. 3 (60), pp. 174–177. (In Kyrgyz)
7. Buckley R. *Environmental impacts of ecotourism*. Cambridge, USA, CABI Publ., 2004. 389 p.
8. Cakir M., Makineci E., Kumbasli M. Comparative study on soil properties in a picnic and undisturbed area of Belgrad Forest, Istanbul. *Journal of Environmental Biology*, 2010, vol. 31 (1–2), pp. 125–128.

9. Cole D.N. *Changing conditions on wilderness campsites: seven case studies of trends over 13 to 32 years*. Fort Collins, Rocky Mountain Research Station, 2013. 99 p.
10. Krivosheeva T.M. To the issue of studying the impact of tourism on the environmental situation and socio-cultural natural space, including within the boundaries of remote territories. *Service in Russia and abroad*, 2018, vol. 12, no. 3, pp. 25–38. (In Russ.) DOI: 10.24411/1995-042X-2018-10302
11. Grishina L.A., Koptsik G.N., Morgun L.V. *Organisation and carrying out of soil research for ecological monitoring*. Moscow, MSU Publ., 1991. 82 p. (In Russ.)
12. Zelenskaya T.G., Stepanenko E.E., Okrut S.V., Bezgina Yu.A., Khalikova V.A. Assessment of recreational load on Teberda State Natural Biosphere Reserve. *Advances in current natural sciences*, 2021, no. 11, pp. 58–63. (In Russ.) DOI: 10.17513/use.37713
13. Kulakova S.A., Zaitsev A.A. Transformation of the natural environment in specially protected natural areas and its impact on environmental comfort. *Geographical Bulletin*, 2016, no. 4 (39), pp. 91–99. DOI: 10.17072/2079-7877-2016-4-91-99
14. Starkov E.V. Influence of recreation on landscapes of Bogdinsko-Baskunchaksky reserve *Geographical sciences and education. Materials of the XIV All-Russian Scientific and Practical Conference*. Astrakhan, 14 May, 2021. pp. 37–40. (In Russ.)
15. Bogdanova O.V., Okmyanskaya V.M. Analysis of the main approaches to the use of objects of specially protected natural areas. *International Agricultural Journal*, 2021, vol. 64, Iss. 1, pp. 207–219 (In Russ.) DOI: 10.24411/2588-0209-2021-10293
16. Zelenkovsky P.S., Solovyova E.N., Grishnyakova A.I., Chubarova Y.M., Isikov V.P., Sikorsky I.A. Ecological and geochemical features of soils of the reserve "Opuksky" (Republic of Crimea) and the influence of anthropogenic factor on its natural-territorial complexes. *Geology of Crimea. Scientific Notes of the Department of Sedimentary Geology*. St. Petersburg, 2021. Vol. 3, pp. 126–139. (In Russ.)
17. Bakaeva V.S. Ecological tourism in specially protected natural areas. *Sustainable development: facing global challenges. Proceedings of the conference*. St. Petersburg, 25–27 May, 2023. pp. 319–325. (In Russ.)
18. Robertus Yu.V. Specially protected natural territories of the Altai Republic. Current state and prospects for development. *WWF Russia, Altai Regional Institute of Ecology, Katunsky State Nature Reserve*. Krasnoyarsk, 2012. 118 p. (In Russ.)
19. Marinin A.M., Malkov N.P., Bondarenko A.G., Maneev A.V., Sukhova M.G., Robertus Y.V., Klimova O.V., Mashoshina I.A., Baylagasov L.V. *Cadastr of specially protected natural territories of the Altai Republic*. Barnaul, Azbuka Publ., 2014. 456 p. (In Russ.)
20. Piminov P.A. Synchrotron radiation research and application at VEPP-4. *Physics Procedia*, 2016, vol. 84, pp. 19–26.
21. Bgantsova V.A., Bgantsov V.N., Sokolov L.A. Impact of recreational forest use on soil. *Natural aspects of recreational forest use*. Moscow, Nauka Publ., 1987. pp. 70–95. (In Russ.)
22. Crawford A.K., Middle M.J. The effect of trampling on neutral grassland. *Biological Conservation*, 1977, September, vol. 12, Iss. 2, pp. 135–142. DOI: 10.1016/0006-3207(77)90066-0
23. Manning R.E. Impacts of recreation on riparian soils and vegetation. *Water Resour. Bull.*, 1979, vol. 15, pp. 30–43.
24. Lockaby B.G., Dunn B.A. Camping effects on selected soil and vegetative properties *Soil Water Conservation*, 1984, vol. 39, pp. 215–216.
25. Cole D.N., Bayfield N.G. Recreational trampling of vegetation: standard experimental procedures. *Biological Conservation*, 1993, no. 63, pp. 209–215.
26. Sun D., Liddle M.J. A survey of trampling effects on vegetation and soil in eight tropical and subtropical sites. *Environmental Management*, 1993, vol. 17, pp. 497–510.
27. Marion J.L., Cole D.N. Spatial and temporal variation in soil and vegetation impacts on campsites. *Ecological Applications*, 1996, no. 6, pp. 520–530.
28. Kutiel P., Zhevelev Y. Recreational use impact on soil and vegetation at picnic sites in Aleppo pine forests on Mount Carmel, Israel. *Israel Journal of Plant Sciences*, 2001, vol. 49, pp. 49–56. DOI: 10.1560/G2L1-8U80-5XNQ-G38C
29. Thurston E., Reader R.J. Impacts of experimentally applied mountain biking and hiking on vegetation and soil of a deciduous forest. *Environmental Management*, 2001, vol. 27, no. 3, pp. 397–409. DOI: 10.1007/s002670010157
30. Dawson Ch.P., Hendee J.C. *Wilderness management: stewardship and protection of resources and values*. Lakewood, Fulcrum Publ., 2008. 544 p.
31. Lederer C., Schober R. *Tourism and ecological consequences*. Salzburg, Fachgeographische Übung bei MMag, 2003. 12 p. (In Germ.)
32. Roovers P., Verheyen K., Hermy M., Gulinck H. Experimental trampling and vegetation recovery in some forest and healthland communities. *Applied Vegetation Science*, 2004, vol. 7, pp. 111–118. DOI: 10.1111/j.1654-109X.2004.tb00601.x
33. Torn A., Tolvanen A., Norokorpi Y., Tervo R., Siikamaki P. Comparing the impacts of hiking, skiing and horse riding on trail and vegetation in different types of forest. *Journal of Environmental Management*, 2009, vol. 90, pp. 1427–1434. DOI: 10.1016/j.jenvman.2008.08.014
34. Zhongdong W.U. The study on impact of soil physicochemical properties and vegetation by tourism – the case of Lushan Forest Park in Shandong province Zibo city. *Proceedings of 2010 International symposium on tourism resources and management*. Washington, 29–31 October 2010. pp. 250–255.
35. Lysikov A.B., Sudnitsyna T.N. Influence of recreation on the soil of deciduous plantations of Serebryanoborsky experimental forestry. *Lesovedenie*, 2008, no. 3, pp. 47–56. (In Russ.)
36. Lysenkov A.B. Influence of recreation on the state of soils in urban deciduous forests. *Forest Science*, 2011, no. 4, pp. 11–20. (In Russ.)
37. Pavlova K.S., Robertus Y.V., Kivatskaya A.V. Nature of changes in the properties and composition of soils of recreational territories (on the example of Katunsky district of the Altai Republic). *World of Science, Culture, Education*, 2013, no. 1 (38), pp. 338–342. (In Russ.)

38. Muderrisoglu H., Sarginci M., Toprak B., Uzun S. Effects of recreational use-type and density on forest floor organic matter in abant Nature Park. *1st International Turkey & Japan environment and forestry symposium*. Trabzon, 07–10 November 2010. pp. 1562–1574.
39. Marfenina O.E. *Anthropogenic ecology of soil fungi*. Moscow, Meditsina dlya vsekh Publ., 2005. 196 p. (In Russ.)
40. Kissling M., Hegetschweiler K.T., Rusterholz H.-P., Baur B. Short-term and long-term effects of human trampling on above-ground vegetation, soil density, soil organic matter and soil microbial processes in suburban beech forests. *Applied Soil Ecology*, 2009, vol. 42, pp. 303–314. DOI: 10.1016/j.apsoil.2009.05.008
41. Sokolov L.A., Zelikov V.D. Changes in soil properties in forest biogeocenoses with high recreational load. *Forest Science*, 1982, no. 3, pp. 16–23. (In Russ.)
42. Oborin M.S. Features of the analysis of recreational and anthropogenic load due to sanatorium-resort and tourist activities. *Geographical Bulletin*, 2010, no. 2, pp. 19–24. (In Russ.)
43. Spiridonov V.N. Influence of soil compaction on tree growth in forest parks of the Novosibirsk Scientific Centre. *News of the Siberian Branch of the USSR Academy of Sciences. Biological Sciences Series*, 1975, vol. 2, no. 10, pp. 3–8. (In Russ.)
44. Cole D.N. Recreational impacts on backcountry campsites in Grand Canyon National Park, Arizona, USA. *Environmental Management*, 1986, vol. 10, Iss. 5, pp. 651–659.
45. Egorov A.G. Change of hardness of soils of the coastal territories of the middle reaches of the Tom River under the conditions of recreational impact. *Modern problems of science and education*, 2010, no. 2, pp. 9–14. (In Russ.)
46. Alekseenko V.A., Shvydkaya N.V., Puzanov A.V., Pisarenko GP. Features of soils of Russian resorts of the Black Sea coast of the North-West Caucasus. *Biological systems: stability, principles and mechanisms of functioning. Collection of articles of the V All-Russian Scientific and Practical Conf. Nizhny Tagil*, 2017. pp. 11–16. (In Russ.)
47. Kabata-Pendias A. *Trace elements in soils and plants*. Boca Raton, FL, USA, CRC Press. Taylor & Francis Group, 2010. 548 p. DOI: 10.1017/S0014479711000743
48. Malgin M.A., Puzanov A.V. Arsenic in soils of the south of Western Siberia. *Siberian Ecological Journal*, 1996, no. 2, pp. 199–210. (In Russ.)
49. Baboshkina S.V. Biogeochemical behaviour of arsenic in soils of Altai. *Polzunov Bulletin*, 2004, no. 2, pp. 182–189. (In Russ.)

Information about the author

Olga A. Elchinova, Dr. Sc., Director of the Gorno-Altai Branch of the Institute for Water and Environmental Problems SB RAS, 1, Molodezhnaya street, Barnaul, 656038, Russian Federation; <https://orcid.org/0000-0002-4482-9000>; eo59@mail.ru

Received: 15.04.2024

Revised: 14.05.2024

Accepted: 21.10.2024

УДК 622.276.53:621.3
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4610
Шифр специальности ВАК: 2.4.2

Диагностика неисправностей штанговой глубинно-насосной установки на основе машинного обучения с использованием кривой мощности двигателя

О.Х. Ахмед¹, С.И. Текле², А.М. Зюзев¹, В.П. Метельков¹✉

¹ Уральский федеральный университет, Россия, г. Екатеринбург

² Колледж инженерии и технологий, Эрпретя, Май Нефти

✉ v.p.metelkov@urfu.ru

Аннотация. Актуальность. Определяется сложностью мониторинга и диагностики состояния подземных элементов конструкции штанговых глубинно-насосных установок и больших экономических потерь при эксплуатации этого оборудования с не выявленными своевременно дефектами. **Цель:** разработка способов обнаружения неисправностей штангового насоса, не требующих привлечения для диагностики высококвалифицированного персонала, с использованием информации, получение которой легко доступно на поверхности. **Методы:** методы машинного обучения (метод дерева решений, метод К-ближайших соседей, метод опорных векторов, наивный байесовский классификатор) с использованием диаграмм мощности двигателя. **Результаты и выводы.** Показана возможность обнаружения неисправностей штангового насоса на основе методов машинного обучения. Исследование проведено на основе разработанной имитационной модели штангового насоса, использованной для воспроизведения кривых мощности двигателя с учетом влияния особенностей различных сценариев функционирования оборудования. Являясь основным источником энергии для добычи нефти, мощность двигателя напрямую связана с рабочим состоянием нефтяной скважины в реальном времени, а кривая мощности двигателя является надежным источником информации, позволяющим повысить эффективность диагностики штангового насоса. Для обучения классификаторов и оценки точности их функционирования использовался ряд характеристик, получаемых из кривых мощности двигателя для шести различных рабочих состояний насоса. А именно, рассчитывались рабочие коэффициенты, представляющие собой отношения интеграла мощности на каждом из четырех этапов цикла работы установки к интегралу мощности за весь цикл. Результаты показывают, что рассматриваемый подход позволяет обеспечить высокую точность диагностики условий работы штангового насоса. Классификатор на основе метода решающих деревьев показал наивысшую эффективность среди четырех исследованных классификаторов по выявлению всех шести типов неисправностей (95,8 %), метод опорных векторов также показал весьма высокую эффективность (90,3 %).

Keywords: штанговая глубинно-насосная установка, кривая мощности двигателя, динамограмма, диагностика неисправностей, алгоритмы машинного обучения, метод дерева решений, метод К-ближайших соседей, метод опорных векторов, наивный байесовский классификатор

Для цитирования: Диагностика неисправностей штанговой глубинно-насосной установки на основе машинного обучения с использованием кривой мощности двигателя / О.Х. Ахмед, С.И. Текле, А.М. Зюзев, В.П. Метельков // Известия томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 1. – С. 36–49. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4610

UDC 622.276.53:621.3

DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4610

Machine learning based sucker rod pump fault diagnosis using motor power curve

O.H. Ahmed¹, S.I. Tecle², A.M. Zyuzev¹, V.P. Metelkov¹✉

¹ Ural Federal University, Ekaterinburg, Russian Federation

² College of Engineering and Technology, Mai Nefhi, Eritrea

✉ v.p.metelkov@urfu.ru

Abstract. Relevance. The complexity of monitoring and diagnosing the condition of underground structural elements of sucker rod pumping units and large economic losses when operating this equipment with defects not identified in a timely manner. **Aim.** Development of methods for detecting faults in a sucker rod pump that do not require the involvement of highly qualified personnel for diagnosis, using information that is easily available on the surface. **Methods.** Machine learning methods (Decision tree method, K-nearest neighbors method, Support vector machine, Naive Bayes classifier) using motor power curves. **Results and conclusions.** The paper demonstrates the possibility of detecting faults in a sucker rod pump based on machine learning methods. The study was carried out on the basis of a developed simulation model of a sucker rod pump, used to reproduce motor power curves, taking into account the impact of the features of various equipment operation scenarios. Being the fundamental energy source for the oil production, motor power is directly related to the real-time operating condition of the oil well, and the motor power curve is a reliable source with the ability to increase the efficiency of sucker rod pump diagnostic. To train the machine learning classifiers and evaluate their performance accuracy, a number of characteristics were used, obtained from motor power curves for six different pump operating states. Namely, operating coefficients were calculated, representing the ratio of the power integral at each of the four stages of the installation operating cycle to the power integral for the entire cycle. The results show that the considered approach allows for high accuracy in diagnosing the operating conditions of a sucker rod pump. The classifier based on the decision tree method showed the highest efficiency among the four studied classifiers in identifying all six types of faults (95.8%), and the support vector machine method showed as well very high efficiency (90.3%).

Keywords: sucker rod pump, motor power curve, dynamometer card, fault diagnosis, machine learning algorithms, Decision tree, K-nearest Neighbors, SVM, Naive Bayes classifier

For citation: Ahmed O.H., Tecle S.I., Zyuzev A.M., Metelkov V.P. Machine learning based sucker rod pump fault diagnosis using motor power curve. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 1, pp. 36–49. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4610

Введение

Штанговые глубинно-насосные установки (ШГНУ) широко используются в нефтедобывающей отрасли, поскольку они имеют простое оборудование, низкую совокупную стоимость и подходят для широкого диапазона производительности скважин. В настоящее время около 80 % нефтяных скважин в мире используют технологию добычи с использованием штанговых насосов [1]. Производительность и затраты на эксплуатацию штангового насоса зависят от условий его работы, а из-за разнообразных и сложных условий эксплуатации системы штанговых насосов зачастую работают в нештатных условиях, что приводит к увеличению частоты отказов оборудования или снижению его производительности. В литературе наряду с нормальным функциональным состоянием выделяют более девяти проблемных рабочих состояний. Поэтому крайне важно использовать надежную и точ-

ную систему диагностики неисправностей, чтобы поддерживать функционирование штангового насоса в нормальном рабочем состоянии.

Как правило, системы обнаружения неисправностей базировались на использовании динамограмм (замкнутом графике смещения полированного штока в зависимости от нагрузки на полированный шток) в качестве основного источника данных. Различные состояния функционирования штангового насоса четко идентифицируются по форме динамограммы [2]. Для получения динамограммы можно использовать контроллер штангового насоса, оснащенный встроенными датчиками нагрузки и положения. Эти датчики положения обеспечивают измерение перемещения полированного штока с помощью различных средств, таких как позиционный переключатель, инклинометр или преобразователь на эффекте Холла. Обычно требуется достаточно высокая квалификация персонала для полу-

чения достоверных результатов путем исследования динамограммы. При этом принятие решений с использованием такого подхода весьма субъективно и не позволяет проводить мониторинг в реальном времени. Чтобы решить эту проблему, в работах [3–7] предлагаются некоторые весьма сложные методы для извлечения необходимых признаков с последующей классификацией.

Колонна насосных штанг в насосной системе может испытывать статические и динамические силы, связанные с вынужденными и свободными колебаниями, эффекты этих сил передаются на приводной двигатель [7]. Следовательно, изменения нагрузки на плунжер можно наблюдать по измеренным сигналам на входных клеммах двигателя. Примечательно, что электрические измерения, особенно диаграмма мощности двигателя, весьма точно отражают состояние пласта. Диаграмма мощности двигателя является периодической, соответствующей продолжительности одного хода, и эффективно отражает влияние изменения нагрузки с течением времени. Такие электрические измерения не ставят под угрозу надежность системы и обеспечивают достаточно высокую точность. Можно отметить работы [8, 9], исследователи использовали диаграмму мощности двигателя в качестве альтернативного источника данных в системе диагностики неисправностей штанговых насосов. Возможности современных интеллектуальных станций управления ШГНУ позволяют реализовать функции диагностики с использованием динамограмм и графиков мощности двигателя [10].

Методы обнаружения неисправностей штанговых насосов по данным о графике мощности двигателя можно разделить на два подхода – прямой и косвенный. При использовании косвенного подхода нагрузку на полированный шток можно определить на основе электрических измерений с использованием метода коэффициента крутящего момента или с помощью модели на основе одномерного уравнения, описывающего волновые явления с учетом различных подземных параметров и измерений [11]. Однако измерение этих параметров ниже поверхности земли оказывается затруднительным. Кроме того, небольшая величина коэффициента крутящего момента вблизи нижней и верхней мертвых точек приводит к снижению точности получаемой динамограммы. При прямом подходе на основе кривых мощности двигателя имеется возможность извлечения характерных особенностей, которые четко представляют каждое рабочее состояние, позволяя обойти отмеченные выше недостатки.

Проблема классификации – другой вопрос, который необходимо решить при разработке диагностической модели. Задача состоит в соотношении

входного вектора признаков одному из K рабочих условий, желательно в режиме реального времени. Эта задача сводится к проблеме распознавания образов, которая в современной практике решается с использованием различных методов машинного обучения (Machine Learning, ML), таких как Искусственная нейронная сеть (Artificial Neural Network, ANN), Скрытая марковская модель (Hidden Markov Model, HMM), Метод K -ближайших соседей (K-Nearest Neighbors, KNN), Метод решающего дерева (Decision Tree, DT), Метод опорных векторов (Support Vector Machine, SVM), Экстремальная обучающая машина (Extreme Learning Machine, ELM) и другие. HMM – это модель временных рядов, которая использует последовательные шаблоны данных, в то время как другие методы, такие как DT, SVM, KNN, наивный байесовский метод (Naive Bayes classifier, NB), ANN и ELM, представляют собой диагностическую модель, основанную на предположении, что наборы точек данных независимы и одинаково распределены. Методы KNN в [12], SVM в [3, 12], ELM в [13], ANN в [4, 14] и HMM в [9] использовались для классификации случаев неисправности штанговых насосов. В отличие от HMM, методы, основанные на SVM, ELM и ANN, не требуют обязательного описания процесса, поскольку они просто оценивают входные и выходные данные для разработки диагностических моделей.

Еще одна проблема связана с получением достаточного количества обучающих выборок, представляющих различные условия эксплуатации, для создания полного обучающего набора, необходимого для методов машинного обучения. Важно не допустить заблуждения, что эти выборки независимы и одинаково распределены. Корректный подход предполагает ослабление требований к независимости выборки и идентичности распределения. В этих обстоятельствах кажется, что предпочтительным методом машинного обучения для решения проблемы классификации является скрытая марковская модель. Однако появление отдельных эксплуатационных состояний ограничено на протяжении всего жизненного цикла скважины (обычно менее четырех). Следовательно, становится непрактичным аппроксимировать настоящую апостериорную плотность вероятности, используя исторические данные. Можно отметить, что это ограничение не распространяется на алгоритмы машинного обучения, которые используются в данном исследовании, такие как метод дерева решений, метод K -ближайших соседей, метод опорных векторов и наивный Байесовский метод, из-за отсутствия в них апостериорных вероятностей. В результате эти алгоритмы могут достаточно эффективно использовать данные, сгенерированные моделью.

Кроме того, эти алгоритмы обладают хорошей способностью использовать небольшие наборы данных для решения задач классификации и распознавания [15]. Таким образом, в данном исследовании, по сравнению с более ранней работой [16], сфера применения алгоритмов машинного обучения расширена за пределы использования только метода опорных векторов и включает в себя другие три метода машинного обучения, которые упомянуты выше. В работе [16] были проанализированы шесть различных сценариев эксплуатации штанговых насосов, но диагностический анализ был ограничен только четырьмя вариантами неисправностей. В данном исследовании классифицируются все шесть вариантов на основе данных о мощности двигателя.

Анализ работы штангового насоса

Конфигурация ШГНУ включает в себя приводной двигатель, редуктор, поверхностное оборудование, колонну насосных штанг и насосно-компрессорные трубы. В большинстве штанговых насосных установок основным источником энергии служат электродвигатели, работающие на высокой скорости, которая впоследствии снижается редуктором в соотношении примерно 30:1 [17]. В насосной установке используется четырехрычажный приводной механизм для преобразования вращательного движения в возвратно-поступательное. Это возвратно-поступательное движение затем передается глубинному насосу через колонну насосных штанг, обеспечивая подъем нефти из скважины на поверхность.

Всасывающий клапан и нагнетательный клапан насоса включаются в работу при возвратно-поступательном движении полированного штока. Хотя открытие обоих клапанов зависит и от количества свободного газа в насосе, в нормальном рабочем состоянии всасывающий клапан закрывается в конце хода вверх, а нагнетательный клапан закрывается в конце хода вниз. От состояния этих клапанов зависит давление насоса, определяющее нагрузку на плунжер. Когда нагнетательный клапан открыт, давление насоса почти равно давлению нагнетания, и на плунжер действует только выталкивающая сила. В то время как при открытом всасывающем клапане давление насоса практически равно давлению всасывания и на плунжер оказывается большая нагрузка. Неравномерная нагрузка на плунжер во время цикла приводит к неравномерной нагрузке редуктора. Поэтому в ШГНУ на кривошипе закреплен противовес для компенсации неравномерности нагрузок и уменьшения мощности двигателя.

При ходе вверх противовес перемещается от положения с большей потенциальной энергией к положению с более низкой, а при ходе вниз потенциальная энергия противовеса постепенно увеличивается.

В результате противовес помогает двигателю поднимать тяжелый груз во время хода вверх. И наоборот, при ходе вниз вес колонны насосных штанг помогает двигателю поднимать противовес.

На рис. 1 поясняется механизм работы штангового насоса. В нормальном рабочем состоянии насоса динамограмма по форме приближается к параллелограмму, а кривая изменения мощности двигателя примерно соответствует синусоидальной кривой. Идентификация пиков и спадов на кривой мощности двигателя, а также четырех углов динамограммы оказывается весьма удобной для анализа рабочего процесса. Путь ABC (рис. 1) соответствует ходу вверх, при котором всасывающий клапан открывается в точке B и закрывается в точке C. Путь CDA соответствует ходу вниз, при этом нагнетательный клапан открывается в точке D и закрывается в точке A.

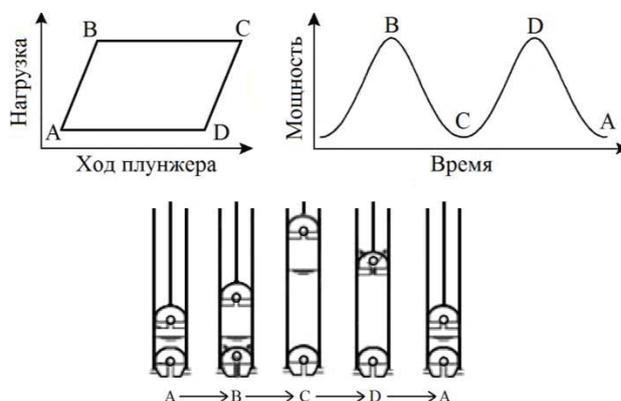


Рис. 1. Диаграммы для анализа механизма ШГНУ

Fig. 1. Diagram for analysis of sucker rod pump mechanism

Система диагностики неисправностей штангового насоса

Изменения условий работы в подземной части установки изменяют нагрузочную кривую двигателя, что отражается на формах динамограммы и кривых мощности двигателя. Но их идентификация даже опытными инженерами посредством интерпретации динамограмм неэффективна из-за ее субъективного характера и необходимости большого труда при подготовке обучающих выборок [18]. Экспериментальные методы, используемые для получения динамограмм, требуют существенных затрат на техническое обеспечение, а использование мощности двигателя в качестве альтернативы для диагностических моделей не столь требовательно к этим затратам. Однако визуальные методы оценки по кривым мощности весьма затруднительны, что подчеркивает необходимость компьютерных методов для эффективного использования этого подхода.

В данном исследовании, помимо метода опорных векторов, для классификации неисправностей штанговых насосов были использованы еще три метода машинного обучения, относящиеся к семейству алгоритмов обучения с учителем, с целью сравнительной оценки их точности и пригодности для выявления такого рода неисправностей. Этими методами являются: метод дерева решений, метод К-ближайших соседей, метод опорных векторов и наивный байесовский классификатор. Системы мониторинга состояния, основанные на машинном обучении, работают с использованием исторических данных, полученных от датчиков на механизме в различных условиях эксплуатации, которые впоследствии используются для извлечения признаков с целью обучения классификаторов. На завершающем этапе модели классификаторов проходят процедуру перекрестной проверки, которая служит для оценки эффективности алгоритма машинного обучения при его работе с новыми наборами данных, на которых классификатор не обучался.

Извлечение признаков

На точность работы диагностической модели сильно влияет построение этапа извлечения признаков. В исследовании были использованы признаки, определяющие характеристики кривой мощности двигателя, полученные на основе положений рабочих точек клапана и относительной работы, совершаемой на разных участках хода. Использовались семь специфических признаков состояния ($W_1, W_2, W_3, W_4, L_a, L_b, L_c$):

Коэффициенты работы для каждой четырех частей цикла:

$$W_1 = \frac{1}{W} \int_{t_0}^{t_1} p(t) dt; \quad (1)$$

$$W_2 = \frac{1}{W} \int_{t_1}^{t_2} p(t) dt; \quad (2)$$

$$W_3 = \frac{1}{W} \int_{t_2}^{t_3} p(t) dt; \quad (3)$$

$$W_4 = \frac{1}{W} \int_{t_3}^{t_4} p(t) dt, \quad (4)$$

где

$$W = \int_{t_0}^{t_4} p(t) dt. \quad (5)$$

- L_a – расстояние между положениями, когда открыт всасывающий клапан и нагнетательный:

$$L_a = \sqrt{(x_{SVo} - x_{TVo})^2 + (y_{SVo} - y_{TVo})^2}. \quad (6)$$

- L_b – расстояние между положениями, когда закрыт и открыт всасывающий клапан:

$$L_b = \sqrt{(x_{SVc} - x_{SVo})^2 + (y_{SVc} - y_{SVo})^2}. \quad (7)$$

- L_c – расстояние между положениями, когда закрыт и открыт нагнетательный клапан:

$$L_c = \sqrt{(x_{TVc} - x_{TVo})^2 + (y_{TVc} - y_{TVo})^2}. \quad (8)$$

В выражениях (1)–(5) обозначено: p – мгновенная мощность двигателя; t_0-t_1 – продолжительность первой части хода вниз; t_1-t_2 – продолжительность второй части хода вниз; t_2-t_3 – продолжительность первой части хода вверх; t_3-t_4 – продолжительность второй части хода вверх. В выражениях (6)–(8) обозначено: x_i – положение i -ой точки на графике мощности по горизонтальной оси (оси времени) в относительных единицах, где за базисное время принято время цикла; y_i – положение i -ой точки на графике мощности по вертикальной оси (оси мощности) в относительных единицах, где за базисную мощность принята номинальная мощность двигателя. Индексы i в выражениях (6)–(8): $i=SVo$ – открыт всасывающий клапан; $i=TVo$ – открыт нагнетательный клапан; $i=SVc$ – закрыт всасывающий клапан; $i=TVc$ – закрыт нагнетательный клапан.

Метод дерева решений

Дерево решений – это непараметрический метод обучения, который служит диагностическим инструментом, создающим систему, основанную на знаниях, посредством индуктивного вывода из историй прецедентов. Дерево начинается с корневого узла, разделяющегося на две ветви; дальнейшее разделение происходит на промежуточных узлах, также называемых узлами принятия решений. Завершается дерево конечными или листовыми узлами, и любое связанное подмножество узлов называется поддеревом (рис. 2).

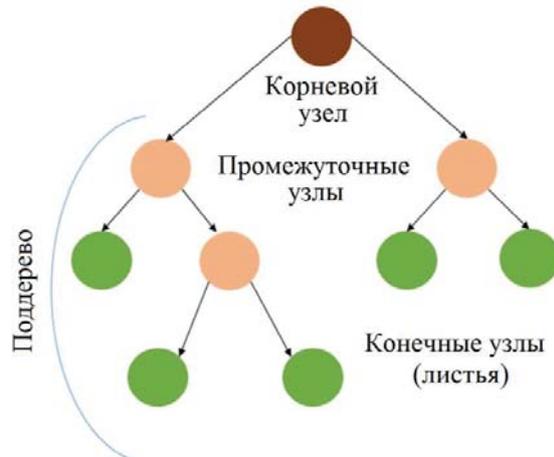


Рис. 2. Структура дерева решений

Fig. 2. Decision tree structure

Структура дерева решений опирается на выбор корня, определяемый теорией информации Куинлана (прирост информации) [19]. Согласно этому критерию, информация в сообщении зависит от ее вероятности [20]. Дерево решений строится на ос-

нове обучающего набора T , состоящего из случаев, задающих значения атрибутов и классов, обозначаемых $\{C_1, C_2, \dots, C_k\}$. Если существует тест с n результатами, разделяющий T на подмножества T_1, T_2, \dots, T_n , и S – любой набор случаев, $freq(C_i, S)$ – это количество случаев в S , принадлежащих классу C_i , и $|S|$ – общее количество случаев в наборе S . Если случай выбран из S случайным образом и принадлежит классу C_j , сообщение имеет вероятность $freq(C_j, S)/|S|$, и информация, ему соответствующая, составляет $-\log_2(freq(C_j, S)/|S|)$ битов.

Ожидаемая информация, необходимая для определения класса случая в S :

$$info(S) = - \sum_{j=1}^k \frac{freq(C_j, S)}{|S|} * \log_2 \left(\frac{freq(C_j, S)}{|S|} \right).$$

Применительно к ситуации обучения $info(T)$ оценивает среднюю информацию, необходимую для определения класса случая в пределах T . Аналогично после того, как T было разделено в соответствии с n результатами теста X :

$$info_x(T) = - \sum_{i=1}^n (|T_i|/|T|) * info(T_i).$$

Лучшим атрибутом разделения будет тот, который обеспечит максимальный прирост информации результирующего узла относительно исходного. Прирост информации составляет:

$$Gain(X) = info(T) - info_x(T).$$

Метод K-ближайших соседей

Метод K-ближайших соседей представляет собой классификатор, который, несмотря на свою простоту, демонстрирует высокую эффективность. Важными для реализации этого классификатора параметрами являются целое положительное число (K) и метрика (d). Классификация данных тестирования определяется метками K ближайших к точке соседей [21]. Рис. 3 иллюстрирует эту концепцию: когда $K=1$, новая точка относится к Классу 1, поскольку в Классе 1 имеется только одно наблюдение, а в Классе 2 нет наблюдений; когда $K=2$, новая точка относится к классу 2, поскольку большинство наблюдений в этой области относится к Классу 2.

В методе KNN требуется определение расстояния между точкой входных данных и другими точками из набора обучающих данных. Для двух чек x и y с координатами (x_1, x_2, \dots, x_n) и (y_1, y_2, \dots, y_n) расстояние между ними вычисляется следующим образом:

$$d(x, y) = \sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - y_i)^2},$$

где x, y – две точки в n -мерном евклидовом пространстве.

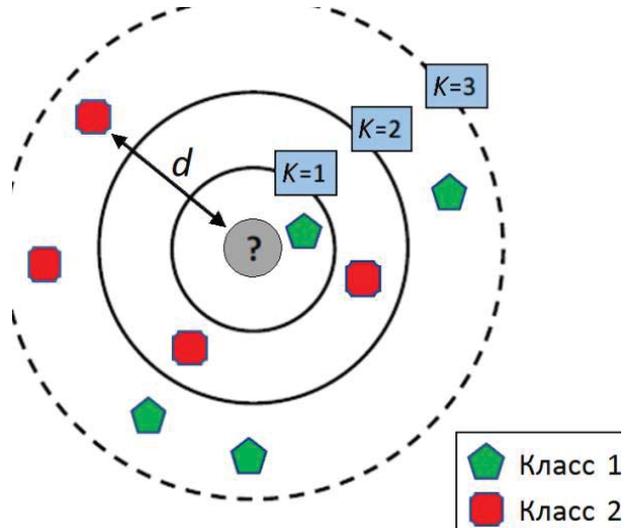


Рис. 3. Иллюстрация алгоритма KNN [22]
 Fig. 3. KNN algorithm illustration [22]

Метод опорных векторов

Метод опорных векторов – это метод вычислительного обучения для классификации небольших выборок. Этот метод разделяет данные на положительные и отрицательные классы, определяя некоторую оптимальную гиперплоскость, которая делит все точки данных на эти две группы. Уравнение гиперплоскости можно записать как

$$y(x) = W^T x + b = 0,$$

где x – вектор признаков; W – n -мерный весовой вектор, нормальный к гиперплоскости; b – скалярный параметр-смещение. Эти параметры используются для нахождения наилучшей гиперплоскости – гиперплоскости с наибольшим зазором между двумя классами. Ближайшие точки, определяющие зазор между классами, называются опорными векторами. Если вектор признаков удовлетворяет условию $y(x_i) = W^T x_i + b \geq 1$, он принадлежит к классу А. Если $y(x_i) = W^T x_i + b \leq -1$ – к классу В.

Наивный байесовский классификатор

Наивный байесовский классификатор представляет собой алгоритм классификации, работающий на основе теоремы Байеса. Классификатор строится с опорой на «наивное» предположение, что каждая пара признаков условно независима и зависит от значения переменной класса. Формально для переменной класса y и зависимых векторов признаков от x_1 до x_n теорема Байеса устанавливает следующие отношения:

$$P(y|x_i) = \frac{P(x_i|y)P(y)}{P(x_i)}, \quad (9)$$

где $x_i=(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n)$.

В (9) обозначено: $P(y|x_i)$ – апостериорная вероятность, $P(x_i|y)$ – правдоподобие, $P(y)$ – априорная вероятность класса; $P(x_i)$ – априорная вероятность предиктора.

С учетом «наивного» предположения об условной независимости можно записать:

$$P(x_i|y, x_1, \dots, x_{i-1}, x_{i+1}, \dots, x_n) = P(x_i|y).$$

Тогда соотношение (9) упрощается до следующего:

$$P(y|x_i) = \frac{P(y) \prod_{i=1}^n P(x_i|y)}{P(x_i)}.$$

Поскольку априорная вероятность предиктора $P(x_i)$ постоянна с учетом входных данных, получаем следующее правило классификации:

$$P(y|x_i) \propto P(y) \prod_{i=1}^n P(x_i|y).$$

Это значит, что задача наивной байесовской классификации состоит в том, что для разных значений класса y надо найти максимум $P(y|x_i)$, пропорциональной $P(y) \prod_{i=1}^n P(x_i|y)$. Для определения априорной вероятности класса $P(y)$ можно использовать относительную частоту класса y в обучающих данных.

Результаты моделирования

Получение набора данных для обучения

Использование методов компьютерной диагностики повышает эффективность контроля за работой штанговых насосов. Однако эти методы требуют обширного набора данных для описания различных рабочих состояний [9], даже несмотря на то, что за срок службы скважины возникает ограниченное число таких состояний. Для решения этой проблемы создана имитационная модель, изображенная на рис. 4, которая включает в себя модель пласта, модель насоса, модель колонны насосных штанг, модель первичного двигателя и модель насосного узла. На рис. 4 обозначено: V_s –

напряжение питания; F_{phl} – нагрузка на полированный шток; h_{phl} – перемещение полированного штока; h_{pl} – перемещение плунжера; v_{pl} – скорость плунжера; F_{pl} – нагрузка на плунжер; P_{rev} – пластовое давление; P_{wf} – забойное давление; P_s – давление всасывания; P_d – давление нагнетания; q – скорость потока жидкости.

Блок колонны насосных штанг включает в себя модель колонны насосных штанг как механического звена с распределенными параметрами с учетом как поверхностных, так и подземных граничных условий. Блок, включающий в себя электродвигатель и насосную установку, рассчитывает кинематические параметры полированного штока. Модель насоса определяет нагрузку на плунжер. Корректировка параметров потока, свойств жидкости или принятие допущений о различных механических проблемах в модели пласта позволяет моделировать различные сценарии подземной среды. Блок балансировки рассчитывает забойное давление и давление всасывания на основе скорости притока и жидкости, поступающей в насос.

Исследуя возможные вариации в рамках заданного сценария под поверхностью земли, разработанная модель позволяет получить различные динамограммы и кривые мощности двигателя, которые можно использовать для построения обучающего набора. В этот набор входят образцы, представляющие нормальные рабочие состояния, недостаточную подачу жидкости, утечку нагнетательного клапана, воздействие газа, попадание плунжера в верхнюю мертвую точку, попадание плунжера в нижнюю мертвую точку.

В данном исследовании при построении диагностической модели используется только кривая мощности двигателя. На рис. 5–10 показаны типичные динамограммы (а) и соответствующие им кривые мощности двигателя (b) для различных рабочих состояний.

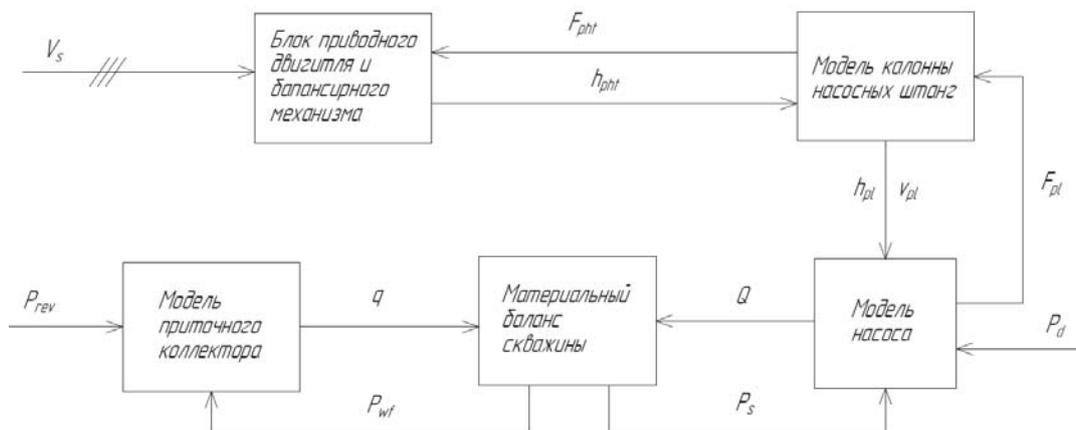


Рис. 4. Имитационная модель штангового насосного агрегата
 Fig. 4. Simulation model for sucker rod pump

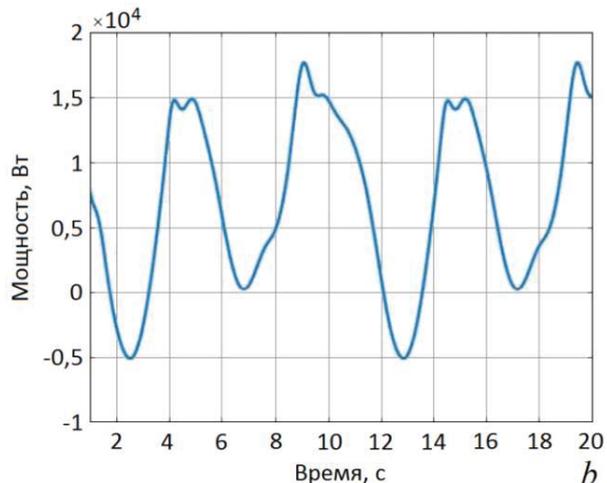
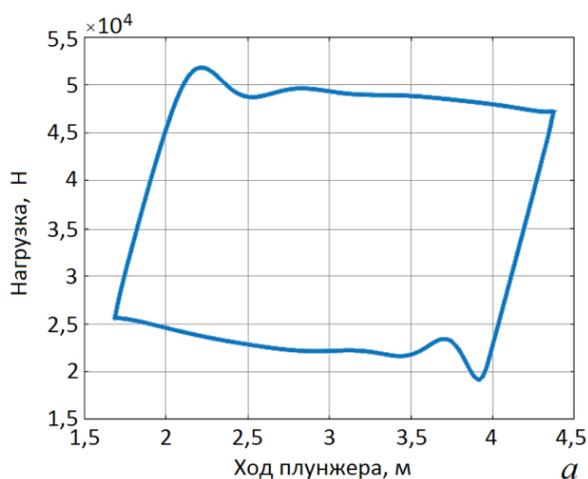


Рис. 5. *Нормальное рабочее состояние*
Fig. 5. *Normal working state*

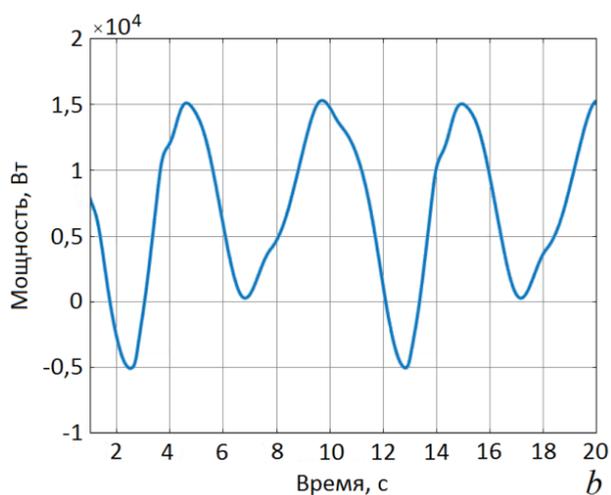
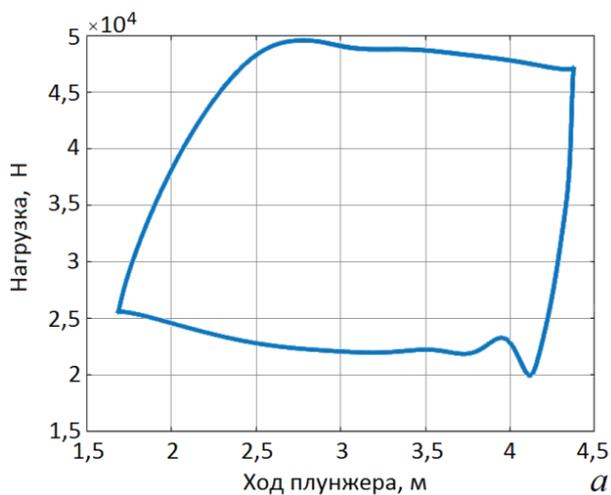


Рис. 6. *Негерметичность нагнетательного клапана*
Fig. 6. *Travelling valve leakage*

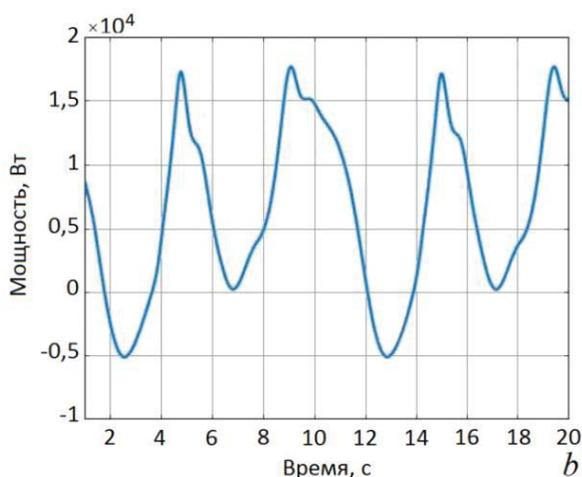
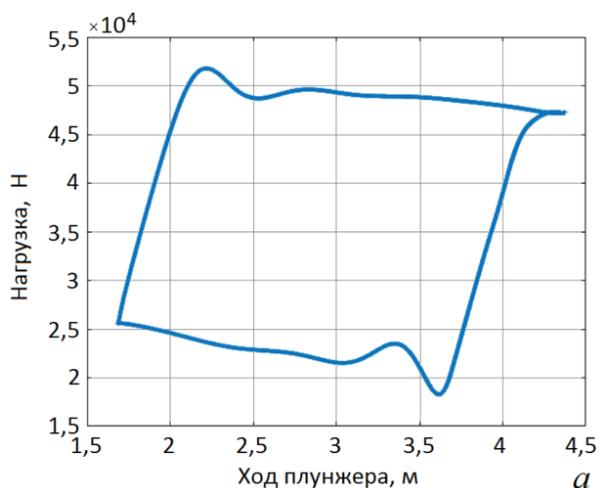


Рис. 7. *Эффект захвата газа*
Fig. 7. *Gas affected*

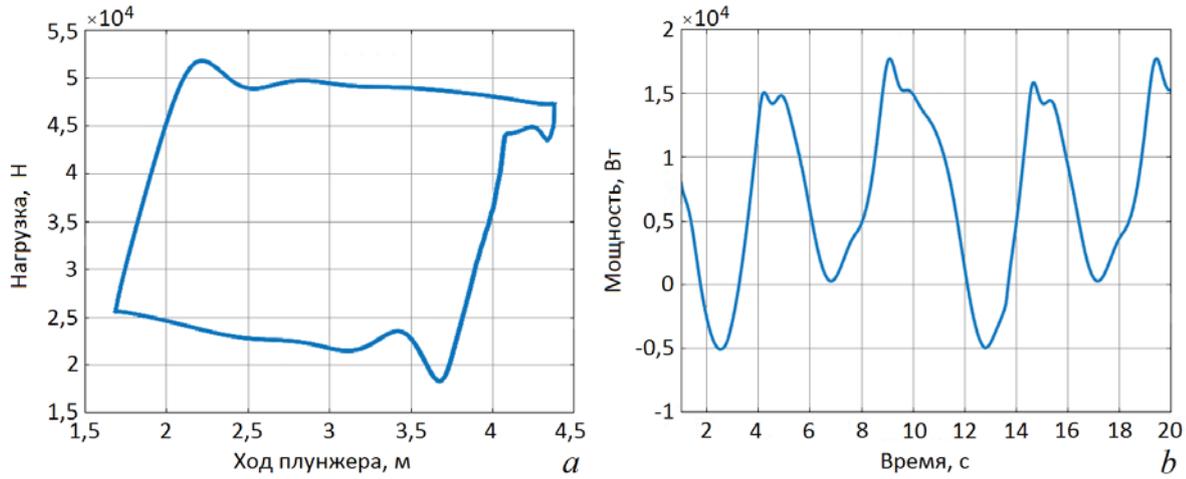


Рис. 8. Недостаточное поступление жидкости
Fig. 8. Insufficient liquid supply

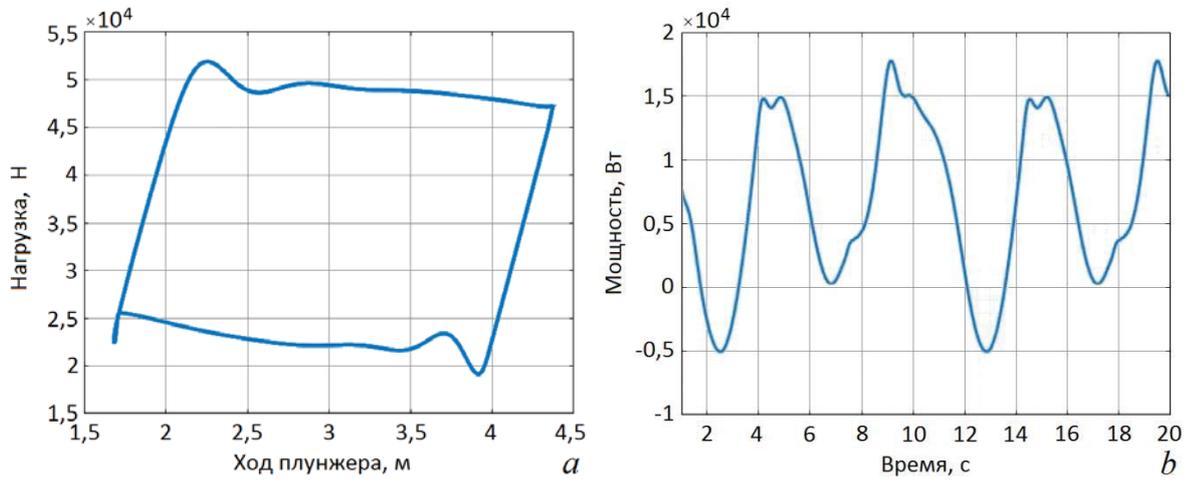


Рис. 9. Состояние, когда плунжер достигает нижней мертвой точки
Fig. 9. Condition when the plunger hits bottom dead center

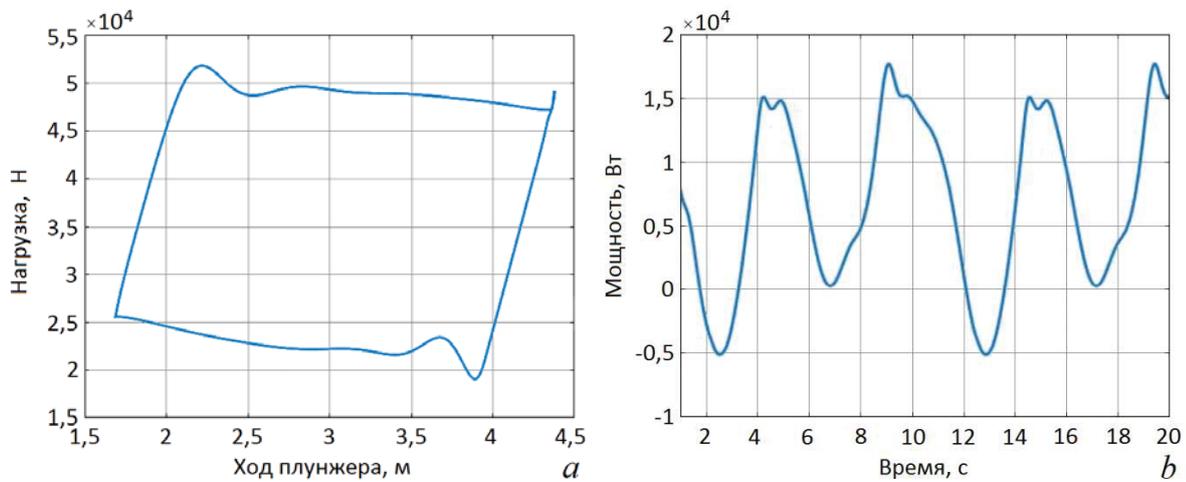


Рис. 10. Состояние, когда плунжер достигает верхней мертвой точки
Fig. 10. Condition when the plunger hits top dead center

Извлечение признаков

На рис. 11 показаны нормированные кривые смещения и скорости полированного штока, нагрузки на него, мощности двигателя и давления насоса. На кривой давления насоса легко различимы положения рабочих точек клапанов. Начало сжатия соответствует закрытию всасывающего клапана, а начало расширения соответствует закрытию нагнетательного клапана. Аналогично конец сжатия совпадает с открытием нагнетательного клапана, а конец расширения – с открытием всасывающего клапана. При сравнении кривой давления насоса с кривой мощности двигателя положения открытия, всасывающего и нагнетательного клапанов на кривой мощности двигателя совпадают с пиками, а положения закрытия клапанов соответствуют впадинам. Поэтому пики и провалы на кривой мощности двигателя имеют решающее значение для описания рабочего процесса. В рамках предложенного метода для каждого образца определяются векторы признаков, в таблице представлены средние значения компонентов этих векторов. Можно сделать вывод, что эти векторы признаков весьма отчетливо характеризуют каждое рабочее состояние.

Таблица. Средние значения извлекаемых признаков

Table. Average values of extracted feature

Состояние Condition	L_a	L_b	L_c	W_1	W_2	W_3	W_4
Nor	0,425	0,797	0,453	0,397	0,217	0,202	0,184
Lik	0,477	0,729	0,462	0,355	0,217	0,241	0,187
Gaf	0,416	0,799	0,503	0,448	0,247	0,102	0,204
Ins	0,398	0,793	0,450	0,486	0,257	0,054	0,203
Vpb	0,442	0,711	0,437	0,185	0,183	0,409	0,222
Ins	0,436	0,702	0,434	0,204	0,187	0,388	0,222

В таблице обозначено: Nor – нормальное рабочее состояние; Lik – негерметичность нагнетательного клапана; Gaf – эффект захвата газа; Ins – недостаточ-

ное поступление жидкости; Vpb – состояние, когда достигается нижняя мертвая точка, и Trpb – состояние, когда плунжер достигает верхней мертвой точки.

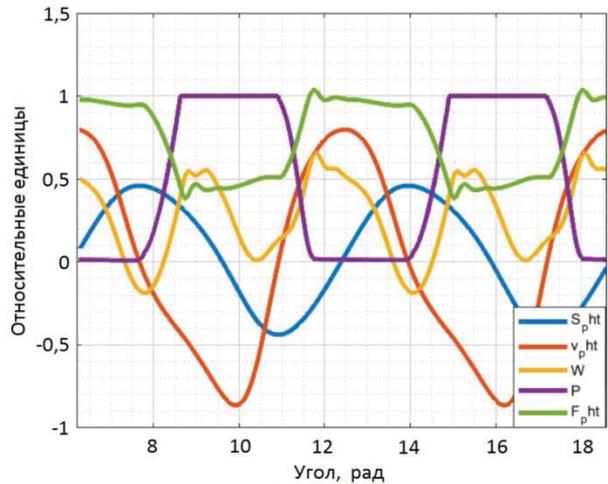


Рис. 11. Динамические характеристики механизма
Fig. 11. Mechanism dynamic characteristics

Классификация

На рис. 12 представлена схема диагностической модели на основе упомянутых выше алгоритмов машинного обучения, где процесс диагностики делится на обучение и собственно диагностику. На этапе обучения на основе кривых мощности двигателя создается учебный набор. Выбранные ML-алгоритмы обучаются с использованием этого набора. Обученные модели проходят проверку с помощью четырехкратной перекрестной проверки. В процессе диагностики кривая мощности двигателя обрабатывается в режиме реального времени для создания вектора признаков. Затем классификаторы используют этот вектор признаков для идентификации рабочего состояния.

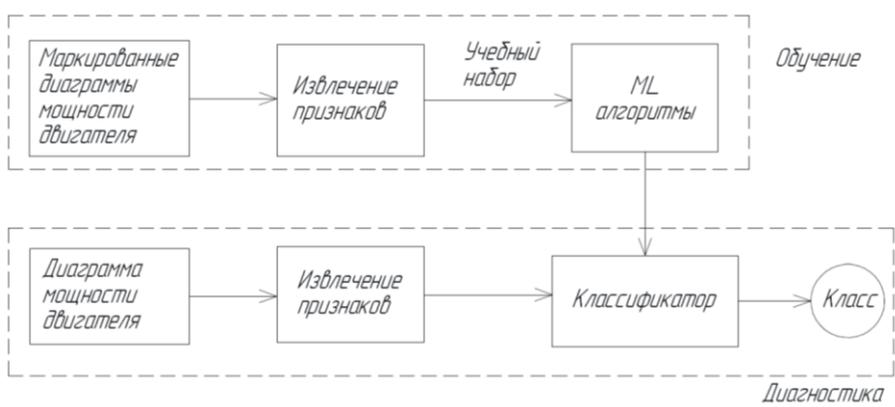


Рис. 12. Диагностическая модель

Fig. 12. Diagnostic model

На рис. 13–16 представлены матрицы распознавания, показывающие результаты классификации, диагональные элементы в этих матрицах представляют собой точно предсказанные выборки. Здесь обозначено: True Class – истинный класс; Predicted Class – предсказанный класс; TPR – доля правильно классифицированных наблюдений на истинный класс; FNR – доля неправильно классифицированных наблюдений на истинный класс. Строки с первой по шестую соответствуют рабочим состояниям штангового насоса: нормальное, негерметичность нагнетательного клапана, эффект захвата газа, недостаточное поступление жидкости, плунжер достигает верхней мертвой точки и плунжер достигает нижней мертвой точки соответственно.

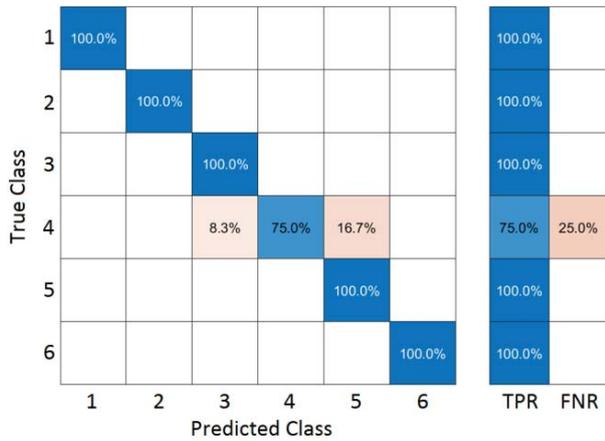


Рис. 13. Матрица распознавания для метода дерева решений

Fig. 13. Confusion matrix of Decision tree method

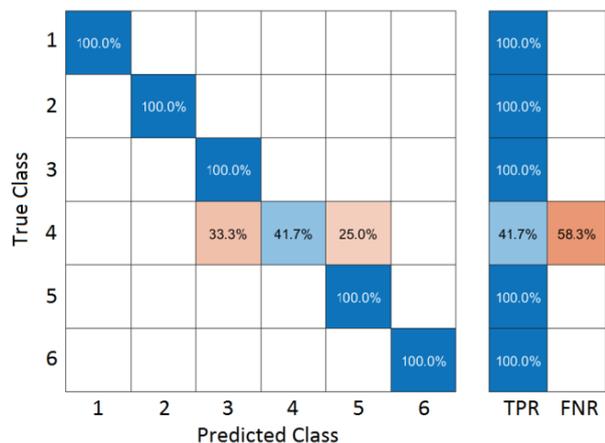


Рис. 14. Матрица распознавания для наивного байесовского классификатора

Fig. 14. Confusion matrix of Naive Bayes classifier

Как видно на рис. 13, метод дерева решений с очень высокой точностью (95,8 %) правильно клас-

сифицировал все образцы для нормального состояния, утечки нагнетательного клапана, эффект захвата газа, достижение плунжером верхней и нижней мертвой точек. Однако 16,7 % образцов с недостаточным поступлением жидкости ошибочно классифицируются как достижение плунжером верхней мертвой точки, а 8,3 % из них – как эффект захвата газа.

Наивный байесовский классификатор (рис. 14) является вторым по точности классификации, которая составляет 93,1 %, он также не смог правильно классифицировать все образцы с недостаточным поступлением жидкости, правильно классифицировав только 41,7 %.

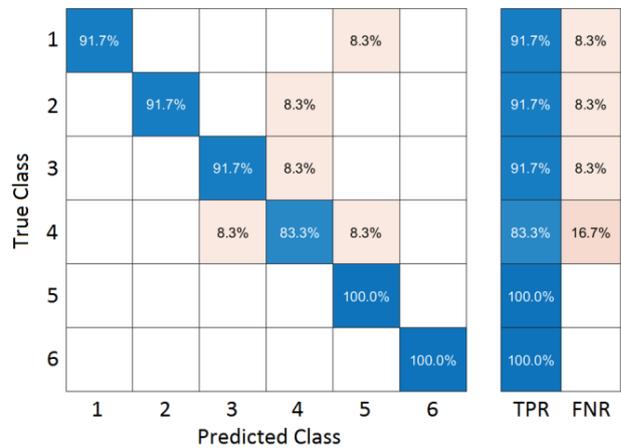


Рис. 15. Матрица распознавания для метода опорных векторов

Fig. 15. Confusion matrix of Support Vector Machine

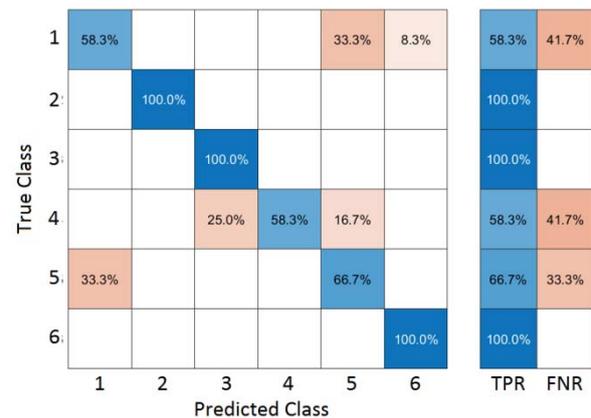


Рис. 16. Матрица распознавания для метода K-ближайших соседей

Fig. 16. Confusion matrix of K-Nearest Neighbors method

Метод опорных векторов (рис. 15) обеспечивает среднюю точность – 90,3 % – и более высокую точность правильного распознавания ситуации с

недостаточным поступлением жидкости (83,3 %), чем предыдущие методы, однако он не мог точно классифицировать все образцы для нормального состояния, негерметичность нагнетательного клапана и эффект захвата газа.

Классификатор на основе метода К-ближайших соседей (рис. 16) показал среднюю точность распознавания 80,6 %, он не смог точно классифицировать все образцы при нормальном состоянии, недостаточное поступление жидкости и достижение плунжером верхней мертвой точки.

Заключение

В этом исследовании, основанном на более ранней работе [16], для решения задачи идентификации состояний штангового насоса был использован более широкий круг методов. Помимо метода опорных векторов использованы также методы дерева решений, К-ближайших соседей и наивный

байесовский алгоритм. Это расширение набора методов предпринято для сравнения точности других классификаторов машинного обучения с результатами метода опорных векторов в контексте выявления неисправностей в штанговых насосах при использовании кривых мощности двигателя. При этом удалось классифицировать не четыре, а шесть режимов работы – добавлены состояния, когда плунжер достигает верхней и нижней мертвой точки. Использование кривых мощности двигателя позволяет построить таблицу признаков для обучения классификаторов. Результаты моделирования показывают, что предлагаемый подход позволяет весьма эффективно определять состояние штангового насоса. Метод дерева решений показал себя лучшим классификатором среди остальных, обеспечив среднюю точность 95,8 %, по сравнению с 90,3 % у метода опорных векторов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Wilamowski B.M., Kaynak O. Oil well diagnosis by sensing terminal characteristics of the induction motor // IEEE Transactions on Industrial Electronics. – 2000. – Vol. 47 (5). – P. 1100–1107. DOI: 10.1109/41.873219.
2. Unveiling deep learning insights: a specialized analysis of sucker rod pump dynamographs, emphasizing visualizations and human insight / B. Martinović, M. Bijanić, D. Danilović, A. Petrović, B. Delibasić // Mathematics. – 2023. – Vol. 11 (23): article id. 04782. DOI: 10.3390/math11234782.
3. Fault diagnosis of sucker-rod pumping system using support vector machine / J. Feng, M. Wang, Y. Yang, F. Gao, Zh. Pan, W. Shan, Q. Liu, Q. Yang, J. Yuan // Communications and Information Processing. Communications in Computer and Information Science. – Heidelberg, Berlin: Springer, 2012. – Vol. 289. – P. 179–189. DOI: 10.1007/978-3-642-31968-6_22.
4. Xu P., Xu S., Yin H. Application of self-organizing competitive neural network in fault diagnosis of Sucker Rod Pump system // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2007. – Vol. 58 (1–2). – P. 43–48. DOI: 10.1016/j.petrol.2006.11.008.
5. Li K., Han Y., Wang T. A novel prediction method for down-hole working states of the beam pumping unit based on 8-directions chain codes and online sequential extreme learning machine // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 160. – P. 285–301. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.10.052.
6. Multiple fault diagnosis of down-hole conditions of sucker-rod pumping wells based on Freeman chain code and DCA / K. Li, X. Gao, W. Yang, Y. Dai, Z. Tian // Petroleum Science. – 2013. – Vol. 10 (3). – P. 347–360. DOI: 10.1007/s12182-013-0283-4.
7. Разработка модели прогнозирования технического состояния нефтепромыслового энергомеханического оборудования с применением искусственной нейронной сети / И.С. Сухачев, С.В. Сидоров, В.В. Сушков, В.Р. Антропова // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2022. – Т. 18. – № 1. – С. 88–94. DOI: 10.17122/1999-5458-2022-18-1-88-94.
8. Wei J., Gao X. Fault diagnosis of sucker rod pump based on deep-broad learning using motor data // IEEE Access. – 2020. – Vol. 8. – P. 222562–222571. DOI: 10.1109/ACCESS.2020.3036078.
9. Zheng B., Gao X., Li X. Fault detection for sucker rod pump based on motor power // Control Engineering Practice. – 2019. – Vol. 86. – P. 37–47. DOI: 10.1016/j.conengprac.2019.02.001.
10. Разработка интеллектуальной станции управления для установок штанговых глубинных насосов / М.Г. Пачин, А.Н. Яшин, А.С. Бодылев, М.И. Хакимьянов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 3. – С. 68–75. DOI: 10.18799/24131830/2022/3/3465.
11. Tracking the multi-well surface dynamometer card state for a sucker-rod pump by using a particle filter / A. Wang, G. Gong, R. Shen, W. Mao, H. Lu, K. Wang, J. Wang // IET Communications. – 2018. – Vol. 12 (16). – P. 2058–2066. DOI: 10.1049/iet-com.2018.5331.
12. Chen L., Gao X., Li X. Using the motor power and XGBoost to diagnose working states of a sucker rod pump // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 199 (6): article id. 108329. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108329.
13. Fault diagnosis of sucker rod pumping system using modified extreme learning machine assisted by gravitational search algorithm / X. Deng, Y. Gao, M. Yang, Z. Sun, W. Cui // 2019 IEEE Chinese Control And Decision Conference (CCDC). – Nanchang, China, 3–5 June 2019. DOI: 10.1109/CCDC.2019.8833177.
14. Ramez A., Abu El Ela M., El-Banbi A. Identification of downhole conditions in sucker rod pumped wells using deep neural networks and genetic algorithms (includes associated discussion) // SPE Production & Operations. – 2020. – Vol. 35.02. – P. 435–447. DOI: 10.2118/200494-PA.
15. Liu J., Feng J., Gao X. Fault diagnosis of rod pumping wells based on support vector machine optimized by improved chicken swarm optimization // IEEE Access. – 2019. – Vol. 7. – P. 171598–171608. DOI: 10.1109/ACCESS.2019.2956221.
16. Tecele S.I., Ziuzev A., Spiridonov V. Development of fault diagnosis model for sucker rod pump using motor power curve. // 2021 XVIII International Scientific Technical Conference Alternating Current Electric Drives (ACED). – Ekaterinburg, Russia, IEEE, 24–27 May 2021. – P. 1–6. DOI: 10.1109/ACED50605.2021.9462307.

17. Takács G. Sucker-rod pumping manual. – Tulsa, Oklahoma: PennWell Books, 2003. – 395 p.
18. Fault diagnosis for down-hole conditions of sucker rod pumping systems based on the FBH–SC method / K. Li, X.-W. Gao, H.-B. Zhou, Y. Han // *Petroleum Science*. – 2015. – Vol. 12. – P. 135–147. DOI: 10.1007/s12182-014-0006-5.
19. Quinlan J.R. C4.5: programs for machine learning. – San Francisco: Morgan Kaufmann Publ., Inc., 1993. – 302 p.
20. Ngoc-Tu N., Kwon J.-M., Lee H.-H. Fault diagnosis of induction motor using decision tree with an optimal feature selection // 2007 7th International Conference on Power Electronics. – Daegu, Korea, 27–30 November 2007. DOI: 10.1109/ICPE.2007.4692484.
21. He D., Li R., Zhu J. Plastic bearing fault diagnosis based on a two-step data mining approach // *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. – 2013. – Vol. 60 (8). – P. 3429–3440. DOI: 10.1109/TIE.2012.2192894.
22. Jamil M.A., Khan M.A.A., Khanam S. Feature-based performance of SVM and KNN classifiers for diagnosis of rolling element bearing faults // *Vibroengineering PROCEDIA*. – 2021. – Vol. 39. – P. 36–42. DOI: 10.21595/vp.2021.22307.

Информация об авторах

Осман Хассан Ахмед, аспирант кафедры электропривода и автоматизации промышленных установок Уральского федерального университета имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, Россия, 620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19. ahmed3.othman3@gmail.com

Самуэль Исаак Текле, PhD, ассистент, Колледж инженерии и технологий, Май Нефти, Эритрея, samuel47tecle@gmail.com

Анатолий Михайлович Зюев, доктор технических наук, профессор кафедры электропривода и автоматизации промышленных установок Уральского федерального университета имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, Россия, 620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19. a.m.zyuzev@urfu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-2233-2730>

Владимир Павлович Метельков, доктор технических наук, профессор кафедры электропривода и автоматизации промышленных установок Уральского федерального университета имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, Россия, 620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19. v.p.metelkov@urfu.ru; <https://orcid.org/0000-0001-5640-1637>

Поступила в редакцию: 07.03.2024

Поступила после рецензирования: 20.03.2024

Принята к публикации: 05.11.2024

REFERENCES

1. Wilamowski B.M., Kaynak O. Oil well diagnosis by sensing terminal characteristics of the induction motor. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2000, vol. 47, no. 5, pp. 1100–1107. DOI: 10.1109/41.873219.
2. Martinović B., Bijanić M., Danilović D., Petrović A., Delibasić B. Unveiling deep learning insights: a specialized analysis of sucker rod pump dynamographs, emphasizing visualizations and human insight. *Mathematics*, 2023, vol. 11, no. 23, article id. 04782, pp. 1–29. DOI: 10.3390/math11234782.
3. Feng J., Wang M., Yang Y., Gao F., Pan Zh., Shan W., Liu Q., Yang Q., Yuan J. Fault diagnosis of sucker-rod pumping system using support vector machine. *Communications and Information Processing. Communications in Computer and Information Science*. Berlin, Heidelberg, Springer, 2012. Vol. 289, pp. 179–189. DOI: 10.1007/978-3-642-31968-6_22.
4. Xu P., Xu S., Yin H. Application of self-organizing competitive neural network in fault diagnosis of Sucker Rod Pump system. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2007, vol. 58 (1–2), pp. 43–48. DOI: 10.1016/j.petrol.2006.11.008.
5. Li K., Han Y., Wang T. A novel prediction method for down-hole working states of the beam pumping unit based on 8-directions chain codes and online sequential extreme learning machine. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 160, pp. 285–301. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.10.052.
6. Li K., Gao X., Yang W., Dai Y., Tian Z. Multiple fault diagnosis of down-hole conditions of sucker-rod pumping wells based on Freeman chain code and DCA. *Petroleum Science*, 2013, vol. 10 (3), pp. 347–360. DOI: 10.1007/s12182-013-0283-4.
7. Sukhachev I.S., Sidorov S.V., Sushkov V.V., Antropova V.R. Development of a model for forecasting the technical condition of oilfield power-mechanical equipment using an artificial neural network. *Electrical and data processing facilities and systems*, 2022, vol. 18, no. 1, pp. 88–94. (In Russ). DOI: 10.17122/1999-5458-2022-18-1-88-94.
8. Wei J., Gao X. Fault diagnosis of sucker rod pump based on deep-broad learning using motor data. *IEEE Access*, 2020, vol. 8, pp. 222562–222571. DOI: 10.1109/ACCESS.2020.3036078.
9. Zheng B., Gao X., Li X. Fault detection for sucker rod pump based on motor power. *Control Engineering Practice*, 2019, vol. 86, pp. 37–47. DOI: 10.1016/j.conengprac.2019.02.001.
10. Pachin M.G., Yashin A.N., Bodylev A.S., Khakimyanov M.I. Development of an intelligent control station for rod pumps. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 3. pp. 68–75. (In Russ). DOI: 10.18799/24131830/2022/3/3465.
11. Wang A., Gong G., Shen R., Mao W., Lu H., Wang K., Wang J. Tracking the multi-well surface dynamometer card state for a sucker-rod pump by using a particle filter. *IET Communications*, 2018, vol. 12 (16), pp. 2058–2066. DOI: 10.1049/iet-com.2018.5331.
12. Chen L., Gao X., Li X. Using the motor power and XGBoost to diagnose working states of a sucker rod pump. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 199, article id. 108329. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108329.

13. Deng X., Gao Y., Yang M., Sun Z., Cui W. Fault diagnosis of sucker rod pumping system using modified extreme learning machine assisted by gravitational search algorithm. *2019 IEEE Chinese Control And Decision Conference (CCDC)*. Nanchang, China, 3–5 June 2019. DOI: 10.1109/CCDC.2019.8833177.
14. Ramez A., Abu El Ela M., El-Banbi A. Identification of downhole conditions in sucker rod pumped wells using deep neural networks and genetic algorithms (includes associated discussion). *SPE Production & Operations*, 2020, vol. 35.02, pp. 435–447. DOI: 10.2118/200494-PA.
15. Liu J., Feng J., Gao X. Fault diagnosis of rod pumping wells based on support vector machine optimized by improved chicken swarm optimization. *IEEE Access*, 2019, vol. 7, pp. 171598–171608. DOI: 10.1109/ACCESS.2019.2956221
16. Teclé S.I., Ziuzev A., Spiridonov V. Development of fault diagnosis model for sucker rod pump using motor power curve. *2021 XVIII International Scientific Technical Conference Alternating Current Electric Drives (ACED)*. Ekaterinburg, Russia, IEEE, May 24–27, 2021. pp. 1–6. DOI: 10.1109/ACED50605.2021.9462307.
17. Takács G. *Sucker-rod pumping manual*. Tulsa, Oklahoma, PennWell Books, 2003. 395 p.
18. Li K., Gao X.-W., Zhou H.-B., Han Y. Fault diagnosis for down-hole conditions of sucker rod pumping systems based on the FBH–SC method. *Petroleum Science*, 2015, vol. 12, pp. 135–147. DOI: 10.1007/s12182-014-0006-5.
19. Quinlan J.R. *C4.5: Programs for Machine Learning*. San Francisco, Morgan Kaufmann Publ., Inc., 1993. 302 p.
20. Ngoc-Tu N., Kwon J.-M., Lee H.-H. Fault diagnosis of induction motor using decision tree with an optimal feature selection. *2007 7th International Conference on Power Electronics*. Daegu, Korea, 27–30 November 2007. DOI: 10.1109/ICPE.2007.4692484.
21. He D., Li R., Zhu J. Plastic bearing fault diagnosis based on a two-step data mining approach. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2013, vol. 60 (8), pp. 3429–3440. DOI: 10.1109/TIE.2012.2192894.
22. Jamil M.A., Khan M.A.A., Khanam S. Feature-based performance of SVM and KNN classifiers for diagnosis of rolling element bearing faults. *Vibroengineering PROCEDIA*, 2021, vol. 39, pp. 36–42. DOI: 10.21595/vp.2021.22307.

Information about the authors

Othman H. Ahmed, Postgraduate Student, Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin, 19, Mira street, Ekaterinburg, 620002, Russian Federation. ahmed3.othman3@gmail.com

Samuel I. Teclé, PhD, Assistant Professor, College of Engineering and Technology, Mai Nefhi, Eritrea, samuel47tecle@gmail.com

Anatoliy A. Zyuzev, Dr. Sc., Professor, Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin, 19, Mira street, Ekaterinburg, Russian Federation. a.m.zyuzev@urfu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-2233-2730>

Vladimir P. Metelkov, Dr. Sc., Professor, Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin, 19, Mira street, Ekaterinburg, Russian Federation. v.p.metelkov@urfu.ru; <https://orcid.org/0000-0001-5640-1637>

Received: 07.03.2024

Revised: 20.03.2024

Accepted: 05.11.2024

УДК 622.276
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4581
Шифр специальности ВАК: 2.8.4

Интеграция промысловых данных и применение методов машинного обучения для оценки состояния призабойной зоны карбонатных коллекторов

А.В. Соромотин¹, Д.А. Мартюшев²✉

¹ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг", Россия, г. Пермь

²Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Россия, г. Пермь

✉martyushevd@inbox.ru

Аннотация. *Актуальность* разработки методики оперативной оценки фильтрационных свойств призабойной зоны пласта (проницаемость призабойной зоны пласта) обусловлена ростом доли трудноизвлекаемых запасов. Зачастую для эффективной разработки сложнопостроенных залежей применяют методы повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи. В настоящее время целесообразность проведения геолого-технических мероприятий основывается на результатах интерпретации гидродинамических исследований скважин, позволяющих оценить состояние околоскважинной зоны. Недостатками данного метода исследований являются продолжительная остановка (как следствие, «недоборы» нефти) и повышенные риски необеспечения вывода скважин на режим. В связи с этим интеграция промысловых данных и применения машинного обучения для описания состояния призабойной зоны пласта могут оказать положительный эффект на своевременность проведения геолого-технических мероприятий и обеспечить максимизацию их эффективности в будущем. **Цель:** разработка методики прогнозирования проницаемости призабойной зоны пласта в условиях карбонатного коллектора с помощью подходов машинного обучения. **Методы:** статистические методы, решение задачи классификации с помощью методов машинного обучения. **Результаты.** Предложен подход для оперативной оценки проницаемости призабойной зоны пласта, основанный на статистическом анализе результатов интерпретации гидродинамических исследований (256 исследований) и эксплуатационных данных скважин нефтяного карбонатного объекта Пермского края. Для оценки проницаемости призабойной зоны пласта построена модель множественной линейной регрессии. С целью повышения статистических метрик регрессии проницаемости призабойной зоны пласта исследована зависимость данного параметра от удельного коэффициента продуктивности в условиях карбонатного коллектора и произведено деление на кластеры. Для определения параметров, оказывающих преобладающее влияние на прогнозируемую величину, использовалась библиотека SHAP. Для выполнения задачи классификации кластеров по исходным данным применена техника машинного обучения – метод опорных векторов. Дифференцированно построены модели регрессии для каждого кластера. Использование данного подхода позволило повысить коэффициент детерминации с 0,76 до 0,96 и уменьшить среднюю абсолютную ошибку прогнозирования проницаемости призабойной зоны пласта с 0,018 до 0,007 мкм². Таким образом, авторами предложена методика прогнозирования проницаемости призабойной зоны пласта с помощью статистических методов на основе предварительной кластеризации исходных данных и их классификации подходами машинного обучения.

Ключевые слова: карбонатный коллектор, машинное обучение, метод опорных векторов, проницаемость, призабойная зона

Благодарности. Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2023-0005).

Для цитирования: Соромотин А.В., Мартюшев Д.А. Интеграция промысловых данных и применение методов машинного обучения для оценки состояния призабойной зоны карбонатных коллекторов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 1. – С. 50–60. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4581

UDC 622.276

DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4581

Integration of field data and application of machine learning methods to assess the condition of the near-wellbore zone of carbonate reservoirs

A.V. Soromotin¹, D.A. Martyushev²✉

¹ LLC «LUKOIL-Engineering», Perm, Russian Federation

² Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

✉martyushevd@inbox.ru

Abstract. Relevance. Increase in the share of hard-to-recover reserves. Often, for the effective development of complex reservoirs, methods of enhanced oil recovery and production intensification are used. Currently, the feasibility of carrying out geological and technical measures is based on the results of interpretation of well tests, which allows assessing the condition of the near-wellbore zone. The disadvantages of this research method are a long shutdown (as a result, “shortfalls” of oil) and increased risks of failure to bring wells into operation. In this regard, the integration of field data and the use of machine learning to describe the state of the near-wellbore zone can have a positive effect on the timeliness of geological and technical activities and ensure maximization of their effectiveness in the future. **Aim.** To develop a methodology for increasing the accuracy of the near-wellbore zone permeability prediction of carbonate reservoirs based on the use of machine learning methods. **Methods.** Statistical methods, solving the classification problem using machine learning methods. **Results.** This paper proposes an approach for quickly assessing the permeability of the near-wellbore zone, based on a statistical analysis of the results of interpretation of hydrodynamic studies (256 studies) and operational data from wells of an oil carbonate reservoir in the Perm Krai. To assess near-wellbore zone permeability, a multiple linear regression model was built. In order to improve the statistical metrics of regression of the near-wellbore zone permeability, the dependence of this parameter on the specific productivity coefficient in the conditions of a carbonate reservoir was studied and divided into clusters. The SHAP library was used to identify significant parameters on the predicted value. To perform the task of classifying clusters based on source data, the authors have used a machine learning technique – support vector machine and constructed differentially the regression models for each cluster. Using of this approach made it possible to increase the coefficient of determination from 0.76 to 0.96 and reduce the average absolute error in predicting the near-wellbore zone permeability from 0.018 to 0.007 μm^2 . Thus, the authors proposed a methodology for predicting the near-wellbore zone permeability using statistical methods based on preliminary clustering of the initial data and their classification using machine learning approaches.

Keywords: carbonate reservoir, machine learning, support vector machine, permeability, near-wellbore zone

Acknowledgements. The research was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (Project No. FSNM-2023-0005).

For citation: Soromotin A.V., Martyushev D.A. Integration of field data and application of machine learning methods to assess the condition of the near-wellbore zone of carbonate reservoirs. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 1, pp. 50–60. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4581

Введение

Распределение карбонатных коллекторов составляет 20 % от общей площади мировых осадочных пород. Запасы нефти и газа, приуроченные к данным отложениям, составляют приблизительно 70 %, а доказанные извлекаемые запасы – около 50 % мировых ресурсов [1]. Однако добыча углеводородов и выбор технологий для эффективной разработки характеризуются рядом сложностей и проблем [2–4]. Неоднородность и расчленённость карбонатных отложений оказывают негативное влияние на выработку запасов. В большинстве случаев наблюдается недостаточное влияние нагнетательных скважин на добывающие ввиду сложностей пустотного пространства и распределения

проницаемости в пределах залежи [5–7]. Наличие в карбонатных коллекторах естественной трещиноватости является одной из причин изменчивости продуктивных характеристик скважин. Изучению данных вопросов посвящены научные работы [8–13]. В сравнении с песчаниками карбонатные коллекторы обладают высокой степенью гетерогенности. Наличие вторичных видов пустотности имеет существенное влияние на значения пористости и проницаемости пород-коллекторов и, как следствие, оказывает первоочередное влияние на эффективность добычи. Важной особенностью, характеризующей эффективность разработки данного типа коллектора, является влияние забойного и пластового давлений на проницаемость по нефти

и продуктивность скважин [14, 15]. В работе [16] исследовано влияние геолого-физических характеристик карбонатных коллекторов со сложным геологическим строением на условия притока углеводородов. Причиной снижения проницаемости карбонатных коллекторов может являться смыкание трещин вследствие упругих и пластических деформаций породы при повышении эффективного давления [17].

В последнее время широко исследуются и совершенствуются методы прогнозирования проницаемости гетерогенных карбонатных коллекторов с помощью подходов машинного обучения на основе каротажных данных [18–21]. Кроме того, в ряде научных работ описаны лабораторные исследования на образцах керна по определению зависимостей проницаемости от изменения эффективного давления [22–25]. Авторами работы [26] выполнено прогнозирование проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) при волновом воздействии. Все данные методы и подходы основаны либо на непосредственном взаимодействии с объектом исследования, либо на определении статического значения без учета динамических составляющих разработки объекта. В настоящее время почти не исследованы косвенные методы определения фильтрационных параметров на основе эксплуатационных параметров.

Таким образом, контроль за изменением проницаемости (в призабойной и удаленной зонах) карбонатного коллектора является важным элементом эффективной разработки месторождений углеводородов. Особенно стоит отметить, что динамическая оценка проницаемости ПЗП является критерием и одним из основных параметров, влияющих на эффективность геолого-технических мероприятий [27].

Авторами данной работы разработан подход повышения точности прогнозирования проницаемости ПЗП статистическими методами в условиях карбонатного коллектора с помощью предварительной кластеризации исходных данных и дальнейшей их классификации с помощью методов машинного обучения. Предлагается деление исходных данных (текущее забойное давление, эффективная нефтенасыщенная толщина, пористость, дебит жидкости, обводненность) на кластеры для повышения метрик статистических моделей проницаемости призабойной зоны пласта.

Материалы и методы

Для решения поставленной задачи привлечены данные 256 гидродинамических исследований скважин (ГДИС) карбонатного объекта нефтяного месторождения Пермского края. Кривые восстановления давления (КВД) обработаны в программ-

ном продукте KAPPA Workstation с определением скин-фактора (S) и проницаемости призабойной/удаленной зон пласта ($k_{пзп}/k_{узп}$). Также интерпретированы 15 индикаторных диаграмм с определением проницаемости призабойной зоны пласта ($k_{пзп}$). В качестве исходных данных использованы следующие параметры:

- забойное давление ($P_{заб}$), диапазон значений от 2,94 до 17,48 МПа;
- давление пластовое ($P_{пл}$), диапазон значений от 5,96 до 21,64 МПа;
- дебит жидкости (Q), диапазон значений от 0,1 до 107 м³/сут.;
- эффективная нефтенасыщенная толщина пласта (h), диапазон значений от 1 до 29,6 м;
- обводненность (W), диапазон значений от 1 до 99,9 %;
- пористость (m), диапазон значений от 7,4 до 19,4 %;
- удельный коэффициент продуктивности ($PROD - \frac{Q}{(P_{пл} - P_{заб}) \cdot h}$), диапазон значений от 0,0088 до 3,56 $\frac{\text{м}^3}{\text{сут} \cdot \text{м} \cdot \text{МПа}}$.

Построение моделей множественной линейной регрессии позволяет обеспечить поиск статистических связей с геолого-техническими показателями для прогнозирования исследуемого параметра (проницаемость ПЗП). Метод пошагового регрессионного анализа широко используется для решения различных производственно-технологических задач, особенно в условиях сложных многофакторных процессов [28–32]. При использовании данного подхода построена модель прогнозирования проницаемости ПЗП ($k_{пзп}$):

$$k_{пзп} = 0,008 + 0,056PROD + 0,0004W + 0,0003Q - 0,001P_{пл} - 0,001P_{заб} - 0,0003h + 0,00004m$$

R^2 : 0,571; 0,660; 0,673; 0,684; 0,688; 0,689; 0,689;
стандартная ошибка составила 0,018 мкм²; уровень значимости менее 0,0001.

Для анализа параметров, влияющих на исследуемый параметр, построены графики зависимости проницаемости ПЗП от удельного коэффициента продуктивности и выделены три кластера (рис. 1, 2). Кластеры выделены визуально по линейной корреляции зависимости проницаемости ПЗП от удельного коэффициента продуктивности. Выдвинута гипотеза, что на основе кластеризации линейных зависимостей проницаемости ПЗП от удельного коэффициента продуктивности с помощью подходов машинного обучения получится осуществить учет вторичных факторов, например динамика фильтрационных параметров, ввиду изменения забойного давления, фазовых проницаемостей и влияния трещиноватости.

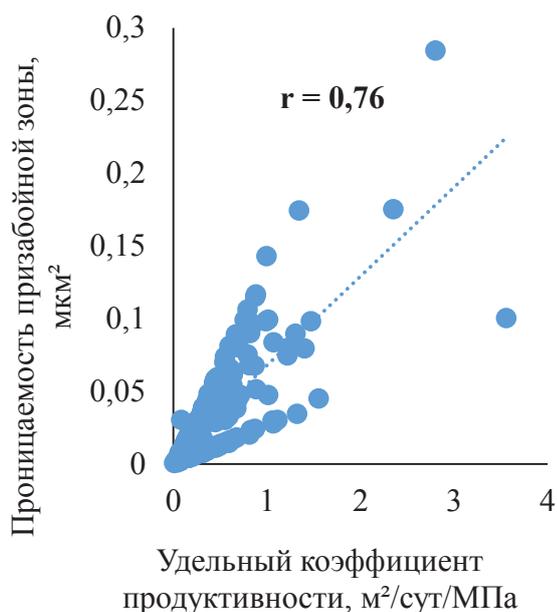


Рис. 1. Зависимость проницаемости ПЗП от удельного коэффициента продуктивности

Fig. 1. Dependence of the near-wellbore (NWBZ) permeability on productivity specific coefficient

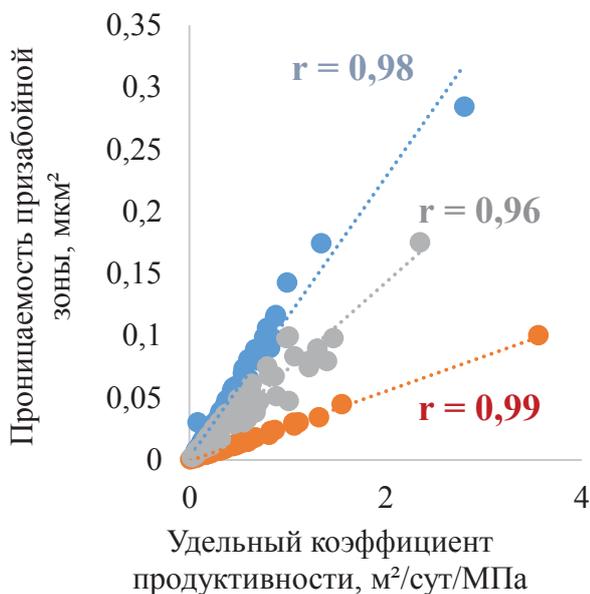


Рис. 2. Зависимость проницаемости ПЗП от удельного коэффициента продуктивности (выделение 3 кластеров)

Fig. 2. Dependence of the NWBZ permeability on the productivity specific coefficient (allocation of 3 clusters)

Разделение выборки осуществлено для анализа влияния исходных параметров на значение проницаемости ПЗП в условиях карбонатного коллектора. Данная задача решалась с использованием библиотек

SHapley Additive exPlanations (SHAP), позволяющей выявить значимость каждого параметра.

Кроме того, дифференцированно построенные регрессионные модели для каждого кластера позволяют повысить статистические метрики для прогнозирования проницаемости околоскважинной зоны. Таким образом, предлагается классифицировать исходные данные на кластеры для более точного определения проницаемости ПЗП с помощью статистических моделей. Исходными данными для классификации кластера являются: забойное давление, эффективная нефтенасыщенная толщина, пористость, дебит жидкости, обводненность. Номер кластера является искомым параметром.

Решение задачи классификации осуществлено с помощью метода опорных векторов (SVM – support vector machine). Данный метод основан на идее поиска оптимальной гиперплоскости, которая разделяет исходные параметры.

Результаты

Определение параметров, оказывающих преобладающее влияние на отношение проницаемости ПЗП к удельному коэффициенту продуктивности, осуществлялось с помощью библиотеки SHAP, которая используется для интерпретации моделей машинного обучения. Таким образом, на основании модели классификации (градиентный бустинг) и данной библиотеки установлено, что обводненность является одним из наиболее значимых параметров, оказывающих влияние на формирование проницаемости ПЗП (значимость 0,48). Дополнительный промышленный анализ показал, что возможная причина снижения фильтрационных свойств исследуемых отложений и высокого влияния обводненности связана с особенностями закачиваемого агента: качество и его несовместимость с пластовыми водами в условиях карбонатного коллектора.

На рис. 3 представлен график сравнения фактических и прогнозных значений классификации исходных данных на кластеры. На вертикальной оси отмечены значения номера кластера (1, 2, 3). На горизонтальной оси 50 элементов тестовой выборки, по которой выполняется сравнение схожести модели, точность составила 84 % (рис. 3). В качестве дополнительной метрики качества модели добавлен показатель F1-score, который объединяет в себе два важных показателя: Precision (Точность), Recall (Полнота) и является более обоснованным в случае, когда классы не сбалансированы. F1-score составил 83,3 %.

Построенные дифференцированно для кластеров модели проницаемости ПЗП представлены ниже. На рис. 4 представлено сравнение фактических и прогнозных значений проницаемости ПЗП.

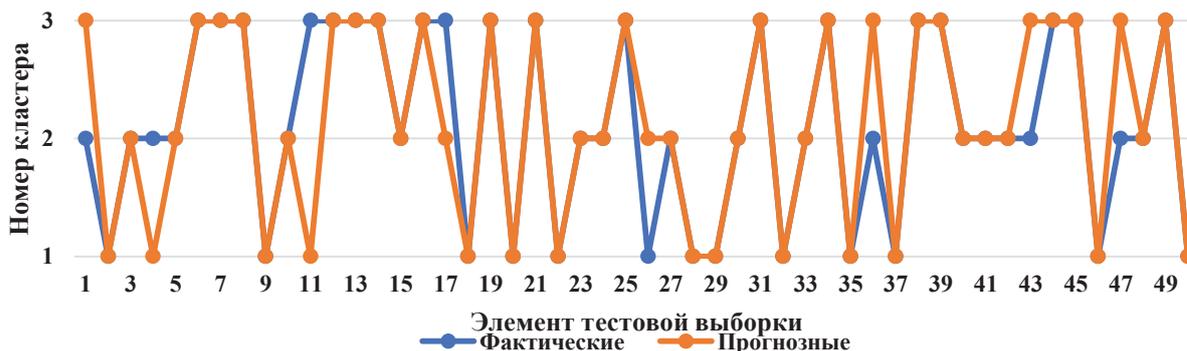


Рис. 3. Сравнение фактических и прогнозных значений классификации кластера на тестовой выборке
 Fig. 3. Comparison of the actual and predicted values of cluster classification in a test sample

Кластер 1:

$$K_{ПЗП} = -0,00015 + 0,029PROD + 0,0000159W - 0,0000173Q + 0,00015P_{пл} - 0,000164P_{заб} + 0,0000009h - 0,000128m$$

$$R^2: 0,998; S: 0,0007 \text{ мкм}^2; p < 0,0001.$$

$$PROD, \frac{\text{м}^3}{\text{сут} \cdot \text{МПа} \cdot \text{м}}, \text{ диапазон } 0,009\text{--}3,6;$$

$$W, \%, \text{ диапазон } 1,0\text{--}99,9;$$

$$Q, \text{ м}^3/\text{сут}, \text{ диапазон } 0,1\text{--}66,4;$$

$$P_{пл}, \text{ МПа}, \text{ диапазон } 6,4\text{--}17,1;$$

$$P_{заб}, \text{ МПа}, \text{ диапазон } 3,2\text{--}10,2;$$

$$h, \text{ м}, \text{ диапазон } 1,0\text{--}22,2; m, \%, \text{ диапазон } 8,7\text{--}15,9.$$

Кластер 2:

$$K_{ПЗП} = -0,00093 + 0,0756PROD + 0,0000519W - 0,00003Q + 0,0001P_{пл} - 0,00118P_{заб} + 0,00007h + 0,00039m$$

$$R^2: 0,924; S: 0,007 \text{ мкм}^2; p < 0,0001.$$

$$PROD, \frac{\text{м}^3}{\text{сут} \cdot \text{МПа} \cdot \text{м}}, \text{ диапазон } 0,025\text{--}2,4;$$

$$W, \%, \text{ диапазон } 5,0\text{--}99,2;$$

$$Q, \text{ м}^3/\text{сут}, \text{ диапазон } 2,2\text{--}82,9;$$

$$P_{пл}, \text{ МПа}, \text{ диапазон } 5,96\text{--}21,6;$$

$$P_{заб}, \text{ МПа}, \text{ диапазон } 2,94\text{--}17,5;$$

$$h, \text{ м}, \text{ диапазон } 1,3\text{--}29,6; m, \%, \text{ диапазон } 7,4\text{--}15,9.$$

Кластер 3:

$$K_{ПЗП} = 0,00856 + 0,106PROD - 0,000048W + 0,000182Q - 0,001P_{пл} + 0,000798P_{заб} - 0,00037h + 0,000542m$$

$$R^2: 0,973; S: 0,007 \text{ мкм}^2; p < 0,0001.$$

$$PROD, \frac{\text{м}^3}{\text{сут} \cdot \text{МПа} \cdot \text{м}}, \text{ диапазон } 0,063\text{--}2,8;$$

$$W, \%, \text{ диапазон } 21,3\text{--}90,2;$$

$$Q, \text{ м}^3/\text{сут}, \text{ диапазон } 2,4\text{--}107,0;$$

$$P_{пл}, \text{ МПа}, \text{ диапазон } 7,05\text{--}20,6;$$

$$P_{заб}, \text{ МПа}, \text{ диапазон } 3,21\text{--}12,1;$$

$$h, \text{ м}, \text{ диапазон } 2,3\text{--}29,6; m, \%, \text{ диапазон } 7,6\text{--}19,4.$$

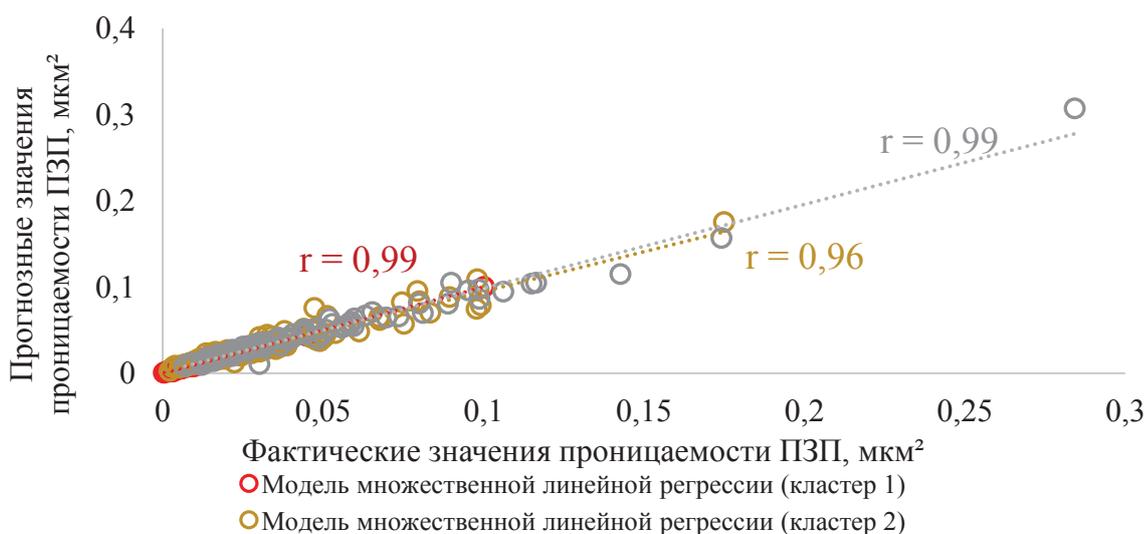


Рис. 4. Корреляционное поле прогнозных и фактических значений проницаемости ПЗП (дифференцировано для каждого кластера)
 Fig. 4. Correlation field of predicted and actual values of NWBZ permeability (differentiated for each cluster)

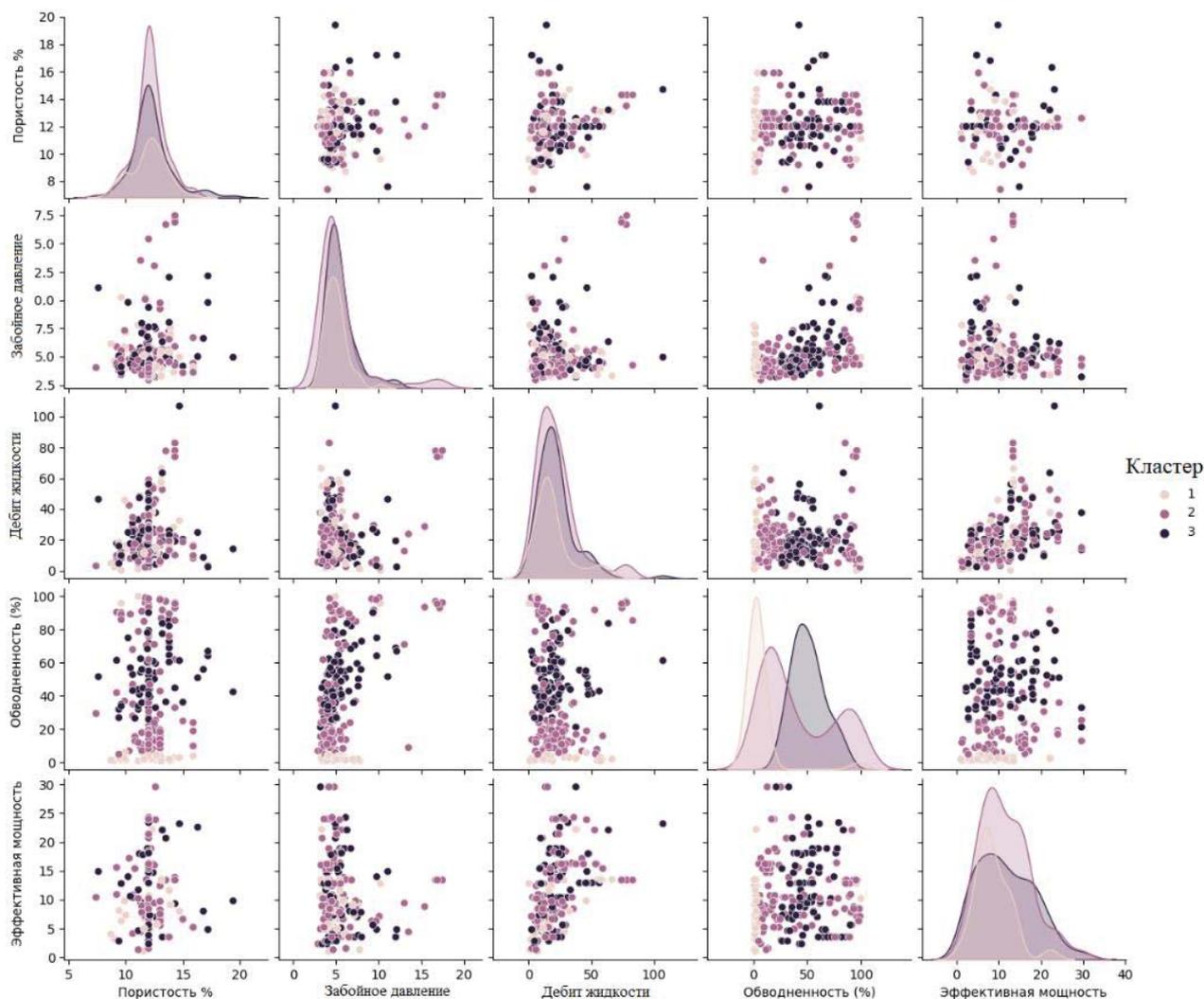


Рис. 5. Распределение исходных параметров для каждого кластера

Fig. 5. Distribution of initial parameters for each cluster

Данные уравнения применимы для оперативно-го определения проницаемости ПЗП в условиях карбонатного объекта исследуемого месторождения Пермского края. Предлагаемый подход может быть тиражирован на другие объекты со статистически значимым количеством гидродинамических исследований.

Для каждой модели также рассчитаны статистические характеристики работоспособности. Средняя абсолютная ошибка проницаемости ПЗП по дифференцированным моделям составляет не более $0,007 \text{ мкм}^2$. Основным влияющим параметром является удельный коэффициент продуктивности. С помощью модели классификации SVM осуществляется анализ исходных параметров (забойное давление, эффективная нефтенасыщенная толщина, пористость, дебит жидкости, обводненность) и дальнейшая классификация принадлежности к кластеру. Выбор уравнения, на основе которого осуществляется расчет, производится путем использо-

вания модели SVM. Данный метод основан на идее поиска оптимальной гиперплоскости, которая разделяет исходные параметры. На рис. 5 представлены данные, которые включаются в модель SVM для обучения выбора кластера.

Обсуждение

Используемые на данный момент методы оценки состояния призабойной зоны опираются на интерпретацию гидродинамических исследований, особенностью которых является продолжительная остановка скважин, ведущая к недоборам и повышению рисков необеспечения вывода их на режим. На сегодняшний день при выборе методов воздействия на пласт руководствуются проницаемостью удаленной зоны пласта, которая определяется по данным ГДИС методами КВД/КВУ (кривая восстановления уровня), что является некорректным подходом. Стоит отметить, что по данным ГДИ методами КВД/КВУ осложнена оценка проницаемости

ПЗП прямым способом, она определяется только при обработке индикаторных диаграмм, которые проводятся не на всех скважинах фонда и только в период их опробования.

Методы КВД/КВУ обеспечивают определение проницаемости ПЗП за счет пересчета проницаемости удаленной зоны пласта (УЗП) в зависимости от дополнительного перепада давления вблизи ствола скважины, отражаемого в начальный период регистрации кривых восстановления давления. Данный принцип осложнен вторичными проблемами, например явлениями послепритока в скважину. Тем не менее исследование проведено на этих данных с целью нахождения корреляции проницаемости ПЗП с расчетным коэффициентом продуктивности. Нахождение статистической связи между рассматриваемыми параметрами обеспечивает обоснование достоверности данных интерпретации. Предлагаемый подход позволяет оценить проницаемость ПЗП без проведения ГДИС.

Мониторинг за изменением характеристик ПЗП является одной из основных задач, на основании которой принимаются решения о реализации, порой дорогостоящих, методов интенсификации, повышения нефтеотдачи пласта. Таким образом, оценка состояния и проницаемости призабойной зоны скважин является актуальной задачей, которая позволит более обоснованно подходить к подбору технологического режима работы, методов интенсификации добычи скважин и повышения нефтеотдачи пласта. Анализ мирового опыта показывает, что, несмотря на значительное влияние проницаемости ПЗП на эффективность вышеперечисленных мероприятий, задача ее оперативного определения и прогнозирования охвачена слабо и открыта для исследований.

В настоящей работе предложен подход прогнозирования проницаемости ПЗП в условиях карбонатного коллектора с помощью предварительной кластеризации исходных данных. Для каждого кластера построены статистические модели множественной линейной регрессии проницаемости ПЗП. Подходы и методы, представленные в работе, не затрагивались ранее научным сообществом и являются первым этапом по созданию комплексной системы по оценке состояния ПЗП на основе больших данных разработки нефтегазовых объектов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Theories and practices of carbonate reservoirs development in China / Y. Li, Z. Kang, Z. Xue, S. Zheng // *Petroleum Exploration and Development*. – 2018. – Vol. 45. – Iss. 4. – P. 712–722. DOI: <https://doi.org/10.11698/PED.2018.04.12>
2. A novel hydromechanical coupled analysis for the fractured vuggy carbonate reservoir / F. Zhang, M. An, B. Yan, Y. Wang, Y. Han // *Computers and Geotechnics*. – 2019. – Vol. 106. – P. 68–82. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.compgeo.2018.10.013>
3. Origin of carbonate minerals and impacts on reservoir quality of the Wufeng and Longmaxi Shale, Sichuan Basin / Y. Chen, J.-H. Zhao, Q.-H. Hu et al. // *Petroleum Science*. – 2023. – Vol. 20. – Iss. 6. – P. 3311–3336. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.08.012>

На примере месторождения Пермского края разработан подход оперативной оценки проницаемости ПЗП. Использование удельного коэффициента продуктивности как основного параметра позволяет достаточно точно определять проницаемость ПЗП с помощью статистических методов. Исследование показало, что в условиях карбонатного коллектора наблюдался высокий разброс зависимости проницаемости ПЗП от удельного коэффициента продуктивности. Поэтому выдвинута гипотеза о влиянии вторичных факторов на данный параметр. Таким образом, в работе предложен подход повышения точности прогнозирования проницаемости ПЗП с помощью предварительной кластеризации исходных данных на основе линейной зависимости проницаемости ПЗП от удельного коэффициента продуктивности. Точность полученной модели классификации выделенных кластеров на основе методов машинного обучения составила 84 %. При использовании данного подхода коэффициент детерминации изменен с 0,76 до 0,96, средняя абсолютная ошибка проницаемости ПЗП уменьшена с 0,018 до 0,007 мкм².

В будущих исследованиях планируется исследование применения рекуррентных и сверточных искусственных нейронных сетей для оценки состояния ПЗП.

Выводы

1. Построена модель множественной линейной регрессии для прогнозирования проницаемости ПЗП скважин карбонатного объекта, характеризующаяся коэффициентом детерминации 0,76 и средней абсолютной ошибкой 0,018 мкм².
2. Исследовано влияние эксплуатационных и геологических параметров скважин на зависимость проницаемости ПЗП от удельного коэффициента продуктивности и установлен наиболее значимый – обводненность добываемой продукции.
3. Разработана методика прогнозирования проницаемости ПЗП с помощью статистических методов на основе предварительной кластеризации исходных данных и их классификации подходами машинного обучения. Использование данного подхода позволило повысить коэффициент детерминации с 0,76 до 0,96 и уменьшить среднюю абсолютную ошибку прогнозирования проницаемости ПЗП с 0,018 до 0,007 мкм².

4. A fast method of waterflooding performance forecast for largescale thick carbonate reservoir / Y. Li, Q. Zhang, D. Wang, B. Song, P. Liu // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – Vol. 192. – Article 107227. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107227>
5. Kaminskaite I., Fisher Q.J., Michie E.A. Microstructure and petrophysical properties of deformation bands in high porosity carbonates // *Journal of Structural Geology*. – 2019. – Vol. 119. – P. 61–80. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jsg.2018.12.001>
6. Shedid A. Shedid. Vertical-horizontal permeability correlations using coring data // *Egyptian Journal of Petroleum*. – 2019. – Vol. 28. – P. 97–101. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2018.12.007>
7. The effectiveness of flow salinity waterflooding in naturally fractured reservoirs / F.A. Aljuboori, J.H. Lee, K.A. Elraies, K.D. Stephen // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – Vol. 191. – Article 107167. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107167>
8. Cordero J.A.R., Sanchez E.C.M., Roehl D. Integrated discrete fracture and dual porosity – dual permeability models for fluid flow in deformable fractured media // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – Vol. 175. – P. 644–653. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.12.053>
9. Özkaya S.I. Fracture modeling from borehole image logs and water invasion in carbonate reservoirs with layer-bound fractures and fracture corridors // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – Vol. 179. – P. 199–209. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.04.052>
10. A new empirical model for enhancing well log permeability prediction, using nonlinear regression method: Case study from Hassi-Berkine oil field reservoir – Algeria / H.E. Belhouchet, M.S. Benzagouta, A. Dobbi, A. Alquraishi, J. Duplay // *Journal of King Saud University – Engineering Sciences*. – 2021. – Vol. 33. – P. 136–145. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jksues.2020.04.008>
11. Machine Learning Approach Based Study of Production Forecasting and Factors Influencing the Multiphase Flow through Surface Chokes / W. Kaleem, S. Tewari, M. Fogat, D.A. Martyshev // *Petroleum*. – 2024. – Vol. 10 (2). – P. 354–371. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2023.06.001>
12. A novel connectivity-based hierarchical model for multi-scale fracture system in carbonate reservoir simulation / Y. Guo, Y. Liang, J. Li, B. Gong // *Fuel*. – 2019. – Vol. 250. – P. 327–338. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.03.048>
13. Hamada G., Joseph V. Developed correlations between sound wave velocity and porosity, permeability and mechanical properties of sandstone core samples // *Petroleum Research*. – 2020. – Vol. 5. – Iss. 4. – P. 326–338. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2020.07.001>
14. Flowing bottomhole pressure prediction for gas wells based on support vector machine and random samples selection / W. Chen, Q. Di, F. Ye, J. Zhang, W. Wang // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2017. – Vol. 42. – P. 18333–18342. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.04.134>
15. Применение машинного обучения для прогнозирования пластового давления при разработке нефтяных месторождений / Д.А. Мартюшев, И.Н. Пономарева, Л.А. Захаров, Т.А. Шадров // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2021. – Т. 332. – № 10. – С. 140–149. DOI: <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/10/3401>
16. Чухлов А.С., Сальникова О.Л., Черных В.И. Оценка влияния геолого-физических характеристик залежей со сложным геологическим строением на условия притока углеводородов // *Недропользование*. – 2022. – Т. 22. – № 1. – С. 9–14.
17. Reproduction of reservoir pressure by machine learning methods and study of its influence on the cracks formation process in hydraulic fracturing / E.V. Filippov, L.A. Zakharov, D.A. Martyshev, I.N. Ponomareva // *Journal of Mining Institute*. – 2022. – Vol. 258. – P. 924–932. DOI: <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.103>
18. Permeability prediction using logging data in a heterogeneous carbonate reservoir: A new self-adaptive predictor / P. Xu, H. Zhou, X. Liu et al. // *Geoenergy Science and Engineering*. – 2023. – Vol. 224. – Article 211635. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211635>
19. Prediction of permeability of highly heterogeneous hydrocarbon reservoir from conventional petrophysical logs using optimized data-driven algorithms / A. Sheykhinasab, A.A. Mohseni, A.B. Bahari et al. // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2023. – Vol. 13. – P. 661–689. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13202-022-01593-z>
20. Prediction of permeability from well logs using a new hybrid machine-learning algorithm / M. Matinkia, R. Hashami, M. Mehrad et al. // *Petroleum*. – 2023. – Vol. 9. – Iss. 1. – P. 108–123. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2022.03.003>
21. Porosity and permeability prediction using a transformer and periodic long short-term network / L. Yang, S. Fomel, S. Wang et al. // *Geophysics*. – 2023. – Vol. 88. – Iss.1. – P. IJF–Y3. DOI: <https://doi.org/10.1190/geo2022-0150.1>
22. Stanton-Yonge A., Mitchell T.M., Meredith P.G. The hydro-mechanical properties of fracture intersections: pressure-dependent permeability and effective stress law // *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*. – 2023. – Vol. 128. – Iss. 2. – Article e2022JB025516. DOI: <https://doi.org/10.1029/2022JB025516>
23. Bhattacharjee S., Minzoni M., Prather B.E. Investigating the controls on architecture and facies distribution of a carbonate ramp to shelf system: Insights from stratigraphic forward modeling of the Jurassic Smackover Formation, Gulf of Mexico // *Marine and Petroleum Geology*. – 2024. – Vol. 160. – Article 106622. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2023.106622>
24. Impact of effective stress on permeability for carbonate fractured-vuggy rocks / K. Sun, H Liu., J.Y. Leung et al. // *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*. – 2023. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2023.04.007>
25. Interporosity flow between matrix and fractures in carbonates: a study of its impact on oil production / D.A. Martyshev, I.N. Ponomareva, S. Davoodi, A. Kadhodaie // *Arabian Journal for Science and Engineering*. – 2024. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13369-024-09533-1>
26. Прогнозирование проницаемости призабойной зоны пласта при волновом воздействии / Ч. Ци, М.А. Гузев, В.В. Поплыгин, А.А. Куницких // *Записки Горного института*. – 2022. – Т. 258. – С. 998–1007. DOI: <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.59>
27. Дорфман М.Б., Сентемов А.А. Влияние фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта на эффективность кислотной обработки // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2020. – Т. 331. – № 2. – С. 124–130. DOI: <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/2/2488>

28. Вирстюк А.Ю., Микшина В.С. Применение регрессионного анализа для оценки эффективности работы нефтяных скважин с парафинистой нефтью // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 1. – С. 117–124. DOI: <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/1/2453>
29. Глушаков А.А., Архипов А.И., Афанаскин И.В. Модель взаимодействия скважин при заводнении слоисто-неоднородного нефтяного пласта в рамках концепции CRM-моделирования // Георесурсы. – 2024. – Vol. 26 (3). – P. 162–174. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.17>
30. Chaves G.S., Ferreira Filho V.J.M. Enhancing production monitoring: A back allocation methodology to estimate well flow rates and assist well test scheduling // Petroleum Research. – 2024. – Vol. 9 (3). – P. 369–379. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2024.03.008>
31. Rongbo S., Hua W., Lizhi X. Reservoir evaluation using petrophysics informed machine learning: A case study // Artificial Intelligence in Geosciences. – 2024. – Vol. 5. – Article 100070. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.aiig.2024.100070>
32. Classification of reservoir quality using unsupervised machine learning and cluster analysis: Example from Kadanwari gas field, SE Pakistan / A. Nafees, C. Jian, F. Xiaodong, et al. // Geosystems and Geoenvironment. – 2023. – Vol. 2 (1). – Article 100123. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.geogeo.2022.100123>

Информация об авторах

Андрей Витальевич Соромотин, инженер 1-й категории отдела проектирования, мониторинга и нейросетевой оптимизации разработки Северной группы месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3а. s@soromotinav.ru; <https://orcid.org/0000-0002-6535-6134>

Дмитрий Александрович Мартюшев, доктор технических наук, профессор кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета, Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29. martyushevd@inbox.ru; <https://orcid.org/0000-0002-5745-4375>

Поступила в редакцию: 15.02.2024

Поступила после рецензирования: 02.05.2024

Принята к публикации: 11.11.2024

REFERENCES

1. Li Y., Kang Z., Xue Z., Zheng S. Theories and practices of carbonate reservoirs development in China. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, vol. 45, Iss. 4, pp. 712–722. DOI: <https://doi.org/10.11698/PED.2018.04.12>
2. Zhang F., An M., Yan B., Wang Y., Han Y. A novel hydromechanical coupled analysis for the fractured vuggy carbonate reservoir. *Computers and Geotechnics*, 2019, vol. 106, pp. 68–82. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.compgeo.2018.10.013>
3. Chen Y., Zhao J.-H., Hu Q.-H. Origin of carbonate minerals and impacts on reservoir quality of the Wufeng and Longmaxi Shale, Sichuan Basin. *Petroleum Science*, 2023, vol. 20, Iss. 6, pp. 3311–3336. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.08.012>
4. Li Y., Zhang Q., Wang D., Song B., Liu P. A fast method of waterflooding performance forecast for largescale thick carbonate reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 192, Article 107227. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107227>
5. Kaminskaite I., Fisher Q.J., Michie E.A. Microstructure and petrophysical properties of deformation bands in high porosity carbonates. *Journal of Structural Geology*, 2019, vol. 119, pp. 61–80. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jsg.2018.12.001>
6. Shedid A. Shedid. Vertical-horizontal permeability correlations using coring data. *Egyptian Journal of Petroleum*, 2019, vol. 28, pp. 97–101. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2018.12.007>
7. Aljuboori F.A., Lee J.H., Elraies K.A., Stephen K.D. The effectiveness of flow salinity waterflooding in naturally fractured reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 191, Article 107167. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107167>
8. Cordero J.A.R., Sanchez E.C.M., Roehl D. Integrated discrete fracture and dual porosity – dual permeability models for fluid flow in deformable fractured media. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 175, pp. 644–653. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.12.053>
9. Özkaya S.I. Fracture modeling from borehole image logs and water invasion in carbonate reservoirs with layer-bound fractures and fracture corridors. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 179, pp. 199–209. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.04.052>
10. Belhouchet H.E., Benzagouta M.S., Dobbai A., Alquraishi A., Duplay J. A new empirical model for enhancing well log permeability prediction, using nonlinear regression method: case study from Hassi-Berkine oil field reservoir – Algeria. *Journal of King Saud University – Engineering Sciences*, 2021, vol. 33, pp. 136–145. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jksues.2020.04.008>
11. Kaleem, W., Tewari, S., Fogat, M., Martyushev, D.A. Machine Learning Approach Based Study of Production Forecasting and Factors Influencing the Multiphase Flow through Surface Chokes. *Petroleum*, 2024, vol. 10, Iss. 2, pp. 354–371. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2023.06.001>

12. Guo Y., Liang Y., Li J., Gong B. A novel connectivity-based hierarchical model for multi-scale fracture system in carbonate reservoir simulation. *Fuel*, 2019, vol. 250, pp. 327–338. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.03.048>
13. Hamada G., Joseph V. Developed correlations between sound wave velocity and porosity, permeability and mechanical properties of sandstone core samples. *Petroleum Research*, 2020, vol. 5, Iss. 4, pp. 326–338. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2020.07.001>
14. Chen W., Di Q., Ye F., Zhang J., Wang W. Flowing bottomhole pressure prediction for gas wells based on support vector machine and random samples selection. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017, vol. 42, pp. 18333–18342. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.04.134>
15. Martyushev D.A., Ponomareva I.N., Zakharov L.A., Shadrov T.A. Application of machine learning for forecasting formation pressure in oil field development. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, Iss. 10, pp. 140–149. DOI: <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/10/3401>
16. Chuhlov A.S., Salnikova O.L., Chernyh V.I. Influence evaluation of geological and physical characteristics of reservoirs with a complex geological structure on the conditions of hydrocarbons inflow. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2022, vol. 22, no. 1, pp. 9–14. (In Russ.)
17. Filippov E.V., Zakharov L.A., Martyushev D.A., Ponomareva I.N. Reproduction of reservoir pressure by machine learning methods and study of its influence on the cracks formation process in hydraulic fracturing. *Journal of Mining Institute*, 2022, vol. 258, pp. 924–932. DOI: <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.103>
18. Xu P., Zhou H., Liu X. Permeability prediction using logging data in a heterogeneous carbonate reservoir: A new self-adaptive predictor. *Geoenergy Science and Engineering*, 2023, vol. 224, Article 211635. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211635>
19. Sheykhinasab A., Mohseni A.A., Bahari A.B. Prediction of permeability of highly heterogeneous hydrocarbon reservoir from conventional petrophysical logs using optimized data-driven algorithms. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2023, vol. 13, pp. 661–689. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13202-022-01593-z>
20. Matinkia M., Hashami R., Mehrad M. Prediction of permeability from well logs using a new hybrid machine-learning algorithm. *Petroleum*, 2023, vol. 9, Iss. 1, pp. 108–123. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2022.03.003>
21. Yang L., Fomel S., Wang S. Porosity and permeability prediction using a transformer and periodic long short-term network. *Geophysics*, 2023, vol. 88, pp. IJF–Y3. DOI: <https://doi.org/10.1190/geo2022-0150.1>
22. Stanton-Yonge A., Mitchell T.M., Meredith P.G. The hydro-mechanical properties of fracture intersections: pressure-dependent permeability and effective stress law. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2023, vol. 128, Iss. 2, Article e2022JB025516. DOI: <https://doi.org/10.1029/2022JB025516>
23. Bhattacharjee S., Minzoni M., Prather B.E. Investigating the controls on architecture and facies distribution of a carbonate ramp to shelf system: insights from stratigraphic forward modeling of the Jurassic Smackover Formation, Gulf of Mexico. *Marine and Petroleum Geology*, 2024, vol. 160, Article 106622. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2023.106622>
24. Sun K., Liu H., Leung J.Y. Impact of effective stress on permeability for carbonate fractured-vuggy rocks. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2023.04.007>
25. Martyushev D.A., Ponomareva I.N., Davoodi S., Kadkhodaie A. Interporosity flow between matrix and fractures in carbonates: a study of its impact on oil production. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13369-024-09533-1>
26. Qi Chengzhi, Guzew M.A., Poplygin V.V., Kunitskih A.A. Predicting the permeability of the near-bottomhole zone during wave impact. *Journal of Mining Institute*, 2022, vol. 258, pp. 998–1007. (In Russ.) DOI: <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.59>
27. Dorfman M.B., Sentemov A.A. Influence of reservoir properties of the bottomhole zone on acidizing efficiency. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 2, pp. 124–130. (In Russ.) DOI: <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/2/2488>
28. Virstyuk A.Yu. Mikshina V.S. Application of regression analysis to evaluate the efficiency of oil well operating with the paraffin oil. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no 1, pp. 117–124. (In Russ.) DOI: <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/1/2453>
29. Glushakov A.A., Arhipov A.I., Aafanaskin I.V. Model of well interference during waterflooding of a layered heterogeneous oil reservoir within the framework of the CRM modeling concept. *Georesursy*, 2024, vol. 26, no 3, pp. 162–174. (In Russ.) DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.17>
30. Chaves G.S., Ferreira Filho V.J.M. Enhancing production monitoring: A back allocation methodology to estimate well flow rates and assist well test scheduling. *Petroleum Research*, 2024, vol. 9, Iss. 3, pp. 369–379. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2024.03.008>
31. Rongbo S., Hua W., Lizhi X. Reservoir evaluation using petrophysics informed machine learning: A case study. *Artificial Intelligence in Geosciences*, 2024, vol. 5, Article 100070. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.aiig.2024.100070>
32. Nafees A., Jian C., Xiaodong F. Classification of reservoir quality using unsupervised machine learning and cluster analysis: Example from Kadanwari gas field, SE Pakistan. *Geosystems and Geoenvironment*, 2023, vol. 2, Iss. 1, Article 100123. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.geogeo.2022.100123>

Information about the authors

Andrey V. Soromotin, 1st category engineer, LLC “LUKOIL-Engineering”, 3a, Permskaya street, Perm, 614015, Russian Federation. s@soromotinav.ru; <https://orcid.org/0000-0002-6535-6134>

Dmitriy A. Martyushev, Dr. Sc., Professor, Perm National Research Polytechnic University, 29, Komsomolsky avenue, Perm, 614990, Russian Federation. martyushevd@inbox.ru, <https://orcid.org/0000-0002-5745-4375>

Received: 15.02.2024

Revised: 02.05.2024

Accepted: 11.11.2024

УДК 550.83+552.5+553.984
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4832
Шифр специальности ВАК: 1.6.9

Определение условий осадконакопления песчаных пород при вычислении содержания бора по материалам ГИС

И.С. Ходоров✉, И.А. Мельник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

✉ish11@tpu.ru

Аннотация. Актуальность. Определение условий осадконакопления песчаных пород-коллекторов является важной частью при поиске новых залежей и эффективной разработке месторождений углеводородов. Содержание бора в песчаниках позволяет установить палеосоленость среды седиментации. Существует множество различных методов определения концентрации бора по керну, однако часто качество горного материала, извлекаемого из скважины, не позволяет проводить подобные исследования, либо керн из необходимого интервала вовсе не отбирался. Поэтому возникает необходимость применения альтернативных методик для изучения содержания бора в коллекторах. **Цель.** Определение относительного содержания бора в песчаниках яронгской свиты одного из месторождений полуострова Ямал по данным геофизических исследований скважин и выявление закономерностей его накопления с учетом фациальных обстановок, выделенных с использованием классических методов. **Методы.** Определение геохимических показателей по данным геофизических исследований скважин, выделение электрофациальных моделей с использованием методики В.С. Муромцева, классические методы определения условий осадконакопления по данным керна и геофизических исследований скважин. **Результаты и выводы.** Определено относительное содержание бора в терригенных коллекторах только по данным геофизических исследований скважин. Установлены фациальные условия осадконакопления пород на исследуемой территории. Выявлена связь между концентрацией бора в песчаниках и условиями их седиментации. Установлено, что интенсивность накопления бора в терригенных коллекторах главным образом связана с гидродинамической активностью среды седиментации при учете палеосолености бассейна. Относительное содержание бора при наложении на фациальную карту позволяет получить дополнительную информацию, не противоречащую полученной с использованием традиционных методов.

Ключевые слова: бор, фациальный анализ, геофизические методы исследования скважин, терригенный коллектор, гидродинамическая активность среды седиментации, палеосоленость, Ямало-Ненецкий автономный округ

Для цитирования: Ходоров И.С., Мельник И.А. Определение условий осадконакопления песчаных пород при вычислении содержания бора по материалам ГИС // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 1. – С. 61–69. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4832

UDC 550.83+552.5+553.984
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4832

Determination of sedimentation conditions of sandy rocks when calculating boron content from logging data

I.S. Khodorov✉, I.A. Melnik

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

✉ish11@tpu.ru

Annotation. Relevance. Determination of sedimentation conditions of sandy reservoir rocks is an important part in the search for new deposits and in effective development of hydrocarbon fields. Boron content in sandstones allows establishing the palaeosalinity of the sedimentation environment. There are many different methods for determining boron concentration from cores, but often the quality of the rock material extracted from the well does not allow such studies to be carried out, or

the core from the required interval has not been sampled at all. Therefore, there is a need for alternative techniques to study boron content in reservoirs. **Aim.** Determination of relative boron content in sandstones of the Yaronga Formation of one of the fields of the Yamal Peninsula based on the data of geophysical well surveys and identification of the regularities of its accumulation taking into account the facies settings identified using classical methods. **Methods.** Determination of geochemical parameters from the data of geophysical well surveys, identification of electrofacial patterns using the methodology of V.S. Muromtsev, classical methods of determining the conditions of sedimentation from the data of core and geophysical well surveys. **Results and conclusions.** The relative boron content in terrigenous reservoirs has been determined only on the basis of geophysical well studies. The authors have established the facies conditions of sedimentation of rocks in the study area and revealed the relationship between boron concentration in sandstones and conditions of their sedimentation. It was found that the intensity of boron accumulation in terrigenous reservoirs is mainly related to the hydrodynamic activity of the sedimentation environment, taking into account the palaeosalinity of the basin. The relative boron content when superimposed on the facies map allows us to obtain additional information not contradicting that obtained using traditional methods.

Key words: boron, facies analysis, geophysical studies of wells, terrigenous reservoir, hydrodynamic activity of sedimentation medium, palaeosalinity, Yamalo-Nenets Autonomous Okrug

For citation: Khodorov I.S., Melnik I.A. Determination of sedimentation conditions of sandy rocks when calculating boron content from logging data. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 1, pp. 61–69. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4832

Введение

Изучение фациальных условий осадконакопления пород-коллекторов является важной частью разработки новых месторождений углеводородов [1–5]. Основными источниками информации о коллекторе являются керн и результаты геофизических методов исследований скважин (ГМИС), но зачастую качество горного материала не позволяет в полной мере изучить состав и свойства породы, либо керн вообще не отбирался.

В настоящее время особое внимание уделяется совершенствованию технологий проведения ГМИС и их интерпретации при бурении с большим отходом от вертикали [6], ввиду сложности отбора и сохранения качества керна из интервалов с высокими зенитными углами. Каротажные исследования играют важную роль при разработке сланцевых коллекторов [7], где требуется максимальная точность проводимых исследований для повышения экономической эффективности. Современные вычислительные мощности позволяют применять методы машинного обучения при проведении интерпретации данных ГМИС. С их помощью определяются палеоусловия осадконакопления, облегчаются процессы фациального анализа, автоматизируются решения многих рутинных задач, которые повышают точность результатов исследований [8–10].

В целом геофизические исследования скважин в отсутствие керна предоставляют возможности получения важной информации о геологическом строении отдельных территорий: при интерпретации данных ГМИС можно определить литологический состав, границы слоёв, последовательность и закономерности залегания пластов, а также оценить характер насыщения коллекторов и нефтегазонасыщенность. Однако при стандартной интерпретации каротажных диаграмм ценная геохимиче-

ская информация остается сокрыта, например, концентрация бора, являющаяся индикатором палеосолёности воды и её гидродинамики.

В монографии [11] было выявлено, что содержание бора зависит от генезиса осадков, минералогического состава пород, наличия в них органического вещества и т. д. В песчаниках основное количество бора связано с некоторыми породообразующими минералами, такими как мусковит и плагиоклаз. Главным носителем бора среди глинистых минералов является иллит [12]. В работах [13–15] проводилась реконструкция палеосолёности бассейна по содержанию изотопа бора B^{11} в карбонатах.

Цель данной работы – определение относительного содержания бора в песчаниках по данным ГМИС и выявление закономерностей его накопления с учетом фациальных обстановок, выделенных с использованием классических методов.

Методы

В природе бор встречается в виде двух стабильных изотопов: B^{10} – 20 % и B^{11} – 80 %. Они сильно различаются с точки зрения вероятности поглощения тепловых нейтронов (n). Микроскопические сечения поглощения потока тепловых нейтронов для B^{11} – 0,14 барн, а для B^{10} – 759 барн. Причем в сравнении с сечением поглощения нейтронов породообразующих элементов (например, Si – 0,16 барн; Al – 0,23 барн) сечение поглощения бора на 3–4 порядка выше [16]. Следовательно, влияние его содержания на плотность потока тепловых нейтронов в песчаной породе может быть весьма значимым. Рассмотрим алгоритм определения относительной концентрации бора (относительно исследуемого интервала) в песчаной породе по данным нейтрон-нейтронного каротажа скважин по тепловым нейтронам (ННКт) [17].

Ранее проведенные исследования распределений содержания бора в полимиктовых песчаных породах мезозоя (Западная Сибирь) выявили следующую закономерность – стандартное отклонение содержания от его среднего значения соответствуют $\varphi_B \sim 40\text{--}45\%$ [18]. Что намного превышает относительные отклонения почти всех породообразующих элементов (например, Si, $\varphi_{Si} \sim 10\text{--}15\%$), кроме железа. Величина дисперсии содержания элементов является показателем их химической активности, а чем больше величина произведения макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов и отклонения, тем значительней параметр отклика плотности потока нейтронного поля от содержания соответствующих химических элементов.

Таким образом, при постоянной общей пористости (w – водородосодержании) влияние изменения содержания бора на изменение плотности потока регистрируемых нейтронов должно быть доминирующим [17]. Известно, что пространственное распределение плотности потока тепловых нейтронов от точечного источника быстрых нейтронов можно описать с помощью уравнения двухгруппового диффузионного приближения [19, 17]:

$$N(r) = K \frac{\exp(-r/L_s) - \exp(-r/L_d)}{r \Sigma_a (L_s^2 - L_d^2)},$$

где K – коэффициент пропорциональности, зависящий от потока быстрых нейтронов, эффективности детектора и особенностей каротажного прибора; L_s – длина замедления быстрых нейтронов; L_d – длина диффузии тепловых нейтронов; Σ_a – макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов; r – расстояние от источника быстрых нейтронов до детектора тепловых нейтронов. Коэффициент увязки эмпирического и теоретического параметров определяется при калибровке, в каждом изучаемом песчаном интервале в результате соотношения N – среднего показания ННКт с вычисленным средним $N(r)$: $K = N(r)/N$.

При вычислении потока тепловых нейтронов можно использовать следующие редуцированные зависимости [17]. Длина замедления в основном зависит от водородосодержания: $L_s = jw^{-v}$, а длина диффузии: $L_d = \frac{\sqrt{Txw^{-z}}}{\Sigma_a}$, где T – температура

пласта; x, j, v, z – эмпирические коэффициенты, обусловленные содержанием породы каждого исследуемого интервала и характеристиками источника нейтронов. Данные коэффициенты определяются в процессе калибровки программы [17].

Макроскопическое сечение поглощения вычисляется по формуле [19]:

$$\Sigma_a = \rho N_a \sum_i \frac{\sigma_i C_i}{A_i},$$

где ρ – плотность породы; N_a – число Авогадро; σ_i – микроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов i -м элементом; C_i – содержание i -го элемента; A_i – атомный вес элемента.

В исследуемой полимиктовой песчаной породе при постоянном водородосодержании на изменение более чем 95 % плотности потока нейтронов оказывают влияния 10 породообразующих элементов, а также бор, гадолиний и самарий. Причем влияние бора в песчаниках на поток тепловых нейтронов составляет более 40 %. Поэтому, определив по ННКт водородосодержание породы и включив его с остальными известными 12-тью элементами в двухгрупповое диффузионное уравнение, можно на основании равенства $N(r) = kN$ вычислить содержание бора. Причем с целью вычисления относительных концентраций содержания части породообразующих и редкоземельных элементов связывают линейной зависимостью с глинистостью песчаной породы, а другую часть – с карбонатностью. Кремний определяется в результате нормировки суммы окиси элементов на единицу: $\sum_i (C_i + \zeta_i) = 1$, где

ζ – весовой коэффициент кислорода. Петрофизические данные определяются по материалам ГМИС [17].

Лабораторные исследования песчаных пород пласта Ю_{1.2} Герасимовского месторождения, проводимые в конце 1980 г. и в начале 1990 г. в лаборатории нейтронно-активационного анализа Томского отделения СНИИГТиМС, выявили среднее содержание бора при соответствующем стандартном отклонении: $\langle C_B \rangle = 0,007 \pm 0,0029\%$. В качестве измерительных приборов применялись полупроводниковый детектор ДГДК-40, охлаждаемый жидким азотом, а также усилительный тракт регистрируемых гамма-импульсов с многоканальным анализатором. Использовался метод нейтронно-радиационного анализа элементов на установке УНР-1 с изотопным источником нейтронов: Cf^{252} с интенсивностью $\sim 10^7$ нейтрон/с. Нейтронным потоком облучались образцы ядра массой 150–300 грамм. Измерялся энергетический спектр радиационного захвата, где регистрировалась площадь пика энергией 477,6 кэВ, соответствующая энергии гамма-кванта при альфа-распаде: $B^{10}(n, \alpha)$. Далее проводилось сравнение полученного результата с результатами измерения стандарта. Ошибка при измерении бора с его содержанием до минимальной величины 0,003 % не превышала $\pm 5\%$ относительных единиц.

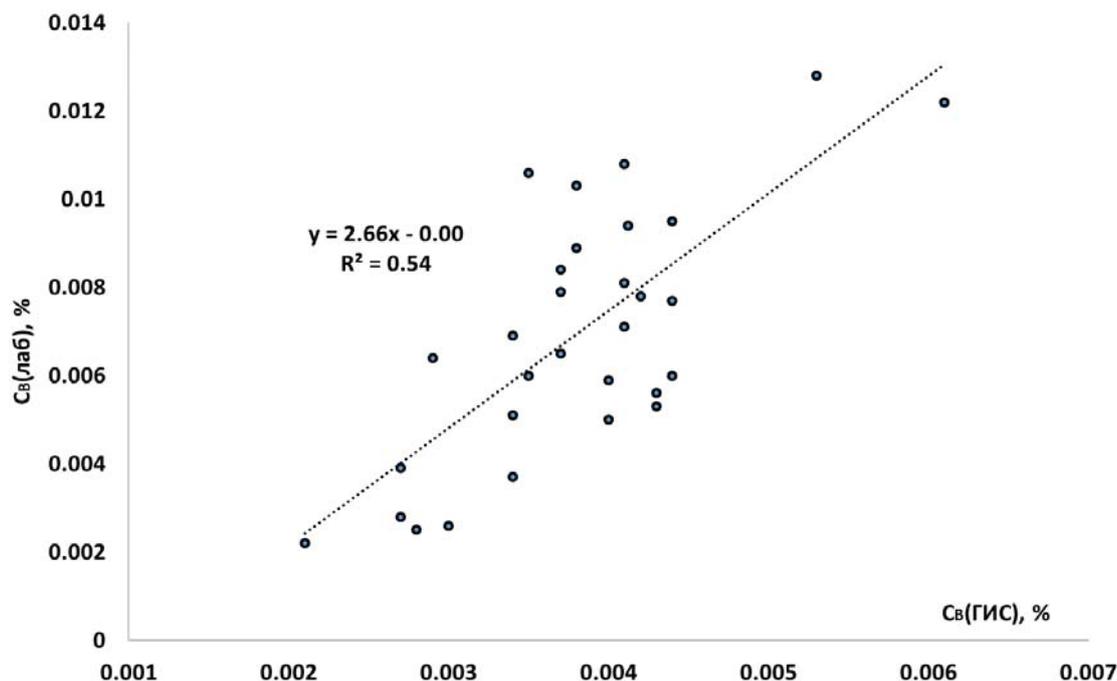


Рис. 1. Сопоставление содержания бора в песчаной породе Ю₁₋₂ Герасимовского месторождения, определенного лабораторным способом и по материалам ГМИС

Fig. 1. Comparison of boron content in sandy rock Y₁₋₂ of Gerasimovskoe deposit determined by laboratory method and by log data

Приведённый результат сопоставления содержания бора, определенных различными методами, с его высоким коэффициентом корреляции: $R=+0,74$ (рис. 1), при условии лабораторного метода в качестве «истинного» значения позволяет утверждать то, что метод вычисления содержания бора по НКТ релевантный и обладает свойством валидности.

В работе [20] показано, что песчаный коллектор можно рассматривать как открытую динамическую систему. Внутренние преобразования открытой равновесной системы происходят при поступлении внешних источников влияния, меняющих состояние системы.

$$I = Q \frac{\Delta\tau}{\Delta t},$$

где Q – постоянный параметр, отражающий интенсивность процесса в отсутствие внешнего воздействия в палеореальном времени; $\Delta\tau$ – период времени внутреннего преобразования количественных характеристик элементов системы; Δt – период времени течения внешнего фактора воздействия (гидродинамики) в пределах радиуса влияния на внутренние элементы [20].

Статистическое распределение интенсивности процесса преобразования системы всегда будет иметь полимодальный вид, причем каждая мода будет соответствовать определенному состоянию процесса, при котором происходит изменение времени внутреннего или внешнего воздействия на

систему. Содержание бора будет эквивалентно интенсивности процесса накопления, а нормировка его содержания на коэффициент глинистости дает возможность ассоциировать относительное содержание только с минерализацией и гидродинамикой. Данную концепцию практически можно применять как вспомогательный инструмент в комплексе с классическими методами исследований ГМИС и керна для определения фациальных условий осадконакопления терригенных пластов. За индикатор изменения условий палеообстановки в данном случае можно принять содержание бора, так как его накопление в результате сорбционных процессов эффективнее в морской воде (щелочной среде), чем в пресных и малосоленых водах озер континента. Таким образом, за изменение внутреннего времени преобразования $\Delta\tau$ системы будет отвечать палеосоленость среды осадконакопления пород коллекторов, а за изменение времени внешнего преобразования Δt – гидродинамическая обстановка среды седиментации (волновая активность).

Условия формирования пород определялись по результатам изучения фактического горного материала, полученного в результате отбора керна при бурении разведочных скважин на исследуемой территории (определение структурно-текстурных особенностей, вещественного состава пород), а также по данным ГМИС с выделением электрофациальных моделей по методике В.С. Муромцева [21].

Результаты исследования

В качестве объектов исследования были выбраны терригенные породы яронгской свиты одного из месторождений полуострова Ямал. Исследуемый цикллит представлен переслаиванием песчаников и алевролитов. В процентном соотношении преобладают песчаники (47 %) над алевролитами (37 %) [22].

Толщина песчаных прослоев от 1–5 мм до 11 см. В слойках песчаников развита тонкая полого- и косоволнистая, иногда срезанная, слоистость, подчеркнутая слюдисто-углистым и слюдисто-глинисто-углистым материалом, иногда с примесью сидерита; иногда отмечается однородная текстура.

Толщина глинистых прослоев от долей мм до 15 см. В однородных глинистых прослоях отмечаются следы затекания песчаного материала, в участках переслаивания наблюдается волнистая, волнисто-линзовидная, иногда пологая и горизонтальная тонкая слоистость, следы взмучивания, нагрузки и оседания. Повсеместно присутствуют тонкорассеянный углефицированный растительный аттрит, присыпки слюды на отдельных плоскостях наслоения, в отдельных глинистых слойках наблюдаются норки от ползания илоедов типа *Chondrites* и *Planolites* и пиритовая минерализация.

Алевролиты серые от крупно-мелкозернистых до мелкозернистых с неравномерной примесью песчаного и глинистого материала, участками однородные, но чаще слоистые с волнистой и комковато-узловатой слоистостью за счет скоплений и включений светло-серого песчаного материала. По слою следы взмучивания, тонкорассеянный уг-

лефицированный растительный аттрит и присыпки мелких чешуек слюды на плоскостях наслоения.

С использованием метода определения геохимических элементов по материалам ГМИС было рассчитано относительное содержание бора на исследуемой территории. Гистограмма мультимодального статистического распределения относительного содержания бора, нормированного на коэффициент глинистости, имеет полимодальную форму (рис. 2) [23].

Относительное содержание бора в песчаниках пласта ХМ₂ меняется в интервале 0,02–0,053 %.

По результатам комплекса исследований была построена литолого-фациальная карта (рис. 3), на которую нанесены средние значения относительного содержания бора по скважинам.

Всего выделены четыре фациальные обстановки, характеризующие фации прибрежной полосы моря: крупно-среднезернистых песков гребневых частей баров, среднезернистых песков центральных частей баров; средне-мелкозернистых песков и алевролитов склоновых частей баров и песчано-алевролитовых осадков подножий баров.

Фаии крупно-среднезернистых песков гребневых частей баров прибрежной полосы моря (ПГБ-ПМ) отмечены в районе скважин 204, 203, 19. Общая толщина отложений 37,9–47,4 м, толщина песчаников 27,5–37,0 м. Песчаники занимают три четверти пласта ($K_{\text{песч}}=0,76–0,85$). Отложения формировались в условиях высокой гидродинамической активности водной среды ($\alpha_{\text{ПС}}=0,7–0,94$). Относительное содержание бора изменяется в интервале 0,028–0,051 %.

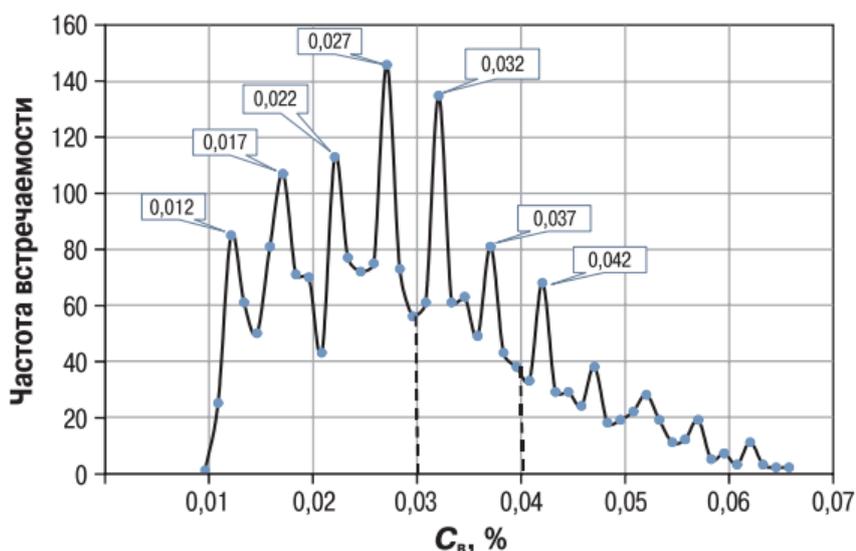


Рис. 2. Гистограмма распределения относительного содержания бора в меловых песчаных пластах углеводородных месторождений полуострова Ямал [23]

Fig. 2. Histogram of distribution of relative boron content in Cretaceous sand beds of hydrocarbon fields of the Yamal Peninsula [23]

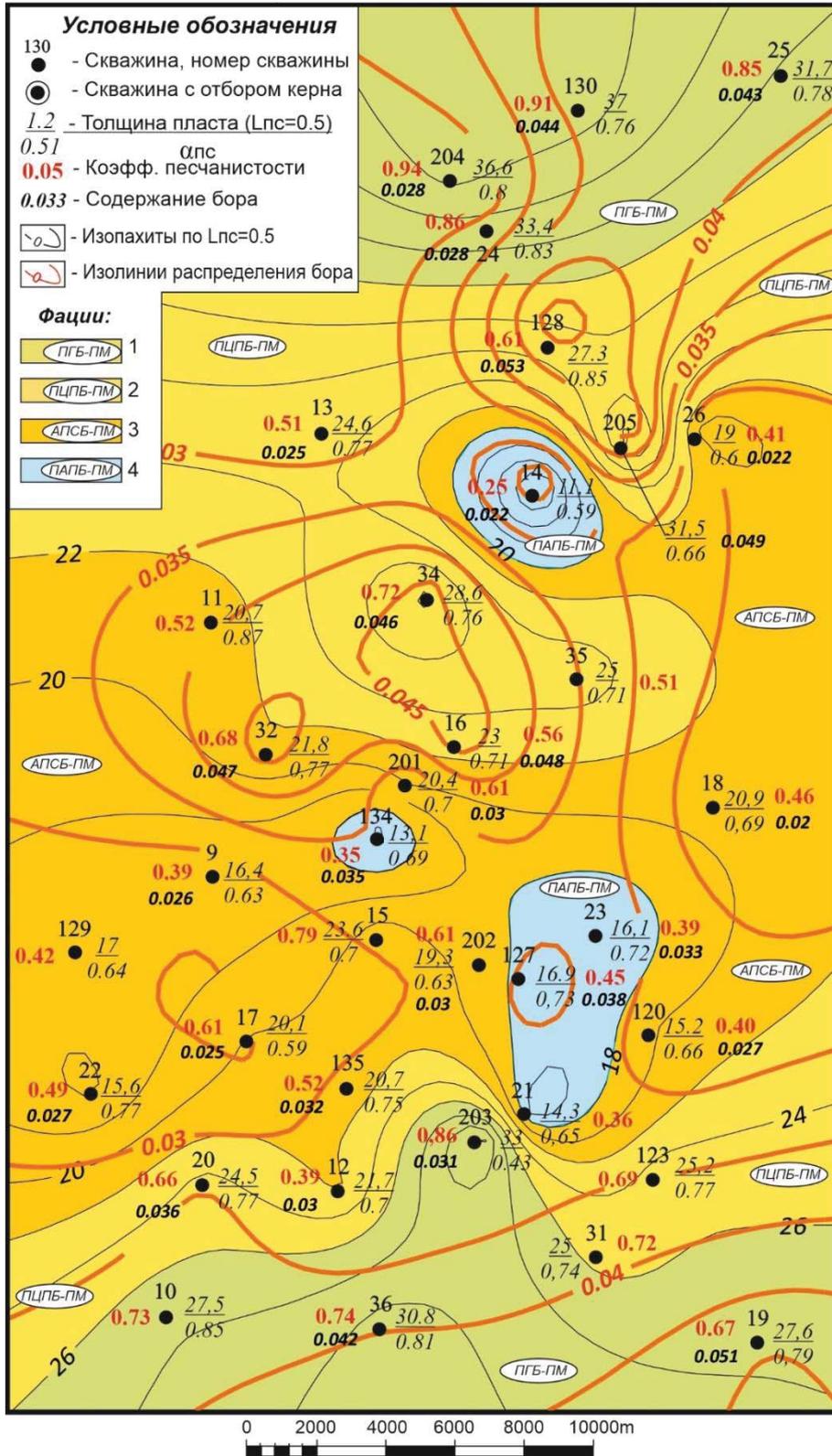


Рис. 3. Литолого-фациальная карта и характер распределения относительного содержания бора в пласте KhM_2 одного из месторождений п-ва Ямал; фации: 1 – крупно-среднезернистых песков гребневых частей баров; 2 – среднезернистых песков центральных частей баров; 3 – средне-мелкозернистых песков и алевритов склоновых частей баров; 4 – песчано-алевритовых осадков подножий баров

Fig. 3. Lithological and facies map and distribution of relative boron content in the KhM_2 reservoir of one of the Yamal Peninsula fields; facies: 1 – coarse-medium-grained sands of the crest parts of the bars; 2 – medium-grained sands of the central parts of the bars; 3 – medium-fine-grained sands and siltstones of the slope parts of the bars; 4 – sandy-siltstone sediments of the bar foothills

Фации среднезернистых песков центральных частей баров (ПЦПБ-ПМ) установлены в районе скважин 34 и 123. Общая толщина отложений 40,8–48,5 м, толщина песчаников 21,7–31,5 м. Песчаники занимают большую часть пласта ($K_{\text{песч}}=0,7-0,85$). Отложения формировались в условиях высокой и средней гидродинамической активности водной среды ($\alpha\text{ПС}=0,4-0,72$). Относительное содержание бора изменяется в интервале 0,025–0,053 %.

Фации средне-мелкозернистых песков и алевритов склоновых частей баров прибрежной полосы моря (АПСБ-ПМ) установлены в районе скважин 201, 18 и 22. Общая толщина отложений 36,0–46,5 м, толщина песчаников 15,2–21,8 м. Коэффициент песчаности изменяется от 0,59 до 0,87. Песчаники накапливались в условиях изменчивой водной среды от низкого до высокого уровня (максимальное значение $\alpha\text{ПС}=0,79$). Относительное содержание бора изменяется в интервале 0,02–0,047 %.

Фации песчано-алевритовых осадков подножий баров прибрежной полосы моря (ПАПБ-ПМ) отмечены в скважинах 23, 127. Общая толщина отложений колеблется от 37,7 до 43,6 м, толщина песчаников по $\alpha\text{ПС}=0,5$ изменяется в интервале 11,1–16,9 м. Отложения накапливались преимущественно в условиях низкодинамичной водной среды, периодически возрастающей до среднего уровня (максимальное значение $\alpha\text{ПС}=0,45$). Относительное содержание бора колеблется от 0,022 до 0,038 %.

Обсуждение результатов

Обогащенные бором песчаники располагаются в южной и северо-восточной части территории (значения $C_{\text{в}}$ 0,04–0,044 %) и имеют генетическую связь с фациями гребневых частей баров, сформированными в условиях очень высокой гидродинамической активности водной среды при сильной минерализации вод. Вероятно, снижение относительного со-

держания бора в северо-западной части территории обусловлено наличием в этой зоне пресноводного источника, снижающего минерализацию.

Зоны, в которых значение среднего относительного содержания бора колеблется в интервале 0,025–0,03 %, располагаются в центральной части территории и приурочены к фациям средних и склоновых частей баров. Для этих участков характерно увеличение минерализации воды и снижение гидродинамической активности.

Увеличение $C_{\text{в}}$ (0,03–0,04 %) наблюдается в центральной части территории в области фаций центральных частей баров, где присутствует рост гидродинамической активности воды ($\alpha\text{ПС}$ 0,8–0,87) при повышенной минерализации.

В районах скважин 134 и 127 относительное содержание бора изменяется в интервале 0,035–0,04 %, что обусловлено снижением гидродинамической активности до II уровня при постоянной высокой солёности воды (фации склоновых частей баров). Значение относительного содержания бора в районе скважины 14 также свидетельствует о наличии альтернативного пресноводного потока с северо-запада, снижающего общую минерализацию в этой зоне и ухудшающего аккумуляцию бора при относительно невысокой волновой активности.

По полученным данным была составлена таблица, условно характеризующая интервал изменения относительного содержания бора и фациальные условия осадконакопления.

При анализе полученных данных видно, что характер распределения и накопления относительного содержания бора в песчаных пластах при учете палеосолёности бассейна в большей степени зависит от гидродинамических условий осадконакопления: чем выше динамика водной среды, тем интенсивнее накопление бора в системе.

Таблица. Соотношение мод и фациальных обстановок осадконакопления

Table. Correlation of modes and facies settings of sedimentation

$C_{\text{в}}$, %	Интервал измерения $C_{\text{в}}$, % $C_{\text{в}}$ measurement interval, %	Фациальные условия/Facies conditions
0,022	0,0209–0,0245	Склоновые части баров с пониженной гидродинамической активностью и средней минерализацией вод Slope parts of bars with reduced hydrodynamic activity and average water salinity
0,027	0,0246–0,03	Средние и склоновые части баров, увеличение минерализации водной среды и повышенная волновая активность Middle and sloping parts of bars, increased salinity of the aquatic environment and increased wave activity
0,032	0,0301–0,0358	Средние и центральные части баров с периодическим активным течением вод, прибрежное мелководье Middle and central parts of bars with periodic active water currents, coastal shallow waters
0,037	0,0359–0,04	Центральные и гребневые части баров с постоянным активным волновым течением или подножья баров с низкой гидродинамической активностью, но высокой минерализацией Central and crest parts of bars with constant active wave currents or foothills of bars with low hydrodynamic activity but high mineralisation
0,042	0,0401–0,0433	Гребневые части баров, активный волновой режим при высокой минерализации Crest parts of bars, active wave regime at high mineralisation

Заключение

По результатам проведенного комплекса исследований можно сделать следующие выводы:

1. Метод определения геохимических элементов по данным ГМИС позволяет получать достоверные данные о содержании бора в терригенных полимиктовых песчаниках при отсутствии кернового материала.
2. Относительное содержание бора, определенное по данным ГМИС, в комплексе с фациальным анализом, позволяет получать дополнительную информацию о коллекторе, которая не противоречит данным, полученным с использованием традиционных методов исследования.
3. На интенсивность накопления относительного содержания бора в песчаниках главным образом оказывает влияние гидродинамическая активность среды седиментации при учете палеосолёности: высокая волновая активность способствует лучшему накоплению бора в песчаниках.
4. Добавление альтернативного пресноводного течения существенно снижает интенсивность накопления бора в песчаниках ввиду снижения общей минерализации вод.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Reineck H.E., Singh I. B. Deposition sedimentary environments. – New York: Springer-Verlag, 1975. – 439 p.
2. Глестер Р.П., Нельсон Х.У. Роль гранулометрического анализа в определении фаций / пер. с англ. – М.: Всесоюзный центр перевода, 1976. – № Ц88456. – 82 с.
3. Конибир Ч.Э.Б. Палеоморфология нефтегазоносных песчаных тел / пер. с англ. – М.: Недра, 1979. – 255 с.
4. Selley R. Ancient sedimentary environments. – London: Chapman and Hall, 1985. – 294 p.
5. Reading H.G. Sedimentary environments and facies. – London: Blackwell scientific publications, 1986. – 615 p.
6. Ghosh S. A review of basic well log interpretation techniques in highly deviated wells // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2022. – Vol. 12. – P. 1889–1906. DOI: 10.1007/s13202-021-01437-2.
7. De S., Varma A.K., Sengupta D. Recent advances in well logging techniques for exploration of shale reservoirs // Unconventional Shale Gas Exploration and Exploitation. – 2024. – P. 49–67. DOI: 10.1007/978-3-031-48727-9_4.
8. Bestagini P., Lipari V., Tubaro S. A machine learning approach to facies classification using well logs // SEG Technical Program Expanded Abstracts. – 2017. – 5 p. DOI: 10.1190/segam2017-17729805.1
9. A new method based on multiresolution graph-based clustering for lithofacies analysis of well logging / X. Luo, J. Sun, J. Zhang, W. Liu // Computational Geosciences. – 2024. – Vol. 28 (3). – P. 1–12. DOI: 10.1007/s10596-024-10277-y.
10. Dixit N., McColgan P., Kusler K. Machine learning-based probabilistic lithofacies prediction from conventional well logs: a case from the Umiat Oil Field of Alaska // Energies. – 2020. – Vol. 13 (18). – 15 p. DOI: 10.3390/en13184862.
11. Валиев Ю.Я. Геохимия бора в юрских отложениях Гиссарского хребта. – М.: Наука, 1977. – 150 с.
12. Harder H. Boron content of sediments as a tool in facies analysis // Sedimentary Geology. – 1970. – Vol. 4. – P. 153–175. DOI: 10.1016/0037-0738(70)90009-6.
13. Boron isotopic compositions of middle Miocene to recent shallow-water carbonates from the South China Sea: assessing diagenetic effects and implications for paleoclimate change / X. Chen, F. Zhang, Y. Lin, M. Cao, H. Wei, C. Xu, C. Fan, S. Shen // Global and Planetary Change. – 2024. – Vol. 240. – P. 104511. DOI: 10.1016/j.gloplacha.2024.104511.
14. Boron isotopes as pH proxy: a new look at boron speciation in deep-sea corals using ¹¹B MAS NMR and EELS / C. Rollion-Bard, D. Blamart, J. Trebosc, G. Tricot, A. Mussi, J. Cuif // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 2011. – Vol. 75. – P. 1003–1012. DOI: 10.1016/j.gca.2010.11.023.
15. Investigating controls on boron isotope ratios in shallow marine carbonates / S. Zhang, M.J. Henehan, P.M. Hull, R.P. Reid, D.S. Hardisty, A.v.S. Hood, N.J. Planavsky // Earth and Planetary Science Letters. – 2017. – Vol. 458. – P. 380–393. DOI: 10.1016/j.epsl.2016.10.059.
16. Нейтронно-радиационный анализ / В.И. Гума, А.М. Демидов, В.А. Иванов, В.В. Миллер. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 64 с.
17. Мельник И.А. Выявление нефтегазонасыщенных низкоомных коллекторов на основе определения геохимических показателей по данным ГИС: автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – Томск, 2014. – 33 с.
18. Столбова Н.Ф. Бор в нефтегазоносных отложениях Западной Сибири // Известия Томского политехнического университета. – 2001. – Т. 304. – № 1. – С. 217–225.
19. Кожевников Д.А. Нейтронные характеристики горных пород и их использование в нефтепромысловой геологии. – М.: Недра, 1982. – 220 с.
20. Мельник И.А. Полиmodalность распределения вторичных каолинитов в открытых системах песчаных коллекторов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 8. – С. 17–29.
21. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
22. Ходоров И.С., Недоливко Н.М., Нечаева О.А. Литологические особенности, генетические признаки и условия формирования продуктивных отложений пласта ХМ₂ месторождения N (ЯНАО) // Ашировские чтения. – 2022. – № 1 (14). – С. 33–42.
23. Мельник И.А., Недоливко Н.М. Экстремумы дискретного распределения содержания бора как показатели гидродинамики осадконакопления // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 10. – С. 14–18.

Информация об авторах

Иван Сергеевич Ходоров, аспирант отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30; ish11@tpu.ru

Игорь Анатольевич Мельник, доктор геолого-минералогических наук, профессор отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. melnik@tpu.ru

Поступила в редакцию: 23.09.2024

Поступила после рецензирования: 10.11.2024

Принята к публикации: 28.11.2024

REFERENCES

1. Reineck H.E., Singh I.B. *Deposition sedimentary environments*. New York, Springer-Verlag, 1975. 439 p.
2. Glaister R.P., Nelson H.W. *The role of granulometric analysis in facies determination*. Translated from English. Moscow, All-Union Translation Center Publ., 1976. 82 p. (In Russ.)
3. Conybeare C.E.B. *Geomorphology of oil and gas fields in sandstone bodies*. Translated from English. Moscow, Nedra Publ., 1979. 255 p. (In Russ.)
4. Selley R. *Ancient sedimentary environments*. London, Chapman and Hall, 1985. 294 p.
5. Reading H.G. *Sedimentary environments and facies*. London, Blackwell scientific publications, 1986. 615 p.
6. Ghosh S. A review of basic well log interpretation techniques in highly deviated wells. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2022, vol. 12, pp. 1889–1906. DOI: 10.1007/s13202-021-01437-2.
7. De S., Varma A.K., Sengupta D. Recent advances in well logging techniques for exploration of shale reservoirs. *Unconventional Shale Gas Exploration and Exploitation*, 2024, pp. 49–67. DOI: 10.1007/978-3-031-48727-9_4.
8. Bestagini P., Lipari V., Tubaro S. A machine learning approach to facies classification using well logs. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, 2017, 5 p. DOI: 10.1190/segam2017-17729805.1
9. Luo X., Sun J., Zhang J., Liu W. A new method based on multiresolution graph-based clustering for lithofacies analysis of well logging. *Computational Geosciences*, 2024, vol. 28, no. 3, pp. 1–12. DOI: 10.1007/s10596-024-10277-y.
10. Dixit N., McColgan P., Kusler K. Machine learning-based probabilistic lithofacies prediction from conventional well logs: a case from the Umiat Oil Field of Alaska. *Energies*, 2020, vol. 13, no. 18, 15 p. DOI: 10.3390/en13184862.
11. Valiev Yu.Ya. *Geochemistry of boron in Jurassic sediments of the Gissar Ridge*. Moscow, Nauka Publ., 1977. 150 p. (In Russ.)
12. Harder H. Boron content of sediments as a tool in facies analysis. *Sedimentary Geology*, 1970, vol. 4, pp. 153–175. DOI: 10.1016/0037-0738(70)90009-6.
13. Chen X., Zhang F., Lin Y., Cao M., Wei H., Xu C., Fan C., Shen S. Boron isotopic compositions of middle Miocene to recent shallow-water carbonates from the South China Sea: assessing diagenetic effects and implications for paleoclimate change. *Global and Planetary Change*, 2024, vol. 240, pp. 104511. DOI: 10.1016/j.gloplacha.2024.104511.
14. Rollion-Bard C., Blamart D., Trebosc J., Tricot G., Mussi A., Cuif J. Boron isotopes as pH proxy: A new look at boron speciation in deep-sea corals using 11B MAS NMR and EELS. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2011, vol. 75, pp. 1003–1012. DOI: 10.1016/j.gca.2010.11.023.
15. Zhang S., Henehan M.J., Hull P.M., Reid R.P., Hardisty D.S., Hood A.v.S., Planavsky N.J. Investigating controls on boron isotope ratios in shallow marine carbonates. *Earth and Planetary Science Letters*, 2017, vol. 458, pp. 380–393. DOI: 10.1016/j.epsl.2016.10.059.
16. Guma V.I., Demidov A.M., Ivanov V.A., Miller V.V. *Neutron Radiation Analysis*. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1984. 64 p. (In Russ.)
17. Melnik I.A. *Detection of oil-gas saturated low resistivity reservoirs on the basis of determination of geochemical parameters from GIS data*. Dr. Dis. Tomsk, 2014. 33 p. (In Russ.)
18. Stolbova N.F. Boron in oil and gas bearing sediments of Western Siberia. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2001, vol. 304, no. 1, pp. 217–225. (In Russ.)
19. Kozhevnikov D.A. *Neutron characteristics of rocks and their use in oilfield geology*. Moscow, Nedra Publ., 1982. 220 p. (In Russ.)
20. Melnik I.A. Polymodality of secondary kaolinite distribution in open sandy reservoir systems. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 8, pp. 17–29. (In Russ.)
21. Muromtsev V.S. *Electrometric geology of sand bodies – lithologic traps of oil and gas*. Leningrad, Nedra Publ., 1984. 260 p. (In Russ.)
22. Khodorov I.S., Nedolivko N.M., Nechaeva O.A. Lithologic features, genetic features and conditions of formation of productive sediments of the KhM₂ formation of the N field (YNAO). *Ashirov Readings*, 2022, vol. 1, no. 14, pp. 33–42. (In Russ.)
23. Melnik I.A., Nedolivko N.M. Extremes of the discrete distribution of boron content as indicators of hydrodynamics of sedimentation. *Petroleum Engineering*, 2022, vol. 10, pp. 14–18. (In Russ.)

Information about the authors

Ivan S. Khodorov, Postgraduate Student, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. ish11@tpu.ru.

Igor A. Melnik, Dr. Sc., Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. melnik@tpu.ru

Received: 23.09.2024

Revised: 10.11.2024

Accepted: 28.11.2024

УДК 543.4/543.5/543.6/544.7:620.3

DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4763

Шифр специальности ВАК: 02.00.02, 02.00.05, 02.00.11

Аспекты улучшения метрологических характеристик сенсора на основе наночастиц палладия для определения метионина

Э.В. Горчаков^{1✉}, Д.О. Перевезенцева², Е.А. Вайтулевич², О.В. Дубинина²

¹ *Ставропольский краевой институт развития образования, повышения квалификации и переподготовки работников образования, Россия, г. Ставрополь*

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

✉ gorchakovedvard@mail.ru

Аннотация. *Актуальность* исследования связана с необходимостью количественного определения метионина в биогеохимических объектах, являющегося исходным веществом для синтеза белков, пептидов, донором метильных групп, участвует в биохимических процессах, в частности синтеза цистеина, содержится в козеине. Метионин находит широкое применение как фармакологический препарат, оказывая липотропное действие, положительно действует на функцию печени, усиливает синтез фосфолипида, холина, лецитина, обладает антидепрессивным действием через s-аденозил метионина, является радиопротектором и используется в диагностике рака. Метионин используется в качестве аминокислотной добавки к кормам в птицеводстве, скотоводстве, спортивном питании и медицине. **Цель:** установить зависимости метрологических характеристик электрохимических сенсоров при определении метионина от морфологических свойств наночастиц палладия и состава низкомолекулярных восстановителей, используемых для их синтеза. **Методы:** просвечивающая электронная микроскопия, циклическая вольтамперометрия. **Результаты и выводы.** Установлено влияние природы восстановителя на морфологические характеристики наночастиц палладия и состав их мицелл. В качестве восстановителей использовали боргидрид натрия, цитрат натрия и смесь боргидрида и цитрата натрия. Все синтезированные наночастицы имеют кубическую гранецентрированную кристаллическую решетку. Мицеллярный состав зависит от восстановительных свойств использованных реагентов. Установлены причины улучшения метрологических характеристик определения метионина на электрохимическом сенсоре на основе наночастиц палладия, полученных с использованием цитрата натрия, связанного с ростом оболочки на материале ядра наночастицы с образованием гетероструктуры.

Ключевые слова: наночастицы палладия, тетрахлолпалладиевая кислота, химическое восстановление, просвечивающая электронная микроскопия, электрохимические сенсоры

Для цитирования: Аспекты улучшения метрологических характеристик сенсора на основе наночастиц палладия для определения метионина / Э.В. Горчаков, Д.О. Перевезенцева, Е.А. Вайтулевич, О.В. Дубинина // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 1. – С. 70–79. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4763

UDC 543.4/543.5/543.6/544.7:620.3

DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4763

Aspects of improving metrological characteristics of a sensor based on palladium nanoparticles for methionine determination

E.V. Gorchakov^{1✉}, D.O. Perevezentseva², E.A. Vaitulevich², O.V. Dubinina²

¹ *Stavropol Regional Institute for the Development of Education, Advanced Training and Retraining of Educational Workers, Stavropol, Russian Federation*

² *National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation*

✉ gorchakovedvard@mail.ru

Abstract. Relevance. The need to accurately determine the concentration of methionine in various biogeochemical samples. This amino acid serves as a precursor for the biosynthesis of proteins and peptides, as well as a donor of methyl groups, making it an essential participant in numerous biochemical processes, including cysteine synthesis. Additionally, methionine can be found in certain proteins, such as casein. Methionine is a widely used pharmacological drug that has a lipotropic effect and a positive impact on liver function. It enhances the synthesis of phospholipids, choline, and lecithin, as well as having an antidepressant effect due to its *s*-adenosylmethionine content. It is also a radioprotector and can be used in cancer diagnosis. Methionine is commonly used as an amino acid supplement in poultry and cattle feed, as well as in sports nutrition and medicine. **Aim.** To investigate the dependence of the metrological characteristics of electrochemical sensors for methionine on the morphological properties of palladium nanoparticles and the composition of the low-molecular reducing agents used for their synthesis. **Methods.** Transmission electron microscopy, cyclic voltammetry. **Results and conclusions.** The paper considers the effect of the reducing agent nature on the morphological characteristics of palladium nanoparticles and the composition of their micelles. Sodium borohydride, sodium citrate, and a mixture of borohydride and sodium citrate were used as reducing agents. All the synthesized nanoparticles have a cubic face-centered crystal cell. The composition of the micelles depends on the reducing properties of the reagents used. The reasons for the improved metrological characteristics of methionine determination on an electrochemical sensor based on palladium nanoparticles obtained using sodium citrate are associated with the growth of a shell on the nanoparticle core material, forming a heterostructure.

Keywords: palladium nanoparticles, tetrachloropalladic acid, chemical reduction, transmission electron microscopy, electrochemical sensors

For citation: Gorchakov E.V., Perevezentseva D.O., Vaitulevich E.A., Dubinina O.V. Aspects of improving metrological characteristics of a sensor based on palladium nanoparticles for methionine determination. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 1, pp. 70–79. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4763

Введение

Метионин (Met) – серосодержащая незаменимая аминокислота, являющийся важнейшей структурной единицей белков и пептидов, донором метильных групп, необходим во многих биохимических процессах [1]. Как фармакологический препарат используется для обмена липидов и фосфолипида, усиливает синтез холина и лецитина в организме [2]. Met широко используется в качестве аминокислотной добавки к кормам в птицеводстве и скотоводстве, а также в спортивном питании и медицине [3, 4], поэтому необходимо контролировать его содержания в биогеохимических объектах [5].

В настоящее время для повышения чувствительности определения различных веществ широко используют наночастицы металлов, имеющих высокую каталитическую активность. Однако в большинстве исследований приводится только подбор различных составляющих компонентов для формирования сенсоров, чувствительных к определенным соединениям [6]. В литературе имеются разрозненные данные, в которых проводят выбор материалов для создания аналитических систем. При этом не проводят сравнение используемых материалов с уже описанными ранее в литературе, нет четкой систематизации зависимости чувствительных сенсоров для определения Met от природы наночастиц металлов.

Изменения в электронных и структурных свойствах наночастицы палладия (PdНЧ) по сравнению со свойствами массивных пленок на основе палладия приводят к большему соотношению площади поверхности PdНЧ к их объему и большой поверх-

ностной энергии [7], что повышает их каталитическую и электрохимическую активность. Поэтому PdНЧ широко используются для расширения возможностей электрохимических методов определения различных биоплатов [8, 9].

Традиционными методами определения веществ в биохимии являются оптические, хроматографические и гибридные методы [10, 11]. Между тем электрохимические методы обладают рядом достоинств по сравнению с большинством других физико-химических методов, используемых в биохимии, молекулярной биологии и медицинской диагностике. К таким достоинствам применения электрохимических сенсоров в анализе относятся их универсальность, высокая чувствительность определения, низкая стоимость оборудования и его доступность, простота и компактность, селективность и экспрессность определения [12, 13]. Использование твердых электродов в качестве электрохимических сенсоров в сложных реальных биологических системах для определения Met затруднено из-за высокого перенапряжения, приводящего к низкой селективности и перекрыванию вольтамперометрических сигналов [12, 13].

В качестве детектора при создании электрохимических сенсоров для определения Met широкое применение получили нанотрубки в сочетании с низкомолекулярными органическими веществами, например, витаминами [14, 15], полимерные комплексы с переносом заряда [16, 17], квантовые точки [18], наночастицы благородных металлов [19, 20].

Краткий обзор метрологических характеристик сенсоров при определении Met представлен в табл. 1.

Таблица 1. Метрологические характеристики электрохимических сенсоров при определении Мет

Table 1. Metrological characteristics of electrochemical sensors for methionine determination

Сенсор/метод Sensor/method	Аналит Analyte	ПО, моль/л PO, mol/l	Диапазон, моль/л Range, mol/l	Ссылка Reference
Ртутно-пленочный электрод/катодная вольтамперометрия Mercury film electrode/Cathode voltammetry	Комбикорм Compound feed	$2 \cdot 10^{-4}$	–	[14]
Углеродсодержащий электрод, модифицированный углеродными нанотрубками и пленкой витамина B ₁₂ /постоянно-токовая вольтамперометрия Carbon-containing electrode modified with carbon nanotubes and vitamin B ₁₂ film/direct current voltammetry	Лекарственные препараты Medications	$1 \cdot 10^{-7}$	$1 \cdot 10^{-7} - 5 \cdot 10^{-5}$	[15]
Стеклоуглеродный электрод, модифицированный пленкой политетрасульфоталоцианина никеля (II)/вольтамперометрия и амперометрия в условиях проточно-инжекционного анализа Glassy carbon electrode modified with nickel (II) polytetrasulfophthalocyanine film/voltammetry and amperometry under flow injection analysis conditions	Модельный водный раствор Model aqueous solution	$1 \cdot 10^{-9}$	$1 \cdot 10^{-9} - 10^{-6}$	[16]
Стеклоуглеродный электрод, модифицированный полиариленафталидом/дифференциально-импульсная вольтамперометрия Glassy carbon electrode modified with polyarylene phthalide/differential pulse voltammetry		$6,7 \cdot 10^{-2}$	–	[17]
Нанокompозит (угольнопастовый электрод) на основе ZnS/ZnAl ₂ S и 2-хорбензоилферроцен/квадратно-волновая вольтамперометрия Nanocomposite (carbon paste electrode) based on ZnS/ZnAl ₂ S and 2-horbenzoilferrocene/square wave voltammetry	Моча, плазма крови Urine, blood plasma	$10 \cdot 10^{-9}$	$5 \cdot 10^{-8} - 8 \cdot 10^{-4}$	[18]
Графитовый электрод, модифицированный коллоидными частицами золота/циклическая вольтамперометрия Graphite electrode modified with colloidal gold particles/cyclic voltammetry	Модельный водный раствор Model aqueous solution	$1 \cdot 10^{-13}$	–	[19]
Графитовый электрод, модифицированный коллоидными частицами палладия/циклическая вольтамперометрия Graphite electrode modified with colloidal palladium particles/cyclic voltammetry		$1 \cdot 10^{-12}$	$1 \cdot 10^{-12} - 1 \cdot 10^{-10}$	[20]

Как видно из таблицы, широкое практическое применение нанотрубок ограничивается низкой чувствительностью, узким диапазоном определяемых концентраций, составляющим 1–1,5 порядка, трудоемкостью изготовления рабочей поверхности сенсора, использованием импортных компонентов (графитовых нанотрубок), имеющих высокую стоимость, применением критического тока для процесса синтеза в режиме реального времени или модифицирования поверхности, приводящих к снижению количества рабочих циклов индикаторного электрода [15].

Использование полимерных комплексов с переносом заряда ограничено низкой чувствительностью, трудоемкостью изготовления сенсора на основе сложных по составу веществ и многостадийностью процесса модифицирования [16, 17].

Использование квантовых точек в сочетании с органическим комплексным соединением 2-хлорбензоилферроцена ZnS/ZnAl₂S с переносом заряда позволяет понизить чувствительность определения Мет до $1 \cdot 10^{-9}$ М в присутствии триптофана в реальных биологических объектах. Ограничениями использования данного сенсора являются длительность и трудоемкость операций получения нанокompозита и модифицирования электрохимического сенсора [18].

Из представленных табличных данных видно, что лучшей чувствительностью обладают электрохимические сенсоры на основе наночастиц благородных металлов. В работах [19, 20] предложены сенсоры на основе наночастиц золота, полученных с использованием восстановителя цитрата натрия (AuНЧ-Ц), и наночастиц палладия с тем же восстановителем (PdНЧ-Ц), которые имеют интервалы определяемых концентраций Мет от $1 \cdot 10^{-12}$ до $1 \cdot 10^{-10}$ моль/л, в то время как на электрохимических сенсорах на основе наночастиц золота, полученных с использованием боргидрида натрия и смеси восстановителей боргидрида и цитрата натрия, наблюдается одноразовый отклик аналитического сигнала при добавлении Мет. Для выяснения причин линейного увеличения аналитического сигнала Мет в интервале концентраций двух порядков от 10^{-12} до 10^{-10} моль/л на электрохимическом сенсоре на основе PdНЧ-Ц исследована зависимость морфологических характеристик PdНЧ и состава мицеллы от природы восстановителя и их влияние на метрологические характеристики электрохимических сенсоров при определении Мет.

Целью работы является установление зависимости метрологических характеристик электрохимических сенсоров при определении метионина от морфологических свойств наночастиц палладия и от состава низкомолекулярных восстановителей, используемых для их синтеза.

Материалы и методы исследования

Материалы. Все использованные химические реагенты соответствовали стандарту аналитической чистоты Merck (Darmstadt, Germany). Все растворы готовили на бидистиллированной воде.

Синтез PdНЧ

PdНЧ различных размеров были синтезированы с использованием трех методов получения. Во всех случаях тетрахлорпалладиевую кислоту ($H_2[PdCl_4]$) использовали в качестве прекурсора.

1 метод (Боргидридная методика (БГ))

В колбу помещали 10 мл $1 \cdot 10^{-4}$ М $H_2[PdCl_4]$, добавляли 85 мл бидистиллированной воды, смесь перемешивали. Затем к полученному раствору по каплям (0,03 мл) добавляли 0,015 М $NaBH_4$ до появления светло-коричневой окраски золя.

2 метод (Цитратная методика (Ц))

В колбу помещали 10 мл $1 \cdot 10^{-4}$ М $H_2[PdCl_4]$, добавляли 30 мл 10^{-4} М $Na_3C_6H_5O_7$ и 60 мл бидистиллированной воды, полученную смесь нагревали и кипятили до получения золя светло-коричневого цвета.

3 метод (Боргидридцитратная методика (БГЦ))

В колбу помещали 10 мл $1 \cdot 10^{-4}$ М $H_2[PdCl_4]$, добавляли 30 мл 10^{-4} М $Na_3C_6H_5O_7$ и 60 мл бидистиллированной воды, после чего по каплям

(0,03 мл) добавляли 0,015 М $NaBH_4$ до получения золя светло-коричневого цвета.

Характеризация PdНЧ

Все синтезированные PdНЧ были охарактеризованы с использованием нескольких аналитических методов.

Форму и размер PdНЧ (обозначенных далее PdНЧ–БГ, PdНЧ–Ц, PdНЧ–БГЦ) определяли методом просвечивающей электронной микроскопии (ПЭМ) (JEM–2100F, Япония, JEOL Ltd). Образцы готовили нанесением капли реакционной системы на медные сетки с углеродной подложкой с последующей сушкой на воздухе. После получения ПЭМ-изображений проводили построение диаграмм распределения частиц по размерам согласно статистическим данным не менее чем для 1000 частиц с применением программы iTEM-Olympus (Япония).

Элементный анализ проводили с помощью энергодисперсионной спектроскопии (ЭДС).

Обсуждение результатов

Получены вольтамперные зависимости синтезированных PdНЧ с использованием различных восстановителей представлены на рис. 1, а. Как видно из анодных кривых 1'–3', аналитические сигналы PdНЧ находятся в интервале потенциалов от 0,2 до 0,6 В.

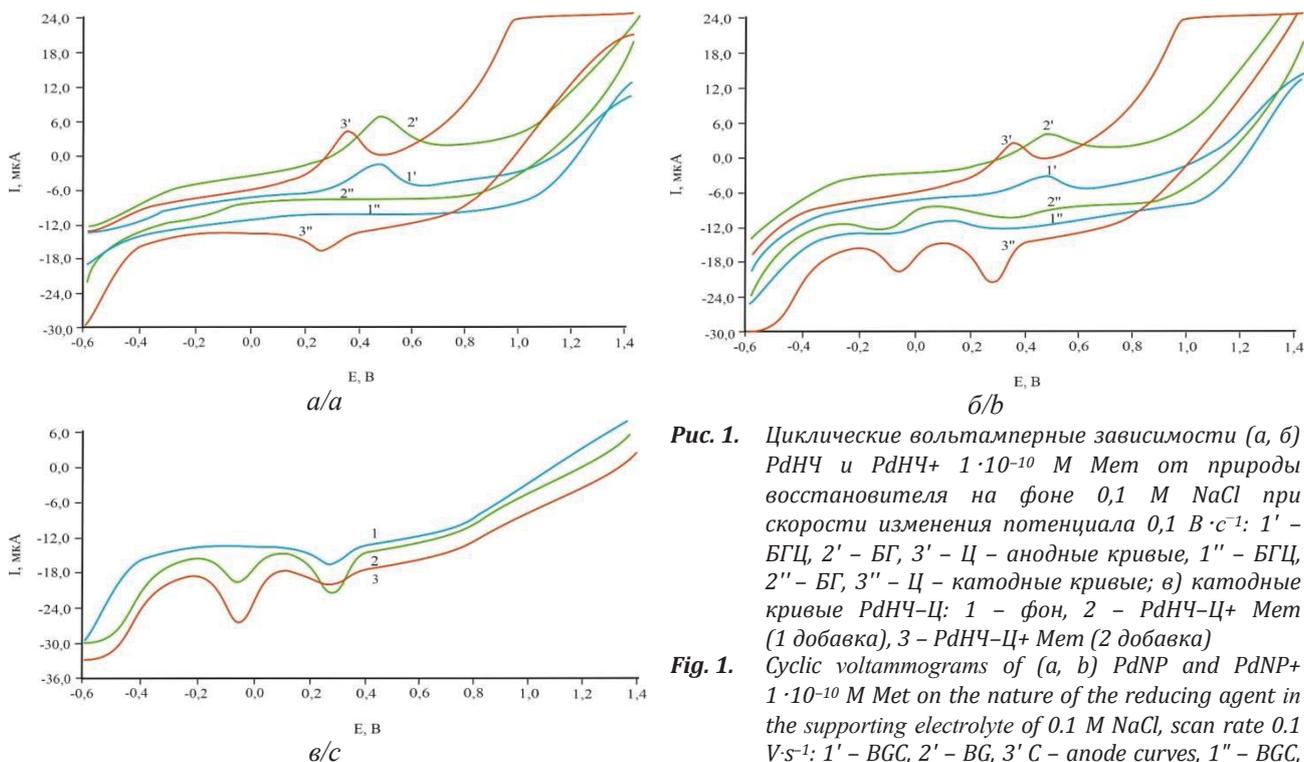


Рис. 1. Циклические вольтамперные зависимости (а, б) PdНЧ и PdНЧ+ $1 \cdot 10^{-10}$ М Met от природы восстановителя на фоне 0,1 М NaCl при скорости изменения потенциала $0,1 \text{ В} \cdot \text{с}^{-1}$: 1' – БГЦ, 2' – БГ, 3' – Ц – анодные кривые, 1'' – БГЦ, 2'' – БГ, 3'' – Ц – катодные кривые; в) катодные кривые PdНЧ–Ц: 1 – фон, 2 – PdНЧ–Ц+ Met (1 добавка), 3 – PdНЧ–Ц+ Met (2 добавка)

Fig. 1. Cyclic voltammograms of (a, b) PdNP and PdNP+ $1 \cdot 10^{-10}$ M Met on the nature of the reducing agent in the supporting electrolyte of 0.1 M NaCl, scan rate 0.1 $\text{V} \cdot \text{s}^{-1}$: 1' – BGC, 2' – BG, 3' – C – anode curves, 1'' – BGC, 2'' – BG, 3'' – C – cathode curves; (c) Cathode curves for PdNPs – C: 1 – background, 2 – PdNPs – C+ methionine (1 additive), 3 – PdNPs – C+ methionine (2 additive)

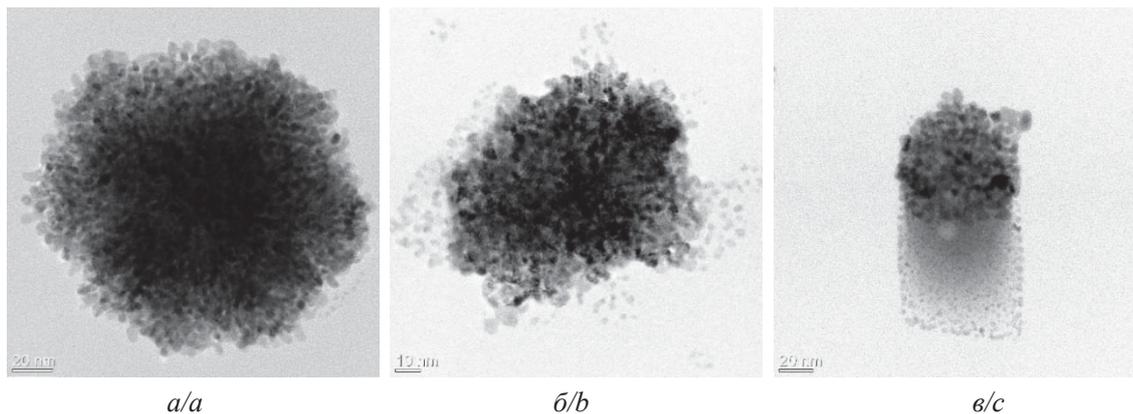


Рис. 2. ПЭМ-изображения: а) PdНЧ–БГ; б) PdНЧ–БГЦ; в) PdНЧ–Ц
Fig. 2. TEM images: a) PdNPs–BG; b) PdNPs–BGC; c) PdNPs–C

На катодных кривых 1" и 2" аналитические сигналы не наблюдаются, в то время как аналитический сигнал PdНЧ–Ц наблюдается при потенциале равном 0,26 В (кривая 3"). Далее изучена электрохимическая активность Met на электрохимических сенсорах на основе PdНЧ в зависимости от природы восстановителя, используемого при их получении (рис. 1, б). Как видно из рис. 1, б, кривые 1'–3', при добавлении первой добавки Met аналитические сигналы PdНЧ, независимо от природы восстановителя, снижаются без смещения их потенциалов. В свою очередь на катодных кривых 1"–3" появляются по два дополнительных аналитических сигнала в интервале потенциалов от 0,6 до 0,0 В. Наибольший аналитический сигнал Met был получен для сенсора на основе PdНЧ–Ц (рис. 1, б, кривая 3"), тогда как на сенсорах на основе PdНЧ–БГ и PdНЧ–БГЦ аналитические сигналы минимальны и менее выражены (рис. 1, б, кривая 1" и 2"). Добавление второй добавки Met не приводит к увеличению аналитических сигналов на сенсорах на основе PdНЧ–БГ и PdНЧ–БГЦ, что свидетельствует о быстром истощении активных центров сенсоров и разовом отклике. Пропорциональное увеличение аналитического сигнала Met было обнаружено с помощью сенсора на основе PdНЧ–Ц (рис. 1, в).

Для выяснения причин улучшения чувствительности сенсоров на основе PdНЧ были проведены исследования морфологии полученных частиц.

Морфология, размер и кристаллическая структура полученных PdНЧ были исследованы с использованием ПЭМ. На рис. 2 показаны ПЭМ-изображения PdНЧ, полученных по трем методикам: PdНЧ–БГ (а), PdНЧ–БГЦ (б), PdНЧ–Ц (в).

Изображения ПЭМ показали, что способ восстановления оказывает значительное влияние на размер частиц, их распределение по размерам и форму.

Для изучения распределения частиц по размерам были получены диаграммы распределения

PdНЧ по размерам в зависимости от природы восстановителя (рис. 3).

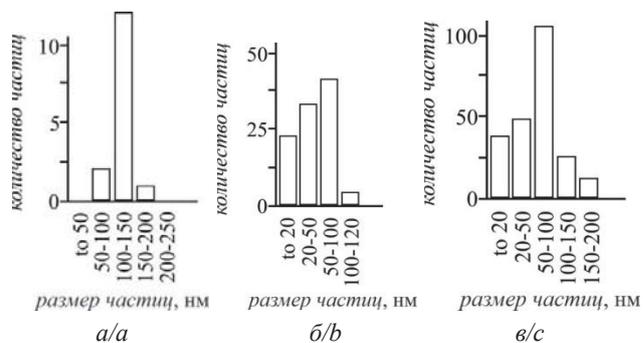


Рис. 3. Диаграммы распределения частиц по размерам: а) PdНЧ–БГ; б) PdНЧ–БГЦ; в) PdНЧ–Ц

Fig. 3. Particle size distribution diagrams: a) PdNPs–BG; b) PdNPs–BGC; c) PdNPs–C

Как видно из диаграмм распределения частиц по размерам, частицы палладия, синтезируемые по трем методикам, получают достаточно массивные (рис. 2). Они состоят из множества маленьких зерен сферической и эллипсоидной формы размером 2–5 нм, агломерированные в крупные частицы сферической формы, размер которых определяется силой восстановителя.

Средний размер PdНЧ–БГ составляет 111 нм. Как видно из рис. 2, а, по краям агломерата PdНЧ–БГ наблюдаются светло-контрастированные частицы, что обусловлено наличием мицеллярной оболочки только снаружи наночастицы, тогда как в центре агломерата наблюдается затемненная внутренняя структура без мицеллярной оболочки, согласующаяся с данными табл. 2. Размер частиц находится в диапазоне от 55 до 150 нм. Причиной этого являются сильные восстановительные свойства боргидрида натрия по сравнению с цитратом натрия, согласно данным, приведенным в табл. 3.

Таблица 2. Концентрация элементов в PdНЧ с использованием метода ЭДС на основе ПЭМ

Table 2. Concentration of elements in PdNPs using the EDS method based on TEM

Центральная часть частицы, мас. % Central part of the particle, wt %				
Восстановитель Reducing agent	Pd	Cl	O	C
БГ/BG	94,83 (17671)	1,9 (1174)	0,56 (219)	1,38 (229)
БГЦ/BGC	80,56 (16135)	4,29 (2858)	3,55 (1498)	7,7 (1377)
Ц/С	83,47 (4831)	5,6 (1100)	1,58 (189)	3,9 (200)
Край частицы (светлая часть), мас. % Particle edge (light part), wt %				
Восстановитель Reducing agent	Pd	Cl	O	C
БГ/BG	93,05 (14123)	1,4 (708)	1,02 (325)	3,14 (426)
БГЦ (~)/BGC	76,30 (13479)	10,1 (6728)	10,65 (4494)	15,14 (2747)
Ц/С	70,60 (31755)	12,38 (18521)	4,87 (4611)	7,07 (2841)

Таблица 3. Окислительно-восстановительные потенциалы полуреакций

Table 3. Redox potentials of half-reactions

Уравнение полуреакции Half-reaction equation	Потенциал E^0 , В E^0 potential, V
$\text{H}_2\text{BO}_3 + 5\text{H}_2\text{O} + 8\text{e}^- \rightarrow \text{BH}_4^- + 8\text{OH}^-$	-1,24
$\text{OH-C}(\text{CH}_2\text{COO}^-)_2 \rightarrow \text{C}(\text{COO}^-)_2 + \text{CO}_2 + \text{e}^- + \text{H}_2\text{O}$	-0,5

При использовании боргидрида натрия с потенциалом восстановления, равным минус 1,24 В, происходит стремительное восстановление ионов металла, сопровождающееся их моментальной агрегацией без образования мицеллярной структуры (жесткие условия). Согласно результатам количе-

ственного анализа методом ЭДС в составе PdНЧ–БГ наблюдается самое большое содержание палладия и самое маленькое содержание остаточных элементов, таких как кислород, углерод и хлор (табл. 2), по сравнению с частицами, полученными с использованием восстановителей органической природы PdНЧ–БГЦ, PdНЧ–Ц.

Размер PdНЧ–БГЦ варьируется в диапазоне от 15 до 115 нм, средний размер составляет 60 нм. Все агломераты имеют форму близкую к сферической. У агломератов наблюдается небольшой ореол, светлая контрастированная область вокруг всей частицы (рис. 3, б), состоящая из углерода, кислорода, хлора (табл. 2) и остаточного органического соединения, образуя плотную мицеллярную оболочку.

PdНЧ–Ц четко сформированы, имеют диапазон размера частиц 15–160 нм и средний размер 65 нм. Частицы, полученные по цитратной методике, имеют дополнительную светло-контрастированную область в виде шлейфа (рис. 2, в). В комбинации с ПЭМ количественный элементный анализ с использованием ЭДС (табл. 2) показал, что в шлейфе содержится меньше палладия и больше углерода, по сравнению с PdНЧ–БГ, что свидетельствует о присутствии остаточных органических соединений в мицелле.

Таким образом, во всех случаях, где для синтеза PdНЧ использовали органический восстановитель, наблюдается светло-контрастированная оболочка в виде «ореола» или участки в виде «шлейфа», связанные с формированием наночастиц по мицеллярному типу [13], что подтверждается результатами количественного анализа образцов, полученных методом ЭДС на основе ПЭМ (табл. 2).

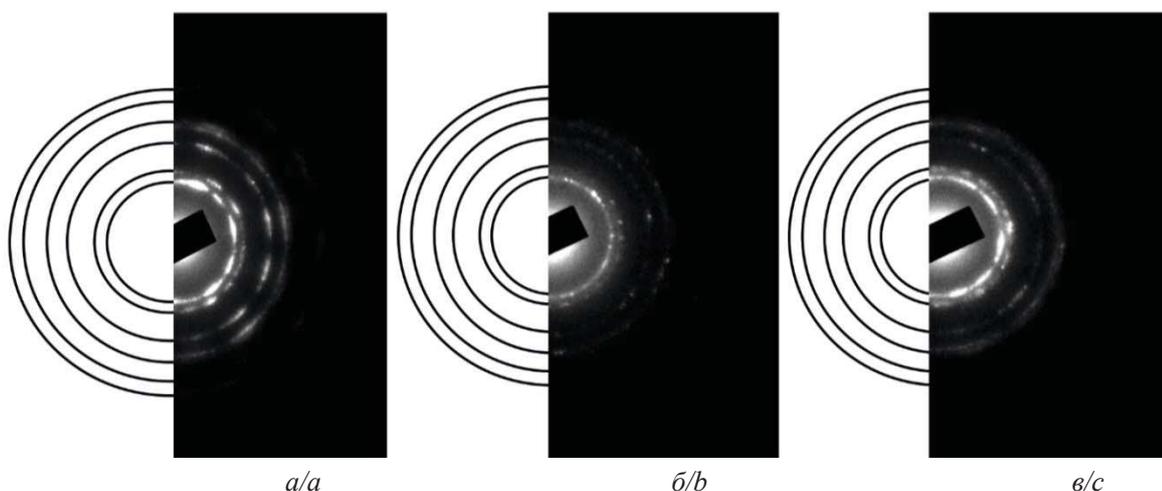


Рис. 4. Микродифракционные картины PdНЧ: а) PdНЧ–БГ; б) PdНЧ–Ц; в) PdНЧ–БГЦ
Fig. 4. Microdiffraction patterns of PdNPs: a) PdNPs–BG; b) PdNPs–C; c) PdNPs–BGC

Исследуя внутреннее строение синтезированных наночастиц рентгенографическим методом с использованием электронного микроскопа, были получены дифракционные картины, представленные на рис. 4.

Кристаллические решетки всех синтезированных PdНЧ сравнивали со стандартом базы (PowderCell) [21]. Установили, что все дифракционные пики точно отнесены к структурам Pd(0), кристаллические решетки синтезированных PdНЧ являются правильными кубическими гранецентрированными. Структура палладия может способствовать образованию шарообразных формирований за счет межмолекулярных взаимодействий, подобных Ван-дер-Ваальсовым, через палладий и поверхностный кислород соседних структур или через водородные связи с молекулами растворителя [22].

Данные табл. 2 показывают, что металлического палладия в ядре PdНЧ–Ц (рис. 2, б) меньше, чем в PdНЧ–БГ (рис. 2, а), следовательно, часть Pd²⁺ в растворе с органическими соединениями стабилизатора образует мицеллярную оболочку. Это подтверждается данными, представленными табл. 2, где содержание элементов неметаллов, таких как углерод, кислород, хлор, у PdНЧ–Ц (Схема 1) больше, чем у PdНЧ–БГ. Мицеллы, состоящие из лигандов остаточных органических соединений стабилизаторов, соответствуют шлейфу на микрофотографии (рис. 2, в). PdНЧ–БГЦ (рис. 2, б) (Схема 2) покрыты плотной оболочкой, состоящей из Pd²⁺ в растворе с остаточными органическими соединениями смеси стабилизаторов, в которой содержание элементов неметаллов кислорода, углерода больше, чем у PdНЧ–Ц, что также подтверждается данными табл. 2. Полученные мицеллы сглаживают неровности поверхности. На микрофотографиях это соответствует ореолу у PdНЧ–БГЦ (рис. 2, б).

Схема 1/Scheme 1

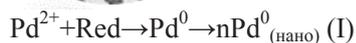
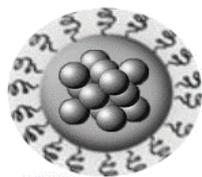
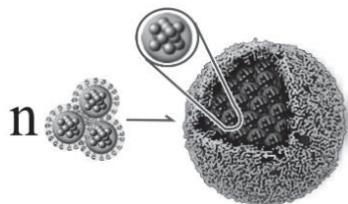


Схема 2/Scheme 2



Выводы

1. Показано, что сенсор на основе наночастиц палладия, полученных с использованием цитрата натрия, обладает наибольшей чувствительностью к метионину по сравнению с сенсорами на основе наночастиц палладия, полученных с использованием боргидрида натрия и смеси боргидрида и цитрата натрия.
2. Установлено, что форма и тип кристаллической решетки наночастиц палладия, полученных в водной среде методом химического восстановления, не зависит от природы восстановителя. Показано, что все синтезированные наночастицы палладия имеют правильные кубические гранецентрированные кристаллические структуры Pd(0). Наночастицы палладия имеют сферическую форму размером ~2–5 нм, агломерированы в более крупные частицы сферической формы. Размер агломерата определяется природой восстановителя. Средний размер наночастиц палладия, полученных с использованием боргидрида натрия, составляет 111 нм, средний размер наночастиц палладия, полученных с использованием смеси боргидрида и цитрата натрия, равен 60 нм, средний размер наночастиц палладия, полученных с использованием цитрата натрия, соответствует 65 нм.
3. Выявлено, что состав мицеллярной оболочки наночастицы палладия зависит от природы восстановителя. У наночастиц палладия, полученных с использованием боргидрида натрия, отсутствует мицеллярная оболочка в свете лавинообразного или стремительного процесса восстановления палладия с образованием крупных частиц. У наночастиц палладия, полученных с использованием смеси боргидрида и цитрата натрия, наблюдается ореол, так как происходит постепенный рост ядра частицы с образованием плотной мицеллярной оболочки. У наночастиц палладия, полученных с использованием цитрата натрия, происходит ступенчатый процесс восстановления палладия с постепенным ростом ядра наночастицы Pd(0) и формирования шлейфа.
4. Показано, что чувствительность к метионину сенсора на основе наночастиц палладия зависит от состава мицеллярной оболочки, который определяется природой используемого восстановителя. Наибольшую чувствительность к метионину проявляет сенсор на основе наночастиц палладия, полученных с использованием цитрата натрия. При использовании этого мягкого восстановителя образуются наночастицы с меньшим содержанием палладия в ядре и большим количеством элементов неметаллов: углерода, кислорода, хлора, входящих в состав мицеллярной структуры на поверхности наночастиц палладия. Уве-

личение объема мицеллярной оболочки наночастиц палладия на основе цитрата по сравнению с наночастицами на основе боргидрида или боргидридцитрата способствует образованию на ма-

териале ядра Pd(0) гетероструктуры, приводящей к дополнительному взаимодействию с метионином с равномерным ростом его аналитического сигнала при увеличении концентрации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Effects of DL-methionine and a methionine hydroxy analogue (МНА-Ca) on growth, amino acid profiles and the expression of genes related to taurine and protein synthesis in common carp (*Cyprinus carpio*) / Zhou Yuanyuan, He Juyun, Su Ningning, Masagounder Karthik, Xu Minglei, Chen Leling, Liu Qingying, Ye Huaqun, Sun Zhenzhu, Ye Chaoxia // *Aquaculture*. – 2021. – Vol. 532. – № 15. – P. 735962. DOI: 10.1016/j.aquaculture.2020.735962
2. Biomedical applications of methionine-based systems / Jie Liu, Jun Huang, Peikun Xin, Guiting Liu, Jun Wu // *Biomater. Sci.* – 2021. – Vol. 9. – P. 1961–1973. DOI: 10.1039/D0BM02180F
3. Babazadeh D., Ahmadi Simab P. Methionine in poultry nutrition: a review // *Journal of World's Poultry – Science*. – 2022. – Vol. 1. – № 1. – P. 1–11. DOI: 10.58803/jwps.v1i1.1.
4. Miles M.P. Probiotics in sports nutrition // *Probiotics*. – 2022. – Ch. 14. – P. 277–295. DOI: 10.1016/B978-0-323-85170-1.00024-5.
5. Peter G. Toxicity of methionine in humans // *The Journal of Nutrition*. – 2006. – Vol. 136 – № 6. – P. 1722–1725. DOI: 10.1093/jn/136.6.1722S
6. Золотые наночастицы. Синтез, свойства, биомедицинское применение / Л.А. Дыкман, В.А. Богатырев, С.Ю. Щеголев, Н.Г. Хлебцов. – М.: Наука, 2008. – 319 с.
7. Ершов Б.Г. Наночастицы металлов в водных растворах: электронные, оптические и каталитические свойства // *Журнал Рос. Хим. общества им Д.И. Менделеева*. – 2001. – Т. XLV. – № 3. – С. 20–30. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/nanochastitsy-metallov-v-vodnyh-rastvorah-elektronnye-opticheskie-i-kataliticheskie-svoystva-1> (дата обращения 20.06.2024).
8. Tavakkoli N., Soltani N. Preparation of Ru–Pt bimetallic monolayer on nanoporous gold film electrode and its application as an ultrasensitive sensor for determination of methionine // *RSC Adv.* – 2017. – Vol. 7. – P. 21827–21836. DOI: 10.1039/C7RA01192J
9. Kannan P., Maduraiveeran G. Bimetallic nanomaterials-based electrochemical biosensor platforms for clinical applications // *Micromachines*. – 2022. – Vol. 13. – P. 76. DOI: 10.3390/mi13010076.
10. New multilayer coating using quaternary ammonium chitosan and κ -carrageenan in capillary electrophoresis: application in fast analysis of betaine and methionine / L. Vitali, B.F. Della, A.C. Costa, F.A. Vaz, M.A. Oliveira, J.P. Vistuba, V.T. Fávere, G.A. Mücke // *Talanta*. – 2014. – Vol. 123. – P. 45–53. DOI: 10.1016/j.talanta.2014.01.047.
11. Weber P. Determination of amino acids in food and feed by microwave hydrolysis and UHPLC-MS/MS // *Journal of Chromatography B*. – 2022. – Vol. 1209. – № 10. – P. 123429. DOI: 10.1016/j.jchromb.2022.123429/
12. Майстренко В.Н., Зильберг Р.А. Энантиоселективные вольтамперометрические сенсоры на основе хиральных материалов // *Журнал аналит. химии*. – 2020. – Т. 75. – № 12. – С. 1080–1096. DOI: 10.31857/S0044450220120105
13. Зиятдинова Г.К., Жупанова А.С., Будников Г.К. Электрохимические сенсоры для одновременного определения фенольных антиоксидантов // *Журнал аналит. химии*. – 2022. – Т. 77. – № 2. – С. 129–149. DOI: 10.31857/S004445022202013X
14. Способ определения метионина в комбикормах методом катодной вольтамперометрии: патент № 2554280, Российская Федерация, опубл. 27.06.15, Бюл. № 18. – 8 с.
15. Шелковников В.В., Алтыев А.М., Виноградов М.Е. Определение метионина в лекарственных препаратах методом инверсионной вольтамперометрии // *Журнал аналит. химии*. – 2019. – Т. 74. – № 12. – С. 934–940. DOI: 10.1134/S0044450219120119.
16. Электрокаталитическое окисление и проточно-инжекционное определение серосодержащих аминокислот на стеклоуглеродном электроде, модифицированном пленкой политетрасульфоталлоцианина никеля (II) / Л.Г. Шайдарова, А.В. Гедмина, И.А. Челнокова, М.Л. Артамонова, Г.К. Будников // *Журнал аналит. химии*. – 2013. – Т. 68. – № 6. – С. 596–604. DOI: 10.7868/s0044450213040130.
17. Файзуллина Ю.Г., Яржаева Ю.А., Зильберг Р.А. Вольтамперометрическое определение метионина на модифицированном полиакрилонитрилом стеклоуглеродном электроде // *Доклады Башкирского университета*. – 2017. – Т. 2. – № 5. – С. 707–717. URL: <http://dokbsu.ru/ru/archive/2017/5/1> (дата обращения 20.06.2024).
18. Preparation, characterization and electrochemical application of ZnS/ZnAl₂S₄ nanocomposite for voltammetric determination of methionine and tryptophan using modified carbon paste electrode / Tajik Somayeh, Taher Mohammad Ali, Beitollahi Hadi, Hosseinzadeh Rahman, Ranjbar Mehdi // *Electroanalysis*. – 2016. – Vol. 28. – P. 656–662. DOI: 10.1002/elan.201500423.
19. Electrochemical activity of methionine at graphite electrode modified with gold nanoparticles / D.O. Perevezentseva, K.V. Skirdin, E.V. Gorchakov, V.I. Bimatrov // *Key Engineering*. – 2016. – Vol. 685. – P. 563–568. DOI: <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/KEM.685.563>.
20. Способ определения метионина в модельных водных растворах методом циклической вольтамперометрии на графитовом электроде, модифицированном коллоидными частицами палладия: пат. № 2022131497, Российская Федерация, опубл. 04.04.2023, Бюл. № 10. – 10 с.
21. Aerobic synthesis of palladium nanoparticles / R. Redón, S.K. Rendón-Lara, A. Fernandez, V. Ugalde-Saldívar // *Rev. Adv. Mater. Sci.* – 2011. – Vol. 27. – P. 31–42. URL: https://www.researchgate.net/publication/275334810_AEROBIC_SYNTHESIS_OF_PALLADIUM_NANOPARTICLES (дата обращения 20.06.2024).
22. PowderCell. URL: <https://ru.freownloadmanager.org/Windows-PC/PowderCell-for-Windows-FREE.html> (дата обращения 20.06.2024).

Информация об авторах

Эдуард Владимирович Горчаков, кандидат химических наук, доцент, методист центра непрерывного повышения профессионального мастерства педагогических работников, Ставропольский краевой институт развития образования, повышения квалификации и переподготовки работников образования, Россия, 355002, г. Ставрополь, ул. Лермонтова, 189а. gorchakovedvard@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0002-2223-5199>

Дарья Олеговна Перевезенцева, кандидат химических наук, доцент отделения химической инженерии Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. dop@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-0115-7515>

Елена Анатольевна Вайтулевич, кандидат химических наук, доцент отделения химической инженерии Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. rhodamine@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-6900-0784>

Оксана Валерьевна Дубинина, кандидат химических наук доцент отделения материаловедения Инженерной школы новых производственных технологий, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. dubininaov@tpu.ru

Поступила в редакцию: 03.07.2024

Поступила после рецензирования: 01.11.2024

Принята к публикации: 28.11.2024

REFERENCES

1. Zhou Yuanyuan, He Juyun, Su Ningning, Masagounder Karthik, Xu Minglei, Chen Leling, Liu Qingying, Ye Huaqun, Sun Zhenzhu, Ye Chaoxia. Effects of DL-methionine and a methionine hydroxy analogue (MHA-Ca) on growth, amino acid profiles and the expression of genes related to taurine and protein synthesis in common carp (*Cyprinus carpio*). *Aquaculture*, 2021, vol. 532, no. 15, pp. 735962. DOI: 10.1016/j.aquaculture.2020.735962
2. Jie Liu, Jun Huang, Peikun Xin, Guiting Liu, Jun Wu. Biomedical applications of methionine-based systems. *Biomater. Sci.*, 2021, vol. 9, pp. 1961–1973. DOI: 10.1039/D0BM02180F
3. Babazadeh D., Ahmadi Simab P. Methionine in poultry nutrition: a review. *Journal of World's Poultry – Science*, 2022, vol. 1, no. 1, pp. 1–11. DOI: 10.58803/jwps.v1i1.1.
4. Miles M.P. Probiotics in sports nutrition. *Probiotics*, 2022, Ch. 14, pp. 277–295. DOI: 10.1016/B978-0-323-85170-1.00024-5.
5. Peter G. Toxicity of methionine in humans. *The Journal of Nutrition*, 2006, vol. 136, no. 6, pp. 1722–1725. DOI: 10.1093/jn/136.6.1722S
6. Dykman L.A., Bogatyrev V.A., Shcheglov S.Yu., Khlebtsov N.G. *Gold nanoparticles: synthesis, properties, biomedical applications*. Moscow, Nauka Publ., 2008. 319 p. (In Russ.)
7. Ershov B.G. Metal nanoparticles in aqueous solutions: electronic, optical and catalytic properties. *Journal of the Russian Chemical Society named after D.I. Mendeleev*, 2001, vol. XLV, no. 3, pp. 20–30. (In Russ.) Available at: <https://cyberleninka.ru/article/n/nanochastitsy-metallov-v-vodnyh-rastvorah-elektronnye-opticheskie-i-kataliticheskie-svoystva-1> (accessed 20 June 2024).
8. Tavakkoli N., Soltani N. Preparation of Ru–Pt bimetallic monolayer on nanoporous gold film electrode and its application as an ultrasensitive sensor for determination of methionine. *RSC Adv*, 2017, vol. 7, pp. 21827–21836. DOI: 10.1039/C7RA01192J
9. Kannan P., Maduraiveeran G. Bimetallic nanomaterials-based electrochemical biosensor platforms for clinical applications. *Micromachines*, 2022, vol. 13, pp. 76. DOI: 10.3390/mi13010076
10. Vitali L., Della Betta F., Costa A.C., Vaz F.A., Oliveira M.A., Vistuba J.P., Fávere V.T., Micke G.A. New multilayer coating using quaternary ammonium chitosan and κ -carrageenan in capillary electrophoresis: application in fast analysis of betaine and methionine. *Talanta*, 2014, vol. 123, pp. 45–53. DOI: 10.1016/j.talanta.2014.01.047.
11. Weber P. Determination of amino acids in food and feed by microwave hydrolysis and UHPLC-MS/MS. *Journal of Chromatography B*, 2022, vol. 1209, no. 10, pp. 123429. DOI: 10.1016/j.jchromb.2022.123429/
12. Maystrenko V.N., Zilberg R.A. Enantioselective voltammetric sensors based on chiral materials. *Journal of Analytical Chemistry*, 2020, vol. 75, no. 12, pp. 1080–1096. (In Russ.) DOI: 10.31857/S0044450220120105
13. Ziyatdinova G.K., Zhupanova A.S., Budnikov G.K. Electrochemical sensors for simultaneous detection of phenolic antioxidants. *Journal of Analytical Chemistry*, 2022, vol. 77, no. 2, pp. 129–149. (In Russ.) DOI: 10.31857/S00444502202013X
14. Dorozhko E.V., Voronova O.A., Korotkova E.B., Plotnikov E.V., Bylychyeva E.V., Petrova E.V. *Method for determination of methionine in compound feeds by cathodic voltammetry*. Patent RF, no. 2554280, 2015. (In Russ.)
15. Shelkovnikov V.V., Altyev A.M., Vinogradov M.E. Determination of methionine in medicinal products by inversion voltammetry. *Journal of Analytical Chemistry*, 2019, vol. 74, no. 12, pp. 934–940. (In Russ.) DOI: 10.1134/S0044450219120119
16. Shaydarova L.G., Gedmina A.V., Chelnokova I.A., Artamonova M.L., Budnikov G.K. Electrocatalytic oxidation and flow-injection determination of sulfur-containing amino acids on a glass-carbon electrode modified with a nickel (II) polytetrasulfophthalocyanine film. *Journal of Analytical Chemistry*, 2013, vol. 68, no. 6, pp. 596–604. DOI: 10.7868/s0044450213040130
17. Fayzullina Yu.G., Yarkaeva Yu.A., Zilberg R.A. Voltammetric determination of methionine on a modified polyarylene phthalides glass-carbon electrode. *Reports of Bashkir University*, 2017, vol. 2, no. 5, pp. 707–717. (In Russ.) Available at: <http://dokbsu.ru/ru/archive/2017/5/1> (accessed 20 June 2024).

18. Tajik Somayeh, Taher Mohammad Ali, Beitollahi Hadi, Hosseinzadeh Rahman, Ranjbar Mehdi. Preparation, characterization and electrochemical application of ZnS/ZnAl₂S₄ nanocomposite for voltammetric determination of methionine and tryptophan using modified carbon paste electrode. *Electroanalysis*, 2016, vol. 28, pp. 656–662. DOI: 10.1002/elan.201500423
19. Perevezentseva D.O., Skirdin K.V., Gorchakov E.V., Bimatov V.I. Electrochemical activity of methionine at graphite electrode modified with gold nanoparticles. *Key Engineering*, 2016, vol. 685, pp. 563–568. DOI: <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/KEM.685.563>
20. Perevezentseva D.O., Gorchakov E.V., Vaitulevich E.A. *Method for the determination of methionine in model aqueous solutions by cyclic voltammetry on a graphite electrode modified with colloidal palladium particles*. Patent RF, no. 2022131497, 2023. (In Russ.)
21. Redón R., Rendón-Lara S.K., Fernandez A., Ugalde-Saldívar V. Aerobic synthesis of palladium nanoparticles. *Rev. Adv. Mater. Sci.*, 2011, vol. 27, pp. 31–42. Available at: https://www.researchgate.net/publication/275334810_AEROBIC_SYNTHESIS_OF_PALLADIUM_NANOPARTICLES (accessed 20 June 2024).
22. *PowderCell*. Available at: <https://ru.freownloadmanager.org/Windows-PC/PowderCell-for-Windows-FREE.html> (accessed 20 June 2024).

Information about the authors

Eduard V. Gorchakov, Cand. Sc., Associate Professor, Stavropol Regional Institute for the Development of Education, Advanced Training and Retraining of Educational Workers, 189a, Lermontov street, Stavropol, 355002, Russian Federation. gorchakovedvard@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0002-2223-5199>

Darya O. Perevezentseva, Cand. Sc., Associate Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. dop@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-0115-7515>

Elena A. Vaitulevich, Cand. Sc., Associate Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. rhodamine@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-6900-0784>

Oksana V. Dubinina, Cand. Sc., Associate Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. dubininaov@tpu.ru

Received: 03.07.2024

Revised: 01.11.2024

Accepted: 28.11.2024

УДК 620.91
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4622
Шифр специальности ВАК: 05.14.08

Оценка экономической эффективности производства водорода с использованием энергии ветра и солнца

О.В. Марченко, С.В. Соломин✉

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук,
Россия, г. Иркутск*

✉ solomin@isem.irk.ru

Аннотация. Актуальность. В настоящее время широко обсуждается вопрос использования водорода в качестве топлива, замещающего углеводородное сырье. Планы развития водородной энергетики, заявленные в ряде стран, включая Россию, предполагают многократное увеличение производства и потребления водорода в энергетических целях. Делать однозначные выводы о возможностях добычи в промышленных масштабах свободного водорода, исходящего из глубин Земли, пока преждевременно. Пока водород получают в основном конверсией угля и газа. Вместе с тем единственным экологически чистым способом получения водорода является извлечение его из воды, которой на Земле намного больше, чем углеводородного сырья, и которая более доступна. Самый распространённый способ получения водорода из воды – это ее разложение под действием электрического тока в электролизёре. При использовании возобновляемых источников энергии процесс производства водорода будет экологически чистым. **Цель:** исследование экономической эффективности производства водорода методом электролиза на основе электроэнергии, вырабатываемой ветроэлектрическими установками и фотоэлектрическими преобразователями в зависимости от конфигурации энергосистемы и внешних условий. **Методы:** определялась стоимость производимого водорода в зависимости от технико-экономических показателей энергоисточников, скорости ветра и прихода солнечной радиации на земную поверхность. Расчёты проводились с помощью оптимизационной математической модели REM-2 (Renewable Energy Model). **Результаты.** Построены графики зависимости стоимости электроэнергии и водорода от климатических условий (средней многолетней скорости ветра и годового прихода солнечной радиации). Проведён анализ полученных результатов. Показано, что при хороших климатических условиях ($V \geq 6$ м/с, $Q \geq 1400$ кВт·ч/м²/год) и оптимистических значениях технико-экономических показателей стоимость водорода составляет 2,8–3,4 \$/кг. В системе автономного электроснабжения за счёт использования «избыточной» электроэнергии возобновляемых источников энергии, работающих в стохастическом режиме, затраты на производство водорода минимальны.

Ключевые слова: водород, ветроэлектрические установки, фотоэлектрические преобразователи, электролиз, математическая модель, экономическая эффективность, стоимость водорода

Благодарности: Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0001) программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг.

Для цитирования: Марченко О.В., Соломин С.В. Оценка экономической эффективности производства водорода с использованием энергии ветра и солнца // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 1. – С. 80–87. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4622

UDC 620.91

DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4622

Assessment of economic efficiency of hydrogen production using wind and solar energy

O.V. Marchenko, S.V. Solomin✉

Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
Irkutsk, Russian Federation

✉solomin@isem.irk.ru

Abstract. Relevance. Currently, the issue of using hydrogen as a fuel replacing hydrocarbon raw materials is widely discussed. Plans for hydrogen energy development, announced in a number of countries, including Russia, imply a manifold increase in hydrogen production and consumption for energy purposes. It is still premature to draw clear conclusions about the possibilities of industrial-scale production of free hydrogen emanating from the depths of the Earth. Therefore, hydrogen is produced mainly by coal and gas conversion. However, the only environmentally friendly way to produce hydrogen is to extract it from water, which is much more abundant on Earth than hydrocarbons and which is more accessible. The most common way to obtain hydrogen from water is the decomposition of water under the influence of electric current in an electrolyzer. By using renewable energy sources, the hydrogen production will be environmentally friendly. **Aim.** To study the economic efficiency of hydrogen production by electrolysis based on electricity generated by wind power plants and photovoltaic converters, depending on the configuration of the power system and external conditions. **Methods.** The cost of produced hydrogen was determined depending on the technical and economic indicators of energy sources, wind speed and the arrival of solar radiation on the earth's surface. Calculations were carried out using the optimization mathematical model REM-2 (Renewable Energy Model). **Results.** The authors have constructed the graphs of electricity and hydrogen cost dependence on climatic conditions (average long-term wind speed and annual solar radiation). The authors carried out the analysis of the obtained results. It is shown that under good climatic conditions ($V \geq 6$ m/s, $Q \geq 1400$ kW·h/m²/year) and optimistic values of technical and economic indicators, the cost of hydrogen is 2.8–3.4 \$/kg. In an autonomous power supply system, due to the use of “excess” electricity from renewable energy sources operating in stochastic mode, the costs of hydrogen production are minimal.

Keywords: hydrogen, wind turbines, photovoltaic converters, electrolysis, mathematical model, economic efficiency, cost of hydrogen

Acknowledgements: The research was carried out under State Assignment Project (no. FWEU-2021-0001) of the Fundamental Research Program of Russian Federation 2021–2030 using the resources of the High-Temperature Circuit Multi-Access Research Center (Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation, project no 13.CKP.21.0038).

For citation: Marchenko O.V., Solomin S.V. Economic efficiency assessment of hydrogen production using wind and solar energy. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 1, pp. 80–87 DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4622

Введение

В настоящее время широко обсуждается вопрос использования водорода в энергетических системах. Предполагается, что водород наряду с возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ) будет вытеснять традиционные углеводородные энергоносители. Водород позиционируется как экологически безопасный углеродно-нейтральный источник энергии. Планируемый во многих странах существенный рост его производства и использования наряду с развитием технологий использования возобновляемых источников энергии является движением по пути декарбонизации мировой экономики [1]. В этом случае снижение потребления

органического топлива позволяет уменьшить выбросы углерода и его соединений, прежде всего диоксида углерода CO₂, антропогенная эмиссия которого считается главной причиной глобального потепления.

Известно, что водород является самым распространённым элементом во Вселенной. Однако на поверхности Земли в чистом виде практически он встречается крайне редко. Геологи недавно исследовали природные источники и возможность его получения естественным путем. Процессы, происходящие в земной коре, могут привести к образованию газообразного водорода из воды. В частности, богатые железом породы, такие как оливин,

контактируют с подземными водами и ржавчиной, захватывая кислород для образования оксидов железа и оставляя после себя водород. В работе [2] дана классификация по трём основным разделам: водород как свободный газ в различных средах, как включения в различных типах горных пород и как растворенный газ в грунтовых водах.

Выходы водорода, исходящего из глубин Земли, обнаружены в некоторых точках земного шара, привязанных к определённым геологическим структурам, в том числе на территории России, в Мали, Омане, Австралии, Бразилии, США, Южно-Африканской Республике и других странах [3–7]. Это возобновляемый первичный ресурс (как нефть, газ и уголь), который можно получить, пробурив скважину. Некоторые из этих природных месторождений можно увидеть на рис. 1 [7].

Водород принято классифицировать по «цветам». «Белый водород» соответствует природному геологическому водороду [5]. Термины «белый водород» и «природный водород» являются синонимами. Имеющиеся данные о наличии природного водорода обнадеживают, поэтому поиск свободного водорода, выходящего на земную поверхность, нужно продолжать. Однако делать однозначные выводы о возможностях добычи в промышленных масштабах свободного водорода преждевременно.

На данный момент нет чётких стратегий по использованию этого типа водорода. Ориентировочная стоимость добычи «белого водорода» также не определена.

В связи с этим водород производится как вторичный энергоресурс. В процессе активного развития водородной энергетики потребуется значительное снижение себестоимости получения водорода.

Наиболее дешёвой технологией в настоящее время является паровая конверсия метана (ПКМ), стоимость водорода составляет 1,5–2 \$/кг. Такой водород называется «серым». В этом случае диоксид углерода выбрасывается в атмосферу. Методом ПКМ, но при одновременном улавливании и хранении углерода производится «голубой водород». Это обеспечивает двукратное снижение выбросов углерода, но существенно увеличивает стоимость производства. Источником энергии для «жёлтого водорода» являются атомные электростанции (АЭС).

Достигнутый прогресс в совершенствовании ВИЭ открывает путь к производству так называемого «зелёного водорода» [8–10]. Его производство считается наиболее экологически чистым. Наиболее быстрыми темпами среди ВИЭ развиваются мощности фотоэлектрических преобразователей (ФЭП) и ветроэлектрических установок (ВЭУ) [11].

В работе [12] даны оценки стоимости «зелёного водорода» в разных регионах мира до 2030–2050 гг. при произвольно заданной структуре гибридных систем электроснабжения на базе ВЭУ и ФЭП. Недостатком такого анализа является отсутствие оптимизации структуры гибридных энергосистем. Кроме того, принятые в расчётах технико-экономические показатели представляются слишком оптимистическими.

В работе [13] приводятся оценки стоимости «зелёного водорода» для России на перспективу до 2030 г. Однако в этих расчётах не учтено, что эта величина существенно зависит от различий климатических условий мест установки ВЭУ и ФЭП.

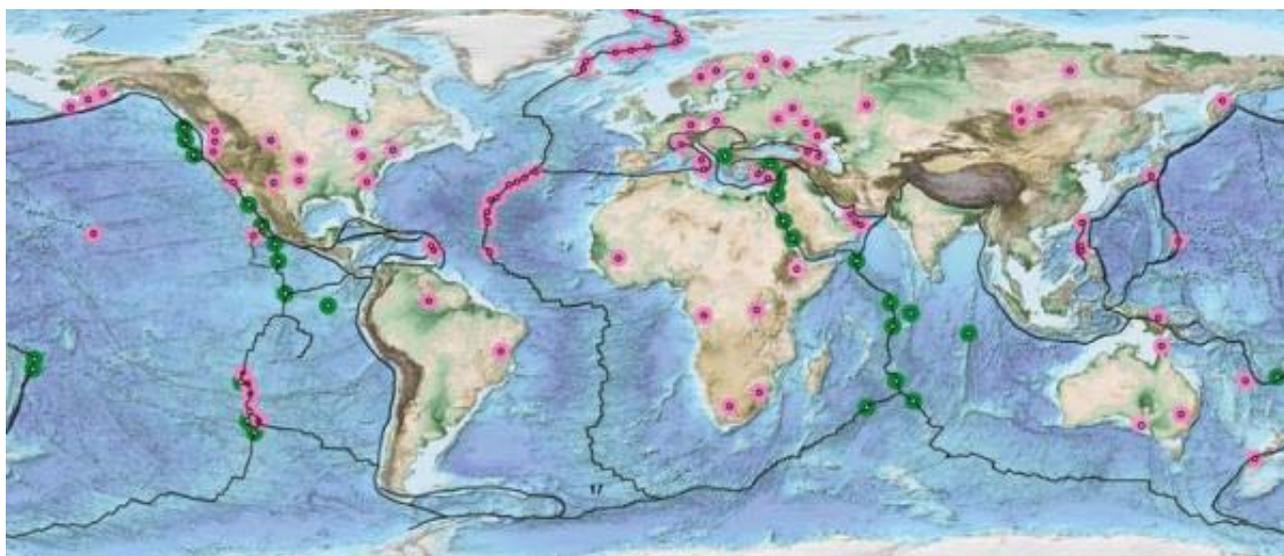


Рис. 1. Возможные места выхода природного водорода (по данным [7])

Fig. 1. Possible places of natural hydrogen release (according to [7])

Постановка задачи

Цель настоящей работы – оценка экономической эффективности производства «зелёного водорода» методом электролиза на основе электроэнергии, вырабатываемой ВЭУ и ФЭП в зависимости от климатических условий, сценариев изменения технико-экономических показателей, конфигурации энергосистемы и внешних условий. Работа исследует широкий спектр средних многолетних скоростей ветра и прихода солнечной радиации как для условий России, так и для других регионов мира.

Объект и метод исследования

Рассмотрены три варианта производства и использования водорода: 1) источник электроэнергии – ВЭУ (рис. 2, а) источник электроэнергии – ФЭП (рис. 2, б), 3) водород производится в автономной энергосистеме с ВЭУ и ФЭП за счёт «избыточной» электроэнергии, когда мощность возобновляемых источников энергии превышает мощность нагрузки (рис. 2, в). На рис. 2, а–в используются следующие обозначения: АС/DC – преобразователь переменного тока в постоянный, ЭЛ – электролизёр, КОМ – компрессор, РЕС – ресивер (ёмкость для хранения водорода), ТЭ – топливный элемент, ДЭС – дизельная электростанция, DC/AC – преобразователь постоянного тока в переменный.

Для производства «зелёного водорода» применяют электролизёры. Два основных вида электролиза воды, используемых сегодня, – это щелочной элек-

тролиз и электролиз с полимерно-электролитической мембраной (ПЭМ). Щелочные электролизёры требуют стабильного профиля нагрузки, без резких её колебаний. Электролизёры с ПЭМ допускают эксплуатацию в переменном режиме нагрузки, что позволяет использовать их для потребления энергии ветровых и солнечных энергоустановок [13].

В первых двух вариантах вся вырабатываемая ВЭУ или ФЭП электроэнергия используется для производства водорода (линейные схемы).

В третьем варианте возобновляемые источники энергии используются для электроснабжения нагрузки и только «избыточная» электроэнергия направляется на производство водорода (автономная энергосистема). Водород в автономной системе производится и хранится в месте его использования. Он не завозится извне и не продаётся. Для хранения водорода используется ресивер.

В автономной энергосистеме в качестве резервных и дублирующих источников энергии возможно применение дизельных генераторов и аккумуляторных батарей. Однако их применение не всегда желательно вследствие экологической опасности, малого ресурса и необходимости регулярного обслуживания [14]. В настоящей работе в качестве дублирующих источников энергии рассматриваются топливные элементы на водороде – экологически чистом энергоносителе.

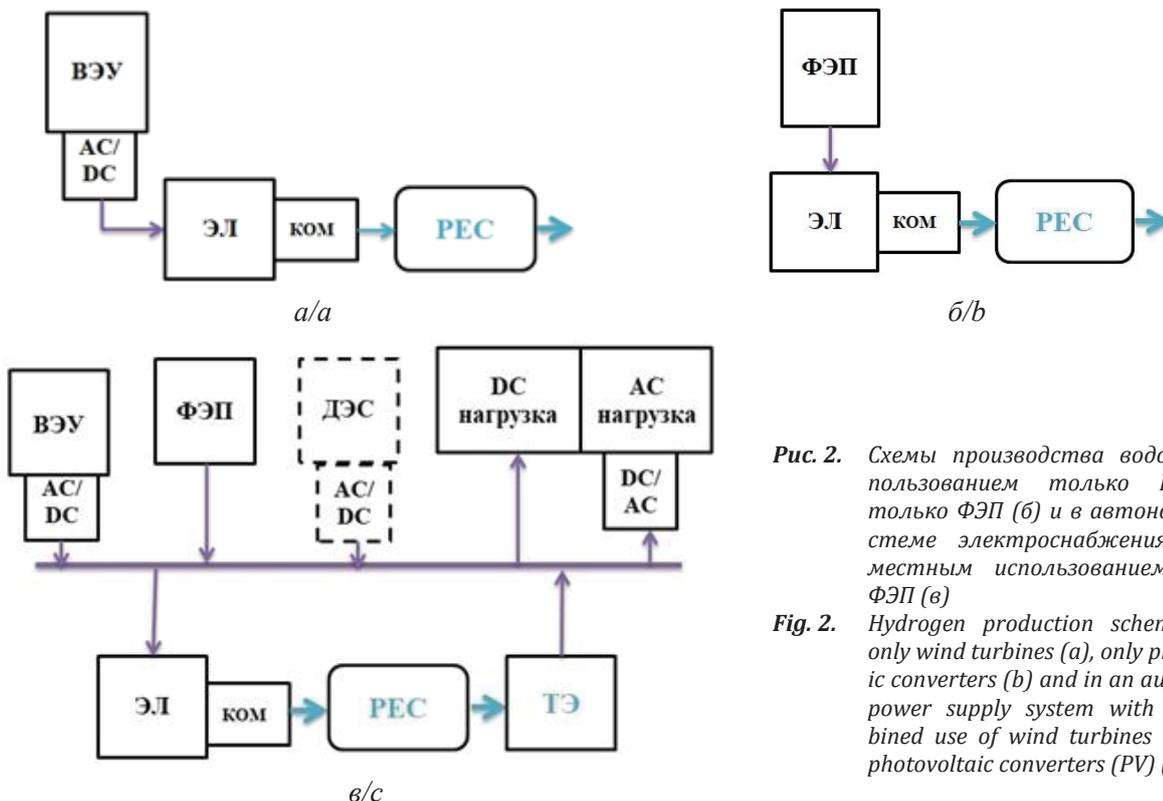


Рис. 2. Схемы производства водорода использованием только ВЭУ (а), только ФЭП (б) и в автономной системе электроснабжения с совместным использованием ВЭУ и ФЭП (в)

Fig. 2. Hydrogen production schemes using only wind turbines (a), only photovoltaic converters (b) and in an autonomous power supply system with the combined use of wind turbines (WT) and photovoltaic converters (PV) (c)

Математическая модель

Расчёты проводились с использованием оптимизационной математической модели REM-2 (Renewable Energy Model) [15, 16]. Модель позволяет исследовать энергосистемы разной конфигурации с преобразованием и аккумулярованием разных видов энергии (в том числе водорода) с учетом случайного характера поступления ветровой и солнечной энергии на основе алгоритмов оптимизации GAMS (General Algebraic Modeling System). Модель находит минимум целевой функции (суммарные дисконтированные затраты на создание и эксплуатацию системы) с учётом ограничений на переменные. Определяется оптимальная конфигурация системы (установленные мощности энергоисточников и ёмкости аккумуляторов), режимы работы (перетоки энергии между элементами системы в каждый момент времени) и экономические характеристики – стоимость производимой электроэнергии и водорода.

Таблица. Технико-экономические показатели рассматриваемых вариантов

Table. Technical and economic indicators of the options under consideration

Элемент Element	Удельные капиталовложения, \$/кВт Specific capital investments, \$/kW	Постоянные издержки, % от капиталовложений Fixed costs, % of capital investment	КПД, % Efficiency, %	Срок службы, лет Lifetime, years
Базовый сценарий (БАЗ)/Business-as-usual (BAU) scenario				
ВЭУ/WT	1500	2,5	35	30
ФЭП/PV	800	1,5	20	20
Конвертор Converter	300	2,0	95	10
Электролизёр* EL	1125	5,0	77	20
Компрессор Compressor	900	2,0	95	10
Ресивер** HT	450	1,0	98	20
ТЭ/FC	2100	2,0	65	10
Оптимистический сценарий (ОПТ)/Optimistic scenario (OS)				
ВЭУ/WT	1200	2,0	40	30
ФЭП/PV	500	1,0	25	30
Конвертор Converter	250	2,0	98	10
Электролизёр* EL	590	3,0	83	20
Компрессор Compressor	650	2,0	98	20
Ресивер** HT	290	1,0	99	20
ТЭ/FC	650	2,0	80	15

Примечания: * – на кВт выходной мощности; ** – на м³.
 Notes: * – per kW of output power; ** – per m³.

Исходные данные

На основе опубликованных данных [1, 17–22] сформированы два сценария – базовый и оптимистический (таблица). Первый соответствует технико-экономическим показателям, достигнутым в настоящее время, второй – прогнозным на перспективу 10–15 лет. Удельные показатели приблизительно соответствуют мощности ВЭУ 1 МВт, электролизёра, компрессора и топливных элементов – 250 кВт, объёму ресивера 1000 м³. Удельные показатели ФЭП, как известно, относительно слабо зависят от суммарной мощности вследствие модульной структуры.

Среднегодовая скорость ветра V варьировалась от 4 м/с (низкая скорость) до 10 м/с (отличные ветровые условия). Суточный и годовой ее ход приблизительно соответствует данным для города Владивостока. Приход солнечной радиации на горизонтальную поверхность Q изменялся от 1000 кВт·ч/м²/год (центральные и северные районы России) до 2000 кВт·ч/м²/год (Ближний Восток и Африка).

В России имеются районы с хорошей скоростью ветра 7–10 м/с (побережья океанов и морей, отдельные горные перевалы). Приход солнечной радиации в южных районах России редко превышает 1400 кВт·ч/м²/год, а в других районах составляет 800–1300 кВт·ч/м²/год.

Результаты расчётов и их анализ

В рассмотренном диапазоне климатических условий ВЭУ и ФЭП вырабатывают электроэнергию стоимостью 2–9 цент/кВт·ч [23]. При хороших климатических условиях ($V \geq 6$ м/с, $Q \geq 1400$ кВт·ч/м²/год) и оптимистических значениях технико-экономических показателей стоимость электроэнергии составляет 3–4 цент/кВт·ч, стоимость водорода – 2,8–3,4 \$/кг (рис. 3, а, б).

При неблагоприятных климатических условиях ($V \leq 5$ м/с, $Q \leq 1200$ кВт·ч/м²/год) стоимость водорода составляет 7–8 \$/кг в базовом сценарии и около 4 \$/кг в оптимистическом сценарии.

При работе в автономной системе электроснабжения (рис. 1, в) вследствие суточных изменений скорости ветра и интенсивности солнечного излучения часть вырабатываемой ВИЭ энергии оказывается «избыточной» (суммарное производство ВЭУ и ФЭП превышает потребление энергии нагрузкой). Как показывают результаты расчётов, при оптимальной структуре автономной системы электроснабжения количество «избыточной» энергии может достигать 30 %. Эта энергия с помощью электролизёра и компрессора преобразуется в водород и повышает эффективность системы электроснабжения.

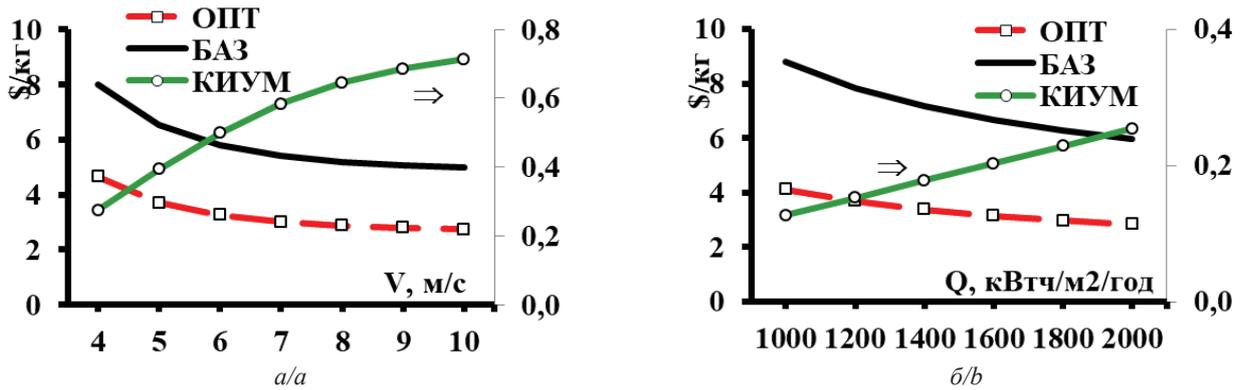


Рис. 3. Стоимость водорода, произведенного на основе электроэнергии ВЭУ (а) и ФЭП (б) в базовом (БАЗ) и оптимистическом (ОПТ) сценариях. КИУМ – коэффициент использования установленной мощности ВЭУ и ФЭП
 Fig. 3. Hydrogen cost produced by WT (a) and PV (b) in business-as-usual (BAU) and optimistic (OPT) scenarios. CF – capacity factor

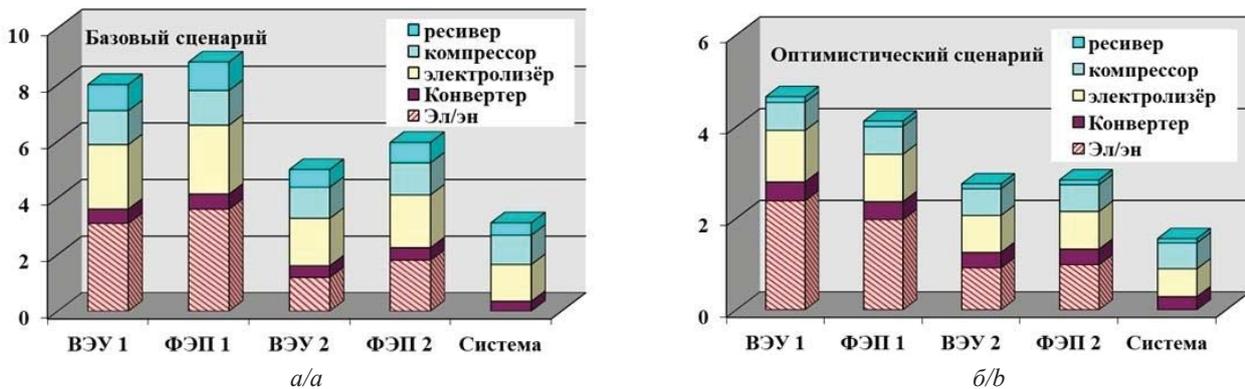


Рис. 4. Стоимость водорода (\$/кг) для при среднегодовой скорости 4 и 10 м/с (ВЭУ 1 и ВЭУ 2 соответственно) и среднегодовом приходе солнечной радиации 1000 и 2000 кВт·ч/м²/год (ФЭП 1 и ФЭП 2 соответственно) в базовом (а) и оптимистическом (б) сценариях
 Fig. 4. Hydrogen cost at $V=4-10$ m/s (ВЭУ 1 and ВЭУ 2) and $Q=1000-2000$ kWh/m²/yr (ФЭП 1 and ФЭП 2) and using excess energy (System) in business-as-usual (a) and optimistic (b) scenarios

На рис. 4 сравниваются затраты на производство водорода (и их структура) для всех рассмотренных вариантов конфигурации для худших ($V=4$ м/с, $Q=1000$ кВт·ч/м²/год) и лучших ($V=10$ м/с, $Q=2000$ кВт·ч/м²/год) климатических условий. В системе автономного электроснабжения затраты на производство водорода минимальны. При благоприятных климатических условиях стоимость водорода составляет 2,5 \$/кг в базовом сценарии и 1,6 \$/кг в оптимистическом сценарии.

Заключение

Проведены расчёты затрат на производство водорода методом электролиза с использованием электроэнергии, вырабатываемой возобновляемыми источниками энергии – ветроэлектрическими установками и фотоэлектрическими преобразователями. Исследованы варианты, различающиеся технико-экономическими показателями энергоисточников, климатическими условиями и конфигурацией энергосистемы.

Сопоставлены три варианта – две линейные схемы, когда ВЭУ или ФЭП используются только для производства водорода, и работа ВИЭ в автономной энергосистеме, когда для производства водорода используется «избыточная» электроэнергия, вырабатываемая в моменты времени, когда мощность ВЭУ и ФЭП превышает мощность нагрузки.

Показано, что при хороших климатических условиях ($V \geq 6$ м/с, $Q \geq 1400$ кВт·ч/м²/год) и оптимистических значениях технико-экономических показателей стоимость водорода в линейных схемах составляет 2,8–3,4 \$/кг. В системе автономного электроснабжения за счет использования «избыточной» электроэнергии ВИЭ, работающих в стохастическом режиме, затраты на производство водорода минимальны. В базовом сценарии они составляют 2,5 \$/кг, в оптимистическом – 1,6 \$/кг. Последняя величина позволяет рассчитывать на то, что в перспективе 10–15 лет «зеленый водород» окажется конкурентоспособным с водородом, производимым в настоящее время методом паровой конверсии метана.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. World Energy Outlook. – Paris: IEA, 2022. – 523 p.
2. Zgonnik V. The occurrence and geoscience of natural hydrogen: a comprehensive review // *Earth-Science Reviews*. – 2020. – Vol. 203. – Art. no. 103140. DOI: 10.1016/j.earscirev.2020.103140.
3. Prinzhofer A., Tahara Cissé C.S., Diallo A.B. Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebougou (Mali) // *International Journal of Hydrogen Energy*. – Vol. 43. – Iss. 42. – 2018. – P. 19315–19326. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.08.193.
4. Can weathering of banded iron formations generate natural hydrogen? Evidence from Australia, Brazil and South Africa / U. Geymond, E. Ramanaidou, D. Lévy, A. Ouaya, I. Moretti // *Minerals*. – 2022. – Vol. 12. – № 2. – Art. no. 163. DOI: 10.3390/min12020163.
5. Arcos J.M.M., Santos D.M.F. The hydrogen color spectrum: techno-economic analysis of the available technologies for hydrogen production // *Gases*. – 2023. – Vol. 3. – № 1. – P. 25–46. DOI: 10.3390/gases3010002.
6. Полеванов В.П. Природный водород. Предварительное руководство для поисков // *Недра*. – 2022. – № 2. – С. 4–11.
7. Moretti I., Webber M.E. Natural hydrogen: a geological curiosity or the primary energy source for a low-carbon future? URL: <https://www.renewablematter.eu/articles/article/natural-hydrogen-a-geological-curiosity-or-the-primary-energy-source-for-a-low-carbon-future> (дата обращения 15.03.2024).
8. Green hydrogen cost reduction scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal. – Abu Dhabi: IRENA, 2020. – 106 p.
9. Rabiee A., Keane A., Soroudi A. Green hydrogen: a new flexibility source for security constrained scheduling of power systems with renewable energies // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2021. – Vol. 46. – № 37. – P. 19270–19284. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.03.080.
10. Prospects for the production of green hydrogen: review of countries with high potential / V.A. Panchenko, Yu.V. Daus, A.A. Kovalev, I.V. Yudaev, Yu.V. Litti // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2023. – Vol. 48. – № 12. – P. 4551–4571.
11. Renewable Energy Statistics 2023. – Abu Dhabi: IRENA, 2023. – 440 p. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.10.084.
12. Fasihi M., Breyer C. Baseload electricity and hydrogen supply based on hybrid PV-wind power plants // *Journal of Cleaner Production*. – 2020. – Vol. 243. – Art. no. 118466. – P. 1–31. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.118466.
13. Веселов Ф., Соляник А. Экономика производства водорода с учётом экспорта и российского рынка // *Энергетическая политика*. – 2022. – № 3. – С. 58–67. DOI: 10.21122/10.46920/2409-5516_2022_4170_58.
14. Малышенко С.П., Счастливцев А.И. Анализ системы водородного аккумулирования электроэнергии в сравнении с другими системами аккумулирования // *Теплофизика высоких температур*. – 2015. – Т. 53. – № 4. – С. 509–514. DOI: 10.7868/S0040364415.
15. Marchenko O.V. Mathematical modeling and economic efficiency assessment of autonomous energy systems with production and storage of secondary energy carriers // *International Journal of Low-carbon Technologies*. – 2010. – Vol. 5. – № 4. – P. 250–255. DOI: 10.1093/ijlct/ctq031.
16. Марченко О.В., Соломин С.В. Эффективность совместного использования возобновляемых источников энергии // *Вестник Иркутского государственного технического университета*. – 2017. – Т. 21. – № 8. – С. 111–121. DOI: 10.21285/1814-3520-2017-8-111-121.
17. Projected costs of generating electricity. 2020 ed. – Paris: IEA/NEA, 2020. – 223 p.
18. Petkov I., Gabrielli P. Power-to-hydrogen as seasonal energy storage: an uncertainty analysis for optimal design of low-carbon multi-energy systems // *Applied Energy*. – 2020. – Vol. 274. – № 115197. – P. 1–25. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115197.
19. Kalantari H., Ghoreishi-Madiseh S.A. Hybrid renewable hydrogen energy solution for remote cold-climate open-pit mines // *Hydrogen*. – 2022. – № 3. – P. 312–332. DOI: 10.3390/hydrogen3030019.
20. Modeling a sustainable energy transition in northern Greenland: Qaanaaq case study / A. Pantaleo, M.A. Albert, H.T. Snyder, S. Doig, T. Oshima, N.E. Hagelqvist // *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. – 2022. – Vol. 54. – № 102774. – P. 1–12. DOI: 10.1016/j.seta.2022.102774.
21. Assessment of hydrogen-based long term electrical storage in residential energy system / P. Lubello, M. Pasqui, A. Mati, C. Carcasci // *Smart Energy*. – 2020. – Vol. 8. – № 100088. – P. 1–13. DOI: 10.1016/j.segy.2022.100088.
22. Марченко О.В., Соломин С.В. Конкурентоспособность солнечных и ветровых электростанций в странах СНГ // *Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ*. – 2020. – Т. 63. – № 4. – С. 301–311. DOI: 10.21122/1029-7448-2020-63-4-301-311.
23. Марченко О.В., Соломин С.В. Исследование экономической эффективности солнечных и ветровых энергоустановок // *Эпоха науки*. – 2023. – № 36. – С. 62–65. DOI: 10.24412/2409-3203-2023-36-62-65.

Информация об авторах

Олег Владимирович Марченко, кандидат технических наук, старший научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, Россия, 664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130. marchenko@isem.irk.ru; <https://orcid.org/0000-0003-4065-3260>.

Сергей Владимирович Соломин, кандидат технических наук, старший научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, Россия, 664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130. solomin@isem.irk.ru; <https://orcid.org/0000-0002-2674-5196>.

Поступила в редакцию: 20.03.2024

Поступила после рецензирования: 10.04.2024

Принята к публикации: 28.11.2024

REFERENCES

1. *World Energy Outlook*. Paris, IEA, 2022. 523 p.
2. Zgonnik V. The occurrence and geoscience of natural hydrogen: a comprehensive review. *Earth-Science Reviews*, 2020, vol. 203, art. no. 103140. DOI: 10.1016/j.earscirev.2020.103140.
3. Prinzhofer A., Tahara Cissé C.S., Diallo A.B. Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebougou (Mali). *International Journal of Hydrogen Energy*, 2018, vol. 43, no. 42, pp. 19315–19326. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.08.193.
4. Geymond U., Ramanaidou E., Lévy D., Ouaya A., Moretti I. Can weathering of banded iron formations generate natural hydrogen? Evidence from Australia, Brazil and South Africa. *Minerals*, 2022, vol. 12, no. 2, art. no. 163. DOI: 10.3390/min12020163.
5. Arcos J.M.M., Santos D.M.F. The hydrogen color spectrum: techno-economic analysis of the available technologies for hydrogen production. *Gases*, 2023, vol. 3, no. 1, pp. 25–46. DOI: 10.3390/gases3010002.
6. Polevanov V.P. Natural hydrogen. Preliminary Search Guide. *Nedra*, 2022, no. 2, pp. 4–11. (In Russ.)
7. Moretti I., Webber M.E. *Natural hydrogen: a geological curiosity or the primary energy source for a low-carbon future?* Available at: <https://www.renewablematter.eu/articles/article/natural-hydrogen-a-geological-curiosity-or-the-primary-energy-source-for-a-low-carbon-future> (accessed 15 March 2024).
8. *Green hydrogen cost reduction scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal*. Abu Dhabi, IRENA, 2020. 106 p.
9. Rabiee A., Keane A., Soroudi A. Green hydrogen: A new flexibility source for security constrained scheduling of power systems with renewable energies. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2021, vol. 46, no. 37, pp. 19270–19284. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.03.080.
10. Panchenko V.A., Daus Yu.V., Kovalev A.A., Yudaev I.V., Litti Yu.V. Prospects for the production of green hydrogen: review of countries with high potential. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023, vol. 48, no. 12, pp. 4551–4571. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.10.084.
11. *Renewable Energy Statistics 2023*. Abu Dhabi, IRENA, 2023. 440 p.
12. Fasihi M., Breyer C. Baseload electricity and hydrogen supply based on hybrid PV-wind power plants. *Journal of Cleaner Production*, 2020, vol. 243, art. no. 118466. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.118466.
13. Veselov F., Solyanik A. The economics of hydrogen production, considering exports and the Russian market. *Energy Policy*, 2022, no. 3, pp. 58–67. (In Russ.) DOI: 10.21122/10.46920/2409-5516_2022_4170_58.
14. Malyshenko S.P., Schastlitshev A.I. Analysis of hydrogen versus other electrical energy storage systems. *High Temperature*, 2015, vol. 53, no. 4 pp. 509–514. DOI: 10.1134/S0018151X15040173.
15. Marchenko O.V. Mathematical modeling and economic efficiency assessment of autonomous energy systems with production and storage of secondary energy carriers. *International Journal of Low-carbon Technologies*, 2010, vol. 5, no. 4, pp. 250–255. DOI: 10.1093/ijlct/ctq031.
16. Marchenko O.V., Solomin S.V. Efficiency of renewable energy sources combined use. *Proceedings of Irkutsk State Technical University*, 2017, vol. 21, no. 8, pp. 111–121. (In Russ.) DOI: 10.21285/1814-3520-2017-8-111-121.
17. *Projected costs of generating electricity*. 2020 ed. Paris, IAEA, 2020. 223 p.
18. Petkov I., Gabrielli P. Power-to-hydrogen as seasonal energy storage: an uncertainty analysis for optimal design of low-carbon multi-energy systems. *Applied Energy*, 2020, vol. 274, no. 11519, pp. 1–25. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115197.
19. Kalantari H., Ghoreishi-Madiseh S.A. Hybrid renewable hydrogen energy solution for remote cold-climate open-pit mines. *Hydrogen*, 2022, no. 3, pp. 312–332. DOI: 10.3390/hydrogen3030019.
20. Pantaleo A., Albert M.A., Snyder H.T., Doig S., Oshima T., Hagelqvist N.E. Modeling a sustainable energy transition in northern Greenland: Qaanaaq case study. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 2022, vol. 54, no. 102774, pp. 1–12. DOI: 10.1016/j.seta.2022.102774.
21. Lubello P., Pasqui M., Mati A., Carcasci C. Assessment of hydrogen-based long term electrical storage in residential energy system. *Smart Energy*, 2020, vol. 8, no. 100088, pp. 1–13. DOI: 10.1016/j.segy.2022.100088.
22. Marchenko O.V., Solomin S.V. Competitiveness of Solar and Wind Power Plants in the Countries of the Commonwealth of Independent States. *Energetika. Proceedings of CIS higher education institutions and power engineering associations*, 2020, vol. 62, no. 4, pp. 301–311. (In Russ.) DOI: 10.21122/1029-7448-2020-63-4-301-311.
23. Marchenko O.V., Solomin S.V. Study on the economic efficiency of solar and wind energy. *Age of Science*, 2023, no. 36, pp. 62–65. (In Russ.) DOI: 10.24412/2409-3203-2023-36-62-65.

Information about the authors

Oleg V. Marchenko, Cand. Sc, Senior Researcher, Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 130, Lermontov street, Irkutsk, 664033, Russian Federation. marchenko@isem.irk.ru; <https://orcid.org/0000-0003-4065-3260>

Sergei V. Solomin, Cand. Sc, Senior Researcher, Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 130, Lermontov street, Irkutsk, 664033, Russian Federation. solomin@isem.irk.ru; <https://orcid.org/0000-0002-2674-5196>

Received: 20.03.2024

Revised: 10.04.2024

Accepted: 28.11.2024

УДК 622.276
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4399
Шифр специальности ВАК: 1.6.11

Совершенствование подбора объектов-аналогов месторождений нефти и газа в проектировании систем разработки углеводородного сырья

А.В. Карсаков¹✉, П.Н. Зятиков², К.В. Синебрюхов³, И.В. Шарф¹

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

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

³ АО «ТомскНИПИнефть», Россия, г. Томск

✉ Avk163@tpu.ru

Аннотация. *Актуальность* исследования обусловлена введением в эксплуатацию большого количества новых месторождений с ограниченным количеством исходных геолого-физических данных. Для восполнения недостающих данных осуществляется подбор месторождений-аналогов, от корректного выбора которых будет зависеть выбранная система разработки. Но по сложившейся практике выбор аналогов осуществляется лишь экспертным методом, основываясь на поиске территориально ближайших разрабатываемых объектов. От выбранных аналогов зависит эффективность утверждаемой стратегии разработки, что в свою очередь позволит минимизировать риски недропользователей при эксплуатации активов. **Цель:** разработка алгоритма, позволяющего количественно определить наилучший объект-аналог проектируемого месторождения с учётом верификации подобранных аналогов. **Методы:** оценка и анализ необходимых данных для определения степени сходства объектов разработки с помощью методов математической статистики и машинного обучения. **Результаты.** Авторами описана проблематика при подборе месторождений-аналогов и существующие подходы к её решению. Проведены исследования в области возможности применения накопленного опыта при проектировании новых активов. Представлен алгоритм подбора аналогов, основанный на качественной оценке геологических параметров и количественной оценке степени сходства геолого-физических характеристик объекта разработки. Полученные результаты показывают, что метод позволяет оперативно находить аналоги из массивных баз данных, а также имеет высокую степень корреляции с вариантами месторождений, согласованных государственной экспертизой по разработке месторождений углеводородного сырья. Предложен способ применения метода аналогий для прогнозирования отсутствующих данных. Результатом опробования стал высокий процент сходства значения, полученного расчётным путём, геолого-физического параметра с итогами лабораторных исследований. Оценены перспективы развития алгоритма и метода аналогий в нефтегазовой отрасли.

Ключевые слова: месторождения-аналоги, разработка месторождений, обоснование систем разработки, машинное обучение, верификация аналогов

Для цитирования: Совершенствование подбора объектов-аналогов месторождений нефти и газа в проектировании систем разработки углеводородного сырья / А.В. Карсаков, П.Н. Зятиков, К.В. Синебрюхов, И.В. Шарф // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 1. – С. 80–97. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4399

UDC 622.276

DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4399

Improving the selection of object-analogues of oil and gas fields in designing reservoir engineering

A.V. Karsakov^{1✉}, P.N. Zyatikov², K.V. Sinebriukhov³, I.V. Sharf¹

¹ National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

² National Research Tomsk State University, Tomsk, Russian Federation

³ JSC «TomskNIPIneft», Tomsk, Russian Federation

✉ avk163@tpu.ru

Abstract. Relevance. The commissioning of a large number of new fields with limited amount of initial geological and physical data. To fill in the missing data, the selection of object-analogs is carried out. The selected development system will depend on the correct choice of object-analogs. But according to the established practice, the choice of analogues is carried out only by the expert method, based on the search for the geographically closest objects being developed. The effectiveness of the chosen development strategy depends on the selected analogues, which in their turn will minimize the risks of oil companies during the operation of assets. **Aim.** Development of an algorithm for qualitative selection of the best object-analogue of the project field, taking into account the verification of the selected analogues. **Methods.** Evaluation and analysis of the necessary data to define the degree of similarity of reservoir development by the methods of mathematical statistics and machine learning. **Results.** The authors describe the problem in the selection of object-analogues and the existing approaches to its solution. The paper introduces the prospects and possibilities of applying the accumulated experience in the developing of new assets and provides an algorithm for the selection of analogues based on a qualitative assessment of geological parameters and quantitative assessment of the degree of similarity of geological and physical characteristics of the object. The results obtained show that the method allows you to quickly find analogues from massive databases, and has a high degree of correlation with the variants of deposits agreed upon by the state expertise for the development of hydrocarbon fields. The authors proposed a way of applying the analogy method to predict the missing data.

Keywords: object-analogue, reservoir engineering, justification of development systems, machine learning, verification of analogues

For citation: Karsakov A.V., Zyatikov P.N., Sinebriukhov K.V., Sharf I.V. Improving the selection of object-analogues of oil and gas fields in designing reservoir engineering. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 1, pp. 80–97. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4399

Введение

Перспективы развития нефтегазовой отрасли связаны не только с разработкой остаточных трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья (УВ) высоко выработанных месторождений, но и с разработкой новых месторождений со сложными геолого-промысловыми характеристиками, эффект неопределенности которых усиливает производственные и инвестиционные риски [1–3]. Как следствие, востребованы методики, позволяющие принимать технологические решения в части вариантов разработки продуктивных пластов, в том числе основанные на методе аналогий. При этом методические подходы требуют совершенствования в силу разнообразия факторов геологической неопределенности и рисков [4–7].

В период старта пробной эксплуатации нового месторождения жидких углеводородов недропользователи сталкиваются с отсутствием полноценной

информации об объекте разработки. Достоверные знания о месторождении всегда пополняются постепенно в ходе разработки, тогда как основные проектные решения закладываются в самом начале [8–12]. Недостаток данных восполняется за счёт информации с объектов-аналогов [13–15], подбор которых осуществляется экспертной оценкой, вследствие чего не может оказаться гарантированно лучшим [16, 17].

В мировой практике широко используется система Digital Analog Knowledge System (DAKS), в базе которой содержатся геолого-промысловые характеристики 800 месторождений УВ из различных регионов мира. В проекте применена реляционная база данных, работающая в реальном времени с исходными данными, в которые входят геолого-физические параметры объектов, данные сейсморазведки, физико-химические свойства флюидов, геолого-технологические модели и прогнозные уровни

добычи. Путем сравнения этих параметров выявляются содержательные физические зависимости, по которым определяется взаимное соответствие объектов и оценивается возможность преемственности систем разработки [18]. Применение DAKS ограничено в силу специфики геологической истории нефтегазоносных провинций каждого региона, а также вследствие геополитических обстоятельств.

В отечественной практике существуют системы нефтегазовых компаний, аккумулирующие данные по разрабатываемым месторождениям на их лицензионных участках. В частности, исследователи [19] предлагают метод, который базируется на построении дендограммы на основе кластеризации объектов по геолого-физическим и физико-химическим свойствам с последующим определением «меры сходства» объектов. Другими исследователями [20] предполагается сначала ранжирование объектов-аналогов по качественным геолого-физическим параметрам, которые далее исследуются на схожесть по количественным значениям показателей.

Вместе с тем применение данных систем ограничено по причине узкого охвата месторождений и, следовательно, объектов-аналогов. Кроме того, несмотря на регулярное применение метода аналогий при создании проектов по разработке месторождений, фактор субъективизма, основанный на априорных знаниях и накопленном опыте эксперта, значителен, что требует совершенствования методиче-

ских подходов в части его формализации с целью верификации количественной и качественной оценки степени сходства и последующей возможной экстраполяции знаний на новые объекты разработки, что и определило цель научного исследования.

Материалы и методы

Обработка геологических данных множества месторождений с различными характеристиками позволила предложить авторскую методику, состоящую из следующих этапов.

1. Фильтрация месторождений по качественным критериям в последовательности: «Тип породы продуктивного пласта→Геологический возраст пород продуктивного пласта→Тип залежи→Тип коллектора→Тип объекта по фазовому состоянию» (рисунок).

Данная последовательность предложена исходя из необходимости перехода от значимых качественных критериев, зависящих от генеза горных пород, к более узким критериям, от которых зависят системы разработки месторождений. При этом в качестве объектов-аналогов могут выступать месторождения, залежи или продуктивные горизонты.

2. Формирование количественных параметров для оценки степени сходства объектов разработки (табл. 1).

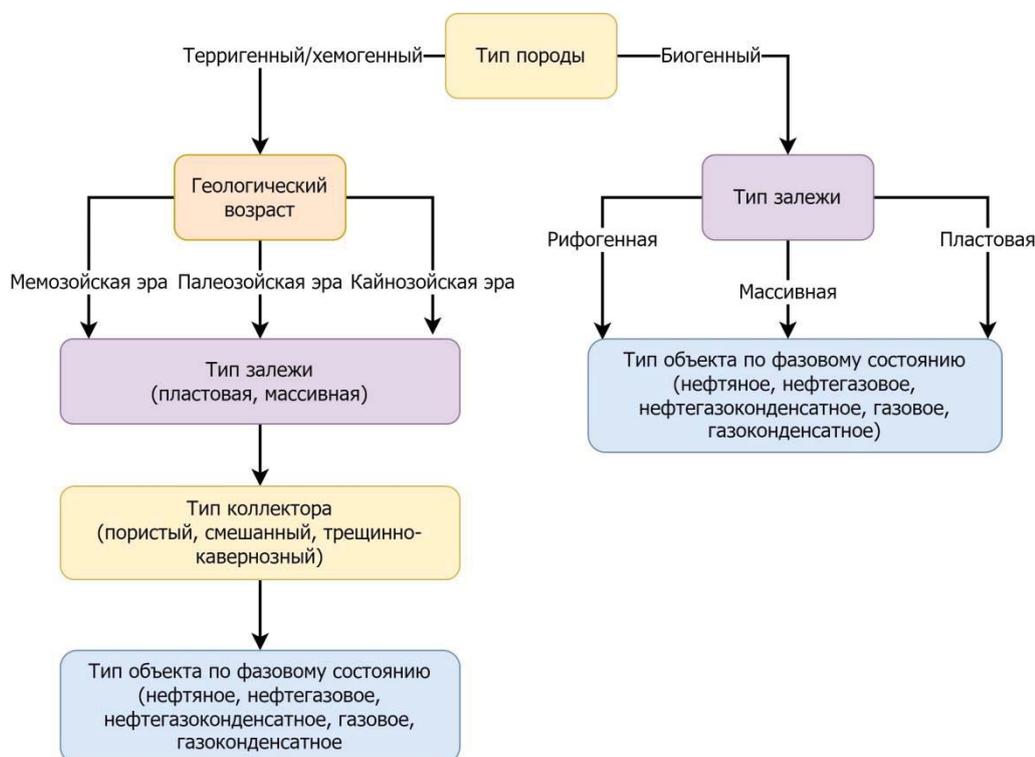


Рисунок. Дерево качественных критериев
Figure. Three of qualitative criteria

Таблица 1. Количественные параметры пластов

Table 1. Quantitative parameters of reservoirs

Количественный параметр Quantitative parameter	Тип объекта Reservoir type	Нефтяной Oil	Нефтегазовый Oil and gas	Нефтегазоконденсатный Oil and gas condensate	Газоконденсатный Gas condensate	Газовый Gas
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м Average effective oil-saturated thickness, m		+	+	+	-	-
Коэффициент пористости, доли ед. Porosity coefficient, units		+	+	+	+	+
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед. Saturation coefficient, units		+	+	+	-	-
Проницаемость, мкм ² Permeability, units		+	+	+	+	+
Коэффициент песчаности, доли ед. Sandiness coefficient, units		+	+	+	+	+
Коэффициент расчленённости, доли ед. Fragmentation coefficient, units		+	+	+	+	+
Начальная пластовая температура, °С Initial reservoir temperature, °C		+	+	+	+	+
Начальное пластовое давление, МПа Initial reservoir pressure, MPa		+	+	+	+	+
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с Oil viscosity in reservoir conditions, MPa*s		+	+	+	-	-
Плотность нефти в пластовых условиях, (кг/м ³)*10 ⁻³ Oil density in reservoir conditions, (kg/m ³)*10 ⁻³		+	+	+	-	-
Содержание серы в нефти, % Sulfur content in oil, %		+	+	+	-	-
Содержание парафина в нефти, % Paraffin content in oil, %		+	+	+	-	-
Давление насыщения нефти газом, МПа Bubble point pressure, MPa		+	+	+	-	-
Газосодержание, м ³ /т Gas content, m ³ /t		+	+	+	-	-
Коэффициент вытеснения нефти водой, доли ед. Oil displacement coefficient, units		+	+	+	-	-
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м Average effective gas-saturated thickness, m		-	+	+	+	+
Коэффициент газонасыщенности пласта, доли ед. Gas saturation coefficient, units		-	+	+	+	+
Давление начала конденсации, МПа Condensation start pressure, MPa		-	+	+	+	+
Вязкость газа в пластовых условиях, мПа*с Gas viscosity in reservoir conditions, MPa*s		-	+	+	+	+
Плотность газа в пластовых условиях, кг/м ³ Gas density in reservoir conditions, kg/m ³		-	+	+	+	+
Коэффициент вытеснения нефти газом, доли ед. Coefficient of oil displacement by gas, units		-	+	+	-	-
Плотность конденсата в стандартных условиях, (кг/м ³)*10 ⁻³ Condensate density under standard conditions, (kg/m ³)*10 ⁻³		-	-	+	+	-
Вязкость конденсата в стандартных условиях, мПа*с Condensate viscosity under standard conditions, MPa*s		-	-	+	+	-
Потенциальное содержание стабильного конденсата в пластовом газе (C5+), г/м ³ Potential content of stable condensate in the formation gas (C5+), g/m ³		-	-	+	+	-

3. Оценка степени сходства количественных параметров объектов разработки с учётом граничных значений диапазона изменения параметра по каждому объекту путём сравнения количественных значений для объектов по формуле (1).

$$R = 1 - \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left| w_i \frac{x_{Ai} - x_{ci}}{x_{ci}} \right|, \quad (1)$$

где R – степень сходства объектов; N – количество параметров; x_{Ai} – количественный параметр потенциального аналога; x_{ci} – количественный параметр целевого объекта; w_i – вес параметра.

4. Организация алгоритма определения веса геолого-физического и физико-химических параметров исследуемого объекта разработки с точки зрения влияния на технологические решения

посредством построения линейной регрессии, в основе которой лежит уравнение Дюпюи (2), описывающее приток жидкости к скважине, вязкость (3), обводненность (4) и фазовые проницаемости по воде (5) и нефти (6). Решение системы с использованием диапазонов значений количественных параметров позволит проранжировать параметры и определить степень их влияния на конечную величину.

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{\ln \frac{R_n}{R_c}} \quad (2)$$

$$\mu = \frac{\mu_w \cdot \mu_o}{k_{rw}(S_w) \cdot \mu_o + k_{ro}(S_w) \cdot \mu_w} \quad (3)$$

$$f_w = \frac{100}{1 + \frac{k_{ro} \cdot \mu_w \cdot B_w}{k_{rw} \cdot \mu_o \cdot B_o}} \quad (4)$$

$$k_{rw} = F_w \cdot \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right)^n \quad (5)$$

$$k_{ro} = F_o \cdot \left(1 - \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right)^m \quad (6)$$

где Q – Дебит условной скважины; μ – вязкость флюида в пластовых условиях; μ_o – вязкость флюида в пластовых условиях; μ_w – вязкость флюида в пластовых условиях; k – коэффициент проницаемости; h – мощность пласта; R_n – радиус контура питания; R_c – радиус скважины; k_{rw} – относительная фазовая проницаемость по воде; k_{ro} – относительная фазовая проницаемость по нефти; n – степень Кори по воде; m – степень Кори по нефти; B_w – объемный коэффициент воды; B_o – объемный коэффициент нефти; S_w – водонасыщенность; S_{wc} – связанная водонасыщенность; S_{or} – остаточная нефтенасыщенность; F_w – конечная точка по воде; F_o – конечная точка по нефти.

5. Верификация полученных данных с учетом текущих показателей разработки месторождений-аналогов может осуществляться посредством предлагаемой функциональной зависимости (7):

$$\theta = \ln Q_{\text{накоп}} t_{\text{разраб}} \quad (7)$$

где θ – степень достоверности данных; $Q_{\text{накоп}}$ – накопленная добыча; $t_{\text{разраб}}$ – время разработки.

Достоверность количественных геолого-физических параметров объектов-аналогов позволяет оценить возможность применения накопленного на аналогах опыта при проектировании разработки. Данная процедура в предлагаемой методике имеет, с точки зрения авторов, крайне важное значение вследствие того, что при подборе аналогов используется широко масштабный массив геолого-физических и физико-химических данных, часть из которых не имеет экспериментального или лабораторного подтверждения. Кроме того, реальная практика формирования базы данных не успевает за происходящими изменениями в процессе разработки. Дополнительно стоит отметить, что реаль-

ные темпы исследования, доразведки и получения результатов лабораторных исследований у месторождений отличаются в зависимости от возможностей и приоритетов недропользователя. Например, одно месторождение может активно развиваться эксплуатационным бурением с полным комплексом геофизических исследований скважин и отбором керн, а второе может десятилетия работать с постоянным фондом добывающих скважин. Предложенная авторами зависимость способна оценить входную информацию из базы данных и отсеять результаты, не имеющие экспериментального подтверждения.

Результаты

В качестве целевого объекта для апробации было выбрано месторождение Западной Сибири с одним объектом разработки. В основе залежи находится нефтяной пласт ЮВ₁², в формировании которого принимают участие терригенные отложения различного литолого-фациального состава мезозойско-кайнозойского платформенного чехла и различной степени метаморфизированные и дислоцированные породы доюрского складчатого фундамента.

В ходе первого этапа подбора на основе качественных критериев из первоначальных нескольких тысяч объектов разработки осталось 59 вероятных кандидатов. Далее был произведен расчёт степени сходства с помощью средневзвешенного отклонения. Количественные параметры для нефтяного месторождения, участвующие в расчёте, представлены в табл. 1.

Методы многомерного разведочного анализа данных получают широкое распространение ввиду развития цифровых технологий по сбору и хранению промысловой информации. С использованием результатов разведочного анализа строятся модели, способные решать задачу регрессии, т. е. оценивать значения числовой выходной переменной по значениям входных переменных [21]. Кроме прогнозной способности, такие модели способны ранжировать параметры по степени влияния на прогнозную величину.

Для определения весового коэффициента параметров целевого месторождения были взяты параметры ГФХ, и в используемых для проектирования диапазонах граничных значений сгенерировано 10⁶ вариантов решений. После чего с помощью моделей дерева решений и линейной регрессии определены веса параметров.

Построение линейной регрессии осуществлялось автоматически с применением программного модуля, разработанного на языке Python. Полученные весовые коэффициенты представлены в табл. 2.

Таблица 2. Результаты определения веса параметров

Table 2. Results of determining the weight of the parameters

K_{np}	h	ΔP	μ_o	μ_w	K_n
0,59	0,163	0,53	0,92	0,52	0,5

Для определения более достоверной модели была определена выборка из 100 сгенерированных решений для оценки сходимости модели и исходных данных. Для исследуемого в данном примере месторождения средняя величина ошибки по модели линейной регрессии составляет 0,2 %, по модели дерева решений – 2,7 %. В результате чего для данного месторождения меньшую ошибку допускает линейная регрессия. Соответственно, важность параметров выбирается по данной модели.

Несмотря на отсутствие ряда количественных параметров в уравнениях (3)–(7), эти значения

имеют большую важность для определения аналогов, так как влияют на системы разработки, вероятные осложнения при добыче и поверхностную инфраструктуру [22, 23]. Учитывая их важность, прочим параметрам были присвоены веса по нижней границе рассчитанных коэффициентов, что позволило получить более точную оценку степени сходства.

Результаты анализа продемонстрированы в табл. 3. Также таблица дополнена основной утверждённой системой разработки, коэффициентом охвата (Кохв), коэффициентом извлечения нефти (КИН) и текущим отбором от начальных извлекаемых запасов (НИЗ).

В процессе анализа степени сходства различных месторождений из оставшихся после первого этапа 59 объектов были выделены 10 аналогов с наибольшим значением степени сходства.

Таблица 3. Результаты подбора аналогов

Table 3. Results of selection analogues

Месторожде- ние Field	Пласт Reser- voir	Кохв. д. ед. Coverage ratio, units	Тип заводнения Flooding type	Технология разработки Reservoir development system	Отбор от НИЗ, % Selection from reserves, %	Степень сходства, д. ед. Degree of similarity, units	КИН, д. ед. Oil recover, units	Достовер- ность Reliability	$\Theta * R$
A	$Ю_1^3$	0,781	Приконтурное заводнение Short-circuit water-flooding	Площадная+рядная ННС+ЗБС, ГС, ПОТ Areal system+inline system	50,9	0,97	0,355	13,6	13,25
B	$Ю_1^{(1+2+3)}$	0,645	Заводнение Water-flooding	Избирательная, ГС+МГРП, ПВЛГ+ ЗБГС+МГРП Selective system	64,1	0,871	0,335	14,8	12,96
C	$Ю_1^2$	0,711		Площадная пятиточеч- ная. ННС+ЗБГС+МГРП, ГС+МГРП Areal five-point system	84,7	0,937	0,352	12,2	11,43
D	$Ю_1^{(0+1+2)}$	0,72		Избирательная, ННС+ЗБГС+МГРП Selective system	54,4	0,875	0,349	12,9	11,32
E	$Ю_1^{1+2+M}$	0,650		Избирательная, ННС+ЗБГС+МГРП Selective system	71	0,832	0,352	12,4	10,33
F	$Ю_1^1$	0,902	Приконтурное заводнение Short-circuit water-flooding	Площадная+рядная ННС+ЗБС, ГС, ПОТ Areal system+inline system	62,6	0,977	0,446	10,1	9,92
G	$Ю_1^2$	0,808	Заводнение Water-flooding	Пятиточечная, ГС+МГРП Five-point system	25	1	0,349	-	-
H	$Ю_1^2$	0,895		Пятиточечная ГС+МГРП Five-point system	24,6	0,852	0,344	10,1	8,61
I	$Ю_1^1$	0,701	Приконтурное заводнение Short-circuit water-flooding	Очагово-избирательная ГС+МГРП Local-selective system	18,3	0,932	0,322	8,55	7,98
J	$Ю_1^{ЗБ}$	0,66	Заводнение Water-flooding	Избирательная, ННС+ГРП, ЗБГС+МГРП Selective system	57,7	0,909	0,258	7,77	7,06
K	$Ю_1^3$	0,525		Избирательная ГС, ЗБГС Selective system	0,002	0,931	0,32	0	0

В результате количественной оценки становится понятно, какой из аналогов ближе всего к исследуемому объекту. По данному критерию наилучшим аналогом для месторождения «G» является объект «F» с наибольшим значением 0,977. Тем не менее месторождение «A» обладает большей достоверностью данных геолого-физических характеристик, ввиду чего будет лучшим аналогом с целью применения накопленного на месторождении опыта. Учитывая верификацию данных, стоит исключить из полученных результатов объект «K» ввиду того, что за длительное время эксплуатации месторождения значение накопленной добычи по данному объекту разработки крайне мало. К дальнейшему использованию пригодны данные с аналогов с величиной достоверности больше 0.

Количественная оценка позволяет полноценно и объективно оценить, какой из аналогов является наилучшим. В совокупности с учётом граничных значений параметров и достоверности данных становится возможным дальнейшее применение метода аналогий для проектирования целевого месторождения.

Также стоит отметить тот факт, что 7 из 10 аналогов совпадают с оценкой экспертов из государственных органов, полученной в ходе экспертизы проектно-технической документации, что дополнительно свидетельствует о высокой достоверности предложенного метода.

Обсуждение

В настоящее время аналоги используются в основном для обоснования коэффициентов извлечения нефти перед государственными органами. Тем не менее изложенный выше подход способствует расширению границ применимости метода аналогий. После нахождения аналогов можно использовать данные ГФХ для прогнозирования неизвестных значений на месторождении.

Предположим, что для целевого месторождения не известен коэффициент вытеснения нефти водой. Для этапа гидродинамического моделирования эта информация является исходной, поэтому возникает потребность в восполнении этих данных методом аналогий.

Таблица 4. Исходные данные с аналогов

Table 4. Initial data of analogues

Месторождение/Field	$K_{\text{выт}}$ /Displacement ratio	$\theta * R$
A	0,432	13,25
B	0,494	12,96
C	0,455	11,43
D	0,495	11,32
E	0,459	10,33
F	0,610	9,92
H	0,391	8,61
I	0,519	7,98
J	0,384	7,06

Методами data mining возможно обнаружение зависимостей между параметрами среди определённых аналогов и на их основе создание прогноза. В данном случае также можно использовать линейную регрессию, с помощью которой можно находить такие зависимости, при этом значением функции будет являться значение, которое необходимо спрогнозировать (8):

$$Y = K_{\text{выт}} \cdot X \quad (8)$$

В качестве обучения для модели будет выбрано множество параметров ГФХ определенных ранее месторождений-аналогов:

$$X = \left[\begin{array}{c} H_{\text{эф}}, K_{\text{п}}, K_{\text{н}}, K_{\text{пр}}, K_{\text{пес}}, K_{\text{рас}}, T_{\text{нач}} \\ P_{\text{нач}}, \mu_o, \mu_w, W_{\text{сера}}, W_{\text{парафин}}, P_{\text{нас}}, \Gamma \end{array} \right]$$

Точность полученной модели можно будет проверить на той же выборке месторождений-аналогов, определив часть выборки как обучающую, а остальную часть как тестовую для определения достоверности полученной модели.

Рассчитанный методом средневзвешенного, где в роли веса выступает произведение достоверности и степени сходства, коэффициент вытеснения нефти водой для месторождения «G» составил 0,432 д. ед. Утверждённое значение 0,472 д. ед. Отклонение расчёта от лабораторных значений 8 %. При работе с глобальной системой данных объектов со всей страны возможно увеличение количества аналогов, что в свою очередь позволит создавать более достоверные модели и повысить верификацию прогнозирования.

Выводы

1. В отечественной нефтегазовой отрасли метод аналогий находится на стадии развития и имеет большой потенциал для совершенствования. В ходе исследования был представлен алгоритм для подбора аналогов, который учитывает диапазон граничных значений параметров объекта разработки. Также был предложен способ использования аналогов в процессе разработки месторождений.
2. Текущий алгоритм подбора аналогов требует совершенствования определения степени сходства. В дополнение к сравнению качественных и количественных параметров объекта планируется анализ и сравнение петрофизических зависимостей пластов, данных глубинных исследований скважин и данных сейсморазведки.
3. Применение метода аналогий имеет ряд перспектив к развитию. Возможно использование аналогов для прогнозирования недостающих данных целевых месторождений, выбора систем разработки и методов увеличения нефтеотдачи, предварительной оценки рентабельности активов и жизнеспособности проекта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Глухих И.Н., Никифоров Д.В. Принятие решений на основе вывода по прецедентам в моделировании месторождений нефти и газа // Вестник Тюменского государственного университета. – 2019. – Т. 5. – № 3. – С. 147–163.
2. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М.: Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
3. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений. Ч. 2. – Ухта: Изд-во Ухтинского государственного технического университета, 2022. – 180 с.
4. 207Pb-excess in carbonatitic baddeleyite as the result of Pa scavenging from the melt / A.V. Ivanov, F. Corfu, V.S. Kamenetsky, A.E. Marfin, N.V. Vladykin // *Geochemical Perspectives Letters*. – 2021. – Vol. 18. – P. 11–15.
5. Алтунин А.Е., Семухин М.В. Расчеты в условиях риска и неопределенности в нефтегазовых технологиях. – Тюмень: Изд-во Тюменского государственного университета, 2005. – 220 с.
6. Janssen M.T.G., Azimi F., Zitha P.L.J. Immiscible nitrogen flooding in bentheimer sandstones: comparing gas injection schemes for enhanced oil recovery // *SPE Improved Oil Recovery Conference*. – Tulsa, Oklahoma, USA, April 2018. – Paper Number: SPE-190285-MS.
7. Holanda R.W.D., Gildin E., Jensen J.L. A generalized framework for Capacitance Resistance Models and a comparison with streamline allocation factors // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – № 162. – P. 260–282.
8. Improvements in capacitance-resistive modeling and optimization of large scale reservoirs / D. Weber, T.F. Edgar, L.W. Lake, L.S. Lasdon, S. Kawas, M. Sayarpour // *SPE Western Regional Meeting*. – San Jose, California, March 2009. – Paper Number: SPE-121299-MS.
9. Использование энтропийного моделирования для анализа эффективности системы заводнения / С.В. Степанов, А.Н. Тырсин, А.А. Ручкин, Т.А. Поспелова // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 6. – С. 62–67.
10. Автоматизация процессов управления режимами работы нагнетательных скважин при нейросетевой оптимизации на объекте БС8 Западно-Малобалыкского месторождения / Д.А. Рябец, В.В. Бескурский, Л.С. Бриллиант, А.С. Завьялов, Д.В. Горбунова, Е.А. Симаков // *Деловой журнал Neftegaz.RU*. – 2020. – № 2 (98). – С. 52–57.
11. Khafizov S., Syngaevsky P., Dolson J.C. The West Siberian Super Basin: the largest and most prolific hydrocarbon basin in the world // *AAPG Bulletin*. – 2022. – Vol. 106. – № 3. – P. 517–572
12. Бекман А.Д., Поспелова Т.А., Зеленин Д.В. Новый метод прогнозирования динамики обводненности скважин с использованием результатов CRMP-моделирования // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2020. – Т. 6. – № 1 (21). – С. 192–207.
13. Rabbani A., Babaei M., Javadpour F. A Triple Pore Network Model (T-PNM) for gas flow simulation in fractured, micro-porous and meso-porous media // *Transp Porous Med*. – 2020. – Vol. 132. – P. 707–740. DOI: 10.1007/s11242-020-01409-w
14. Статистические подходы к выявлению месторождений-аналогов Самарской области / И.С. Солодов, В.П. Шакин, В.А. Колесников, И.Г. Хамитов, А.С. Устинов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 30–33.
15. Инженерные подходы к управлению заводнением, используемые на месторождениях АО «РН-Няганьнефтегаз» (ПАО «НК «Роснефть») / А.В. Корытов, Д.П. Патраков, А.В. Князев, Т.А. Поспелова, И.Н. Авсянко, И.В. Судеев // *Инженер-нефтяник*. – 2020. – № 4. – С. 30–35.
16. Scale effect on the reservoir permeability and porosity over a wide range of void structure (example of the Tedinskoye oil field) / I. Putilov, A. Yuriev, N. Popov, D. Chizov // *Arctic Environmental Research*. – 2019. – Vol. 19. – № 3. – P. 93–98. DOI: 10/3897/issn2541-8416.2019.19.3.93.
17. Хамидуллин Р.Д. Операционные модели управления процессами разработки и добычи нефтегазовых месторождений при проведении цифровой трансформации // *Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом*. – 2017. – № 12. – С. 53–59.
18. Официальный сайт компании C&C Reservoirs. URL: <https://www.ccreervoirs.com/DAKS> (дата обращения: 07.05.2023).
19. Проблема поиска месторождений-аналогов и методика её решения / А.Т. Кошелев, В.Н. Соловьева, И.О. Орлова, Е.Н. Даценко // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. – 2014. – № 7. – С. 10–12.
20. Методика выбора объекта-аналога для нефтегазовой залежи по геолого-физическим характеристикам / И.С. Вологин, Р.Р. Исламов, Ф.Н. Нигматуллин, А.В. Харисова, О.А. Лознок // *Нефтяное хозяйство*. – 2019. – № 12. – С. 124–127.
21. Методы Data mining как система поддержки принятия решений в условиях ограничения данных / В.А. Маркин, Л.В. Маркина, В.Р. Байрамов, М.Ю. Лобанок // *Нефтяное хозяйство*. – 2024. – № 5. – С. 138–142.
22. Поднебесных А.В., Хафизов А.Р. методика экспресс-оценки выбора объекта-аналога для залежей углеводородного сырья на основе их геологических признаков // *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*. – 2019. – № 3. – С. 9–18
23. РД 153-39.0-110-01 «Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газовых месторождений». Утверждено приказом Минэнерго РФ N29 от 05.02.2002, 59 с.

Информация об авторах

Александр Владиславович Карсаков, аспирант Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина 30. Avk163@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-5804-2460>

Павел Николаевич Зятиков, доктор технических наук, профессор физико-технического факультета Национального исследовательского Томского государственного университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 36. zpavel@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0003-3926-3206>

Кирилл Вадимович Синебрюхов, Начальник отдела развития прикладного ПО в ПИР АО «ТомскНИ-Пинефть», Россия, 634027, г. Томск, пр. Мира, 70а. Sinebriukhov.kirill@gmail.com

Ирина Валерьевна Шарф, доктор экономических наук, профессор отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина 30. Irina_sharf@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0002-1333-1234>

Поступила в редакцию: 23.08.2024

Поступила после рецензирования: 22.11.2024

Принята к публикации: 28.11.2024

REFERENCES

1. Glukhikh I.N., Nikiforov D.V. Decision making for modeling of oil and gas fields by using case-based reasoning. *Tyumen State University Herald*, 2019, vol. 5, no. 3, pp. 147–163. (In Russ.)
2. Ladenko A.A., Savenok O.V. *Theoretical foundations of oil and gas field development*. Moscow, Infra-Inzheneriya Publ., 2020. 244 p. (In Russ.)
3. Savenok O.V. *Reservoir engineering*. P. 2. Ukhta, Ukhta State Technological University Publ., 2022. 180 p. (In Russ.)
4. Ivanov A.V., Corfu F., Kamenetsky V.S., Marfin A.E., Vladykin N.V. 207Pb-excess in carbonatitic baddeleyite as the result of Pa scavenging from the melt. *Geochemical Perspectives Letters*, 2021, vol. 18, pp. 11–15.
5. Altunin A.E., Semuhin M.V. *Calculations under conditions of risk and uncertainty in oil and gas technologies*. Tyumen, Tyumen State University Publ., 2005. 220 p. (In Russ.)
6. Janssen M.T.G., Azimi F., Zitha P.L.J. Immiscible nitrogen flooding in bentheimer sandstones: comparing gas injection schemes for enhanced oil recovery. *SPE Improved Oil Recovery Conference*. Tulsa, Oklahoma, USA, April 2018. Paper Number: SPE-190285-MS.
7. Holanda R.W.D., Gildin E., Jensen J.L. A generalized framework for Capacitance Resistance Models and a comparison with streamline allocation factors. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, no. 162, pp. 260–282.
8. Weber D., Edgar T.F., Lake L.W., Lasdon L.S., Kawas S., Sayarpour M. Improvements in capacitance-resistive modeling and optimization of large scale reservoirs. *SPE Western Regional Meeting*. San Jose, California, March 2009. Paper Number: SPE-121299-MS.
9. Stepanov S.V., Tyrsin A.N., Ruchkin A.A., Pospelova T.A. Using entropy modeling to analyze the effectiveness of the waterflooding system. *Oil Industry Journal*, 2020, no. 6, pp. 62–67. (In Russ.)
10. Ryabets D.A., Beskurskiy V.V., Brilliant L.S., Zavyalov A.S., Gorbunova D.V., Simakov E.A. Automation of control processes of injection wells operation modes with neural network optimization at the BS8 reservoir of the Zapadno-Malobalykское field. *Business magazine Neftegaz.RU*, 2020, no. 2 (98), pp. 52–57. (In Russ.)
11. Khafizov S., Syngaevsky P., Dolson J.C. The West Siberian Super Basin: the largest and most prolific hydrocarbon basin in the world. *AAPG Bulletin*, 2022, vol. 106, no. 3, pp. 517–572.
12. Bekman A.D., Pospelova T.A., Zelenin D.V. A new approach to water cut forecasting based on results of capacitance resistance modeling. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 2020, vol. 6, no. 1 (21), pp. 192–207. (In Russ.)
13. Rabbani A., Babaei M., Javadpour F. A Tripple Pore Network Model (T-PNM) for gas flow simulation in fractured, micro-porous and meso-porous media. *Transp Porous Med*, 2020, vol. 132, pp. 707–740. DOI:10/1007/s11242-020-01409-w
14. Solodov I.S., Shakshin V.P., Kolesnikov V.A., Khamitov I.G., Ustinov A.S. Statistic approaches towards the disclosure of oil fields analogous to Samara region. *Oil Industry Journal*, 2011, no. 6, pp. 30–33. (In Russ.)
15. Korytov A.V., Patrakov D.P., Knyazev A.V., Pospelova T.A., Avsyanko I.N., Sudeev I.V. Engineering approaches to flooding management used at the fields of JSC «RN-Nyaganneftegaz» and PJSC «NK «Rosneft». *Oil-engineer*, 2020, no. 4, pp. 30–35. (In Russ.)
16. Putilov I., Yuriev A., Popov N., Chizov D. Scale effect on the reservoir permeability and porosity over a wide range of void structure (example of the Tedinskoye oil field). *Arctic Environmental Research*, 2019, vol. 19, no. 3, pp. 93–98. DOI: 10/3897/issn2541-8416.2019.19.3.93.
17. Khamidullin R.D. Operational models of control over processes of development and production of oil-gas deposits during digital transformation. *Problems of economics and management of the oil and gas complex*, 2017, no. 12, pp. 53–59. (In Russ.)
18. *Official website of C&C Reservoirs corp.* (In Russ.) Available at: <https://www.ccrepositories.com/DAKS/> (accessed 7 May 2023).
19. Koshelev A.T., Soloveva V.N., Orlova I.O., Datsenko E.N. Problem of exploration fields-analogues and method of solving. *Construction of oil and gas wells on land and at sea*, 2014, no. 7, pp. 10–12. (In Russ.)
20. Vologin I.S., Islamov R.R., Nigmatullin F.N., Kharisova A.V., Loznyuk O.A. Methodology for selecting an analogous object for oil and gas reservoirs to geological and physical characteristics. *Oil Industry Journal*, 2019, no. 12, pp. 124–127. (In Russ.)
21. Markin V.A., Markina L.V., Bayramov V.R., Lobanok M.U. Data mining methods as a decision system under conditions of data limitation. *Oil Industry Journal*, 2024, no. 5, pp. 138–142. (In Russ.)
22. Podnebesnykh A.V., Khafizov A.R. Technique of express estimation of analogue object for hydrocarbon reserves on the basis of their geological signs. *Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2024, no. 3, pp. 9–18. (In Russ.)
23. *RD 153-39.0-110-01 «Methodological guidelines for the geological and commercial analysis of the development of oil and gas fields»*. Approved by Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation №29 dated 05.02.2002, 59 p. (In Russ.)

Information about the authors

Alexander V. Karsakov, Postgraduate Student, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. avk163@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-5804-2460>

Pavel N. Zyatikov, Dr. Sc., Professor, National Research Tomsk State University, 36, Lenin avenue, Tomsk, 635050, Russian Federation. zpavel@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0003-3926-3206>

Kirill V. Sinebriukhov, Head of the Department for the Development of Applied Software in Design and Survey Work, JSC «TomskNIPIneft», 70a, Mira avenue, Tomsk, 634027, Russian Federation. Sinebriukhov.kirill@gmail.com

Irina V. Sharf, Dr. Sc., Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. Irina_sharf@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0002-1333-1234>

Received: 23.08.2024

Revised: 22.11.2024

Accepted: 28.11.2024

УДК 552.578.2.061.32
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4671
Шифр специальности ВАК: 1.6.11

Нефтегазогенерационный потенциал среднеюрских углей Улуг-Хемского бассейна

С.А. Ондар¹✉, Д.А. Бушнев^{1,2}, Н.А. Смирнова³

¹ Тувинский институт комплексного освоения природных ресурсов СО РАН, Россия, г. Кызыл
² Институт геологии Федерального исследовательского центра Коми Научного центра УрО РАН,
Россия, г. Сыктывкар
³ Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

✉ ondarsa@tikopr.sbras.ru

Аннотация. Актуальность. Среднеюрское угленакопление прослеживается на обширных территориях Сибири и Азии. Эти отложения в Улуг-Хемском угольном бассейне, расположенном на юге Восточной Сибири (Республика Тыва, Россия), являются доступным для изучения стратиграфическим аналогом углистых материнских пород Западной Сибири (тюменская свита J_{2tm}), а также нефтегазоносных бассейнов северо-запада Китая (формация Шишаньяо J_{2x}). Изучение их генерационных свойств позволит сделать прогноз зон распространения потенциальных углистых материнских пород на сопредельных слабоизученных территориях. **Цель и методы.** Оценка углеводородного потенциала углей и углистых пород Улуг-Хемского бассейна на основе результатов пиролиза Rock-Eval. **Результаты и выводы.** По данным пиролиза угли среднеюрского возраста Улуг-Хемского бассейна имеют значительный углеводородный потенциал. Кероген представлен смесью II и III типов, витринитом и липтинитом в разных соотношениях. Для углей Межегейского и Элегесткого месторождений потенциал генерации жидких и газообразных углеводородов в существенной мере реализован. Оценка количества углеводородов, которое могло быть произведено углями в ходе нафтидогенеза, достигает очень высоких значений – 100–170 мг УВ/г породы. Сопоставление полученных нами характеристик по углеводородам-биомаркерам и мацеральному составу среднеюрских улугхемских углей с опубликованными данными по ряду одновозрастных углистых нефтегазоматеринских пород бассейнов северо-западного Китая и Западной Сибири позволяет говорить о родстве их органического вещества. Углеводородный потенциал органического вещества среднеюрских углей и их аналогов может быть реализован в условиях осадочных бассейнов сопредельной Монголии, еще не известных своей нефтегазоносностью.

Ключевые слова: уголь, пиролиз, нефтегазогенерационный потенциал углей, среднеюрский, кероген

Для цитирования: Ондар С.А., Бушнев Д.А., Смирнова Н.А. Нефтегазогенерационный потенциал среднеюрских углей Улуг-Хемского бассейна // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 1. – С. 98–107. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4671

UDC 552.578.2.061.32
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4671

Oil and gas generation potential of the Middle Jurassic coals of the Ulug-Khem Basin (South Siberia, Russia)

S.A. Ondar¹✉, D.A. Bushnev^{1,2}, N.A. Smirnova³

¹ Tuvianian Institute for Exploration of Natural Resources, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
Kyzyl, Russian Federation
² Institute of Geology, Komi Scientific Center, Syktyvkar, Russian Federation
³ National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

✉ ondarsa@tikopr.sbras.ru

Abstract. Relevance. The Middle Jurassic carbonaceous deposits of the Ulug-Khem basin (Republic of Tuva, Russia) are an available for studying stratigraphic analogue of the source rocks of the oil and gas basins of China (Xishanyao formation J_{2x}) and Western Siberia (Tyumen formation J_{2tm}). The study of their generation properties will allow us to predict the distribution zones of coal-bearing source rocks in adjacent poorly studied areas. **Aim and methods.** Assessment of the hydrocarbon potential of the Ulug-Khem basin coals based on the results of Rock-Eval pyrolysis. **Results.** According to pyrolysis data the Middle Jurassic coals of the Ulug-Khem basin have significant hydrocarbon potential. Kerogen is represented by a mixture of types II and III, vitrinite and liptinite in different proportions. The liquid and gaseous hydrocarbons generation potential of coals from the Mezhegy and Elegend coal fields has been mostly realized. The amount of hydrocarbons that could have been produced by the coals reaches very high values – 100–170 mg HC/g of rock. Comparison of the Ulug-Khem basin coals and the Middle Jurassic source rocks of Western Siberia and a number of basins in China shows the similarity of their organic matter. The hydrocarbon generation potential of the organic matter of the Middle Jurassic coals and their analogues can be realized in the sedimentary basins of Mongolia.

Keywords: coal, pyrolysis, oil and gas generation potential of coals, the Middle Jurassic, kerogen

For citation: Ondar S.A., Bushnev D.A., Smirnova N.A. Oil and gas generation potential of the Middle Jurassic coals of the Ulug-Khem Basin (South Siberia, Russia). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 1, pp. 98–107. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4671

Введение

Для оценки типа органического вещества нефтематеринских пород и его генерационного потенциала широко применяется экспрессный метод пиролиза по типу Rock-Eval [1]. Органическое вещество (ОВ) ископаемых углей в ряде случаев обладает значительным нефтегазоматеринским потенциалом и может выступать в качестве породы – генератора ископаемых углеводородов (УВ) [2]. Данная работа является продолжением цикла исследований геохимии ОВ и петрографического состава среднеюрских углей Улуг-Хемского бассейна. Проведенные нами ранее исследования состава углеводородов-биомаркеров в экстрактах из этих углей показали, что их ОВ представлено остатками наземной и водной растительности [3, 4].

Геологическое строение

Улуг-Хемский угольный бассейн расположен на юге Восточной Сибири. Этот бассейн в виде обширной отрицательной структуры, заполненной юрскими озерными осадками, сформировался на постгерцинском и салаирском основании практически одновременно с целой серией аналогичных структур в Монголии и Китае. Угленосный разрез бассейна представлен элегестской J_{1el} и эрбекской J_{2er} свитами нижней и средней юры, соответственно, которые перекрываются слабоугольными салдамской J_{3sl} и бомской J_{3-K_1bm} свитами верхней юры – нижнего мела. Максимально угленасыщенной является эрбекская свита, содержащая наиболее выдержанный и имеющий промышленное значение угольный пласт Улуг мощностью от 0,5 до 20 м [5]. По кровле пласта Улуг эрбекская свита расчленена на две подсвиты, возраст которых обоснован в объеме аален-байоса и бата соответственно [6]. Палинокомплекс байоса в нижнеэрбекской подсвите аналогичен споро-пыльцевому комплексу байоса, прослеженному в средней подсвите

итатской свиты с пластом рабочей мощности «Итатский» и в бородинской свите с пластом «Бородинский» Канско-Ачинского бассейна [7].

Материалы и методы

Исследованы образцы ископаемых углей пласта Улуг эрбекской свиты (J_{2er}) из четырех местонахождений. Это разрезы Межегейского, Каа-Хемского и Элегестского месторождений, а также естественный выход пласта Улуг на горе Бегреда.

Углететрографические исследования включали изучение мацерального состава под микроскопом ПОЛАМ 312-Р и Olimpus VX-60 в шлифах в проходящем и отраженном свете методом подсчета не менее 500 точек в каждом образце. Замеры отражательной способности витринита в аншлифах проводились на микроскопе-спектрофотометре МСФП-2 (ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск) при длине волны 546 нм в воздушной среде и пересчитывались в значения отражательной способности витринита в иммерсионной среде (R_o).

Для пиролитических исследований образцы измельчались до порошкообразного состояния вручную и после просеивания использовали навеску породы массой от 10 до 100 мг для пиролиза и измерения общего органического углерода (ТОС) в режиме Bulk Rock на приборе Rock-Eval 6 компании Vinci Technologies. Пиролиз Rock-Eval включал программируемый нагрев от 300 до 650 °С (25 °С/мин) породы в инертной атмосфере.

Результаты и обсуждение

Мацеральный состав углей

В составе углей пласта Улуг наблюдается преобладание компонентов группы витринита (от 71 до 100 %) (рис. 1). Среди них доминирует бесструктурный гелинит (66–99 %), в меньшей степени представлены телинит (от 0 до 21 %) различной степени сохранности и обрывки колотелинита. По-

вышенные содержания теллинита с хорошей степенью сохранности клеточной структуры характерны для образцов с горы Бегреда, а также углистых алевролитов в основании пласта Улуг на Каа-Хемском месторождении.

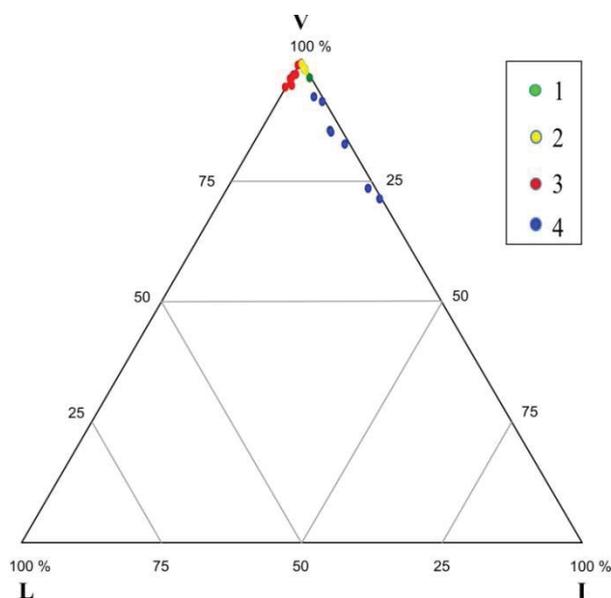


Рис. 1. Компонентный состав органического вещества углей пласта Улуг Улуг-Хемского бассейна: 1 – Элегестское, 2 – Межегейское, 3 – Каа-Хемское месторождения, 4 – обнажение Бегреда

Fig. 1. Maceral composition of the Ulug coal bed in Ulug-Khem Basin: coal deposits: 1 – Elegendest, 2 – Mezhegey, 3 – Kaa-Khem, 4 – Begreda outcrop

Содержание инертинитовых компонентов варьирует от 0 до 29 %. При этом наиболее повышенные значения (6–29 %) зафиксированы в углях на горе Бегреда, где они представлены в основном фюзинитом (1–16 %), реже макринитом (0–24 %), тогда как в образцах остальных разрезов суммарно группа инертинита не превышает 3,4 %.

В состав группы липтинита в изученных углях входят мацералы кутинита, споринита, резинита и липтодетринита общим содержанием до 5,4 %. Среди них преобладает кутинит (до 4 %), тогда как споринит, резинит и липтодетринит не превышают 1 %. Каа-хемские угли наиболее обогащены липтинитом.

В межегейских углях с наибольшей по геохимическим данным долей аквагенного органического вещества примененными микроскопическими методами липтинитовые компоненты не обнаруживаются. Диагностика липтинита (альгинита) на высоких стадиях катагенеза затруднена [8–10] из-за изменения им своих оптических свойств.

Таким образом, угли среднеюрского пласта Улуг по своему углепетрографическому составу сложены

преимущественно витринитом, второстепенными компонентами являются мацералы группы инертинита и некоторые мацералы группы липтинита, которые в совокупности характеризуют гумусовое ОБ.

Углеводородный потенциал улуг-хемских углей

Результаты пиролитических исследований представлены в табл. 1 и на рис. 2.

Водородный индекс исследованных образцов изменяется от 8 до 321 мг УВ/г ТОС, что указывает на присутствие в разрезе интервалов с ОБ, обладающим различным генерационным потенциалом. Показатель отражательной способности витринита R_o варьирует от 0,57 до 0,73 %. Термическая зрелость, определяемая по параметру T_{max} , изменяется в исследуемых углях Улуг-Хемского бассейна от 423 до 451 °С. Взаимосвязь этих двух параметров имеет линейный характер в зоне $R_o=0,51,5$ % и соответствует органическому веществу, находящемуся на градации катагенеза $МК_1^1$ – $МК_2$. Подобная катагенетическая зональность была показана на гумусовом материале из Гыданской параметрической скважины № 130 на севере Западной Сибири [11].

То есть нами исследованы породы, как ещё не вступившие в главную фазу нефтеобразования, так и достигшие её пика. Сам же углеводородный потенциал (S2) в ряде исследованных углей достигает очень высоких значений, достигающих до 247 мг УВ/г породы.

Сопоставим результаты, полученные при исследовании различных разрезов угленосной толщи Улуг-Хемского бассейна (рис. 2).

ОБ углей, отобранных из обнажения Бегреда, по результатам пиролиза относится к террагенному типу, является довольно окисленным и обладает самым низким из всех исследованных образцов генерационным потенциалом. Степень их термической преобразованности соответствует началу главной зоны нефтеобразования ($МК_1^1$, $R_o=0,56$ – $0,60$ %). Каа-хемские угли, напротив, отличаются довольно значительным для угля водородным индексом ($243 < HI < 321$ мг УВ/г ТОС) и минимальным кислородным (OI), обладают высоким углеводородным потенциалом, их ОБ характеризуется как слабопреобразованное ($МК_1^1$). Межегейские угли имеют достаточно высокий остаточный потенциал и по степени зрелости ОБ соответствуют главной фазе нефтеобразования. Углеводородный потенциал образца элегестского угля в значительной мере реализован, так как низкое значение HI в нём сочетается с повышенным значением T_{max} .

Сравнительный анализ данных по углям Каа-Хемского и Элегестского месторождений может свидетельствовать о принадлежности их ОБ к одной линии термической эволюции керогена пре-

имущественно II–III типа. Отсюда следует, что повышение термической зрелости от 423 до 447 °C T_{max} или градации катагенеза от MK_1^1 до MK_2 в случае ОВ каа-хемского типа приводит к образованию до 122 мг УВ/г породы с последующей их эмиграцией из углистой толщи.

Ещё один разрез с высокой степенью термической преобразованности ОВ угля – это Межегейское месторождение. Здесь, судя по высоким значениям HI, при повышенном до 451 °C T_{max} содержится ОВ II–III типов со значительным вкладом II

типа. Незрелых аналогов этого ОВ в изученных разрезах Улуг-Хемского бассейна нами не обнаружено. Поэтому оценку уже реализованного углеводородного потенциала углстого вещества межегейского типа можно условно дать с применением данных по образцам тюменской свиты (J_2tm) из Западно-Сибирских разрезов, наиболее насыщенных богатым водородом ОВ [12]. Эта оценка позволяет получить впечатляющие 179 мг УВ/г породы уже реализованного межегейским углём потенциала.

Таблица 1. Результаты пиролиза Rock-Eval, TOC и отражательная способность витринита среднеюрских углей Улуг-Хемского бассейна

Table 1. Rock-Eval parameters, TOC and vitrinite reflectance R_o values of samples from the Middle Jurassic rocks of the Ulug-Khem Basin

Образец Sample	S1	S2	PI	T_{max}	S3	TOC	HI	OI	S1+S2	MPI-1	R_c , %	R_o , %
MU-18-1	1,33	230,48	0,01	450	2,42	80,54	286	3	231,81	1,33	1,17	0,71
MU-18-2	1,00	228,05	0	450	2,82	85,64	266	3	229,05	1,42	1,22	0,68
MU-18-3	1,4	222,12	0,01	448	2,04	80,81	275	3	223,52	1,37	1,18	0,70
MU-18-4	1,07	205,28	0,01	451	2,84	82,96	247	3	206,35	1,32	1,17	–
MU-18-5	1,63	236,22	0,01	451	2,10	83,67	282	3	237,85	1,31	1,15	–
MU-18-6	1,13	246,86	0	450	2,16	88,50	279	2	247,99	1,20	1,10	–
E-17	1,81	90,62	0,02	447	16,41	78,13	116	21	92,43	1,08	1,02	–
UE-17-3	1,77	67,41	0,03	449	51,63	72,21	93	71	69,18	–	–	0,73
UE-17-4	2,07	93,19	0,02	450	37,64	77,33	121	49	95,26	–	–	0,71
UE-17-5	1,94	72,96	0,03	450	45,83	71,9	101	64	74,90	–	–	0,72
KKh-4-14	2,52	157,15	0,02	427	4,53	62,62	251	7	159,67	0,35	0,58	–
KKh-3-14	1,54	74,86	0,02	427	1,83	28,53	262	6	76,40	0,41	0,62	0,57
KKh-8-14	1,99	85,93	0,02	430	1,67	30,89	278	5	87,92	0,34	0,58	–
KKh-9-14	2,47	166,09	0,01	427	4,29	68,33	243	6	168,56	0,32	0,56	–
KKh-270-3	2,69	224,83	0,01	423	3,29	76,56	294	4	227,52	–	–	–
KKh-270-4	3,95	236,08	0,02	426	3,64	80,06	295	5	240,03	–	–	–
KKh-270-5	3,52	238,20	0,01	424	3,60	80,35	296	4	241,72	–	–	–
KKh-270-6	2,80	198,29	0,01	427	2,83	69,11	287	4	201,09	–	–	–
KKh-270-7	0,92	41,60	0,02	424	1,02	14,96	278	7	42,52	–	–	–
KKh-269-1	4,00	206,19	0,02	427	2,73	64,23	321	4	210,19	–	–	–
KKh-269-2	2,67	233,40	0,01	423	2,85	78,93	296	4	236,07	–	–	0,58
KKh-269-3	2,69	240,78	0,01	424	3,23	78,39	307	4	243,47	–	–	–
KKh-269-4	4,48	229,22	0,02	425	3,26	76,13	301	4	233,70	–	–	0,59
KKh-269-5	2,33	218,14	0,01	425	4,58	82,15	266	6	220,47	–	–	0,58
BG-229-1	0,17	4,05	0,04	435	21,80	48,71	8	45	4,22	0,07	0,41	–
BG-229-2	0,29	5,94	0,05	432	23,84	53,23	11	45	6,23	0,04	0,39	0,60
BG-229-3	0,29	5,95	0,05	436	23,91	56,29	11	42	6,24	0,04	0,39	0,59
BG-229-4	0,57	40,20	0,01	433	33,89	59,34	68	57	40,77	0,21	0,50	0,58
BG-229-5	0,5	38,91	0,01	434	32,31	58,51	67	55	39,41	0,22	0,50	0,59
BG-229-6	0,57	45,06	0,01	435	27,05	50,65	89	53	45,63	0,18	0,48	0,56
BG-229-8	0,78	23,35	0,03	431	20,08	40,66	57	49	24,13	0,12	0,44	0,58
BG-229-9	0,56	26,47	0,02	432	27,07	50,35	53	54	27,03	0,16	0,47	0,57
BG-229-10	0,66	42,26	0,02	433	33,91	59,44	71	57	42,92	0,16	0,47	0,57

Примечание: S1 – свободные и адсорбированные УВ, мг УВ/г породы; S2 – УВ-продукты пиролиза, мг УВ/г породы; PI – индекс продуктивности = $S1/(S1+S2)$; T_{max} – температура максимального выхода УВ при пиролизе, °C; S3 – выход двуокиси углерода, мг CO_2 /г породы; TOC – содержание органического углерода, %; HI – водородный индекс = $S2 \times 100 / TOC$, мг УВ/г TOC; OI – кислородный индекс = $S3 \times 100 / TOC$, мг CO_2 /г TOC; MPI-1 = $1,5 \times (3MP + 2MP) / (P + 9MP + 1MP)$, где MP – метилфенантрен, P – фенантрен; $R_c = 0,6MPI + 0,4$; R_o – отражательная способность витринита, %.

Note: S1 – free and adsorbed hydrocarbons, mg HC/g rock; S2 – pyrolysis hydrocarbon products, mg HC/g rock; PI – productivity index [$S1/(S1+S2)$]; T_{max} – temperature of the maximum yield of hydrocarbon generation during pyrolysis, °C; S3 – oxidizable carbon, mg CO_2 /g rock; TOC – total organic carbon, %; HI – hydrogen index [$(S2/TOC) \times 100$, mg HC/g TOC]; OI – oxygen index [$S3 \times 100 / TOC$, mg CO_2 /g TOC]; MPI-1 = $1.5 \times (3MP + 2MP) / (P + 9MP + 1MP)$, MP – methylphenanthrene, P – phenanthrene; $R_c = 0,6MPI + 0,4$; R_o – vitrinite reflectance, %.

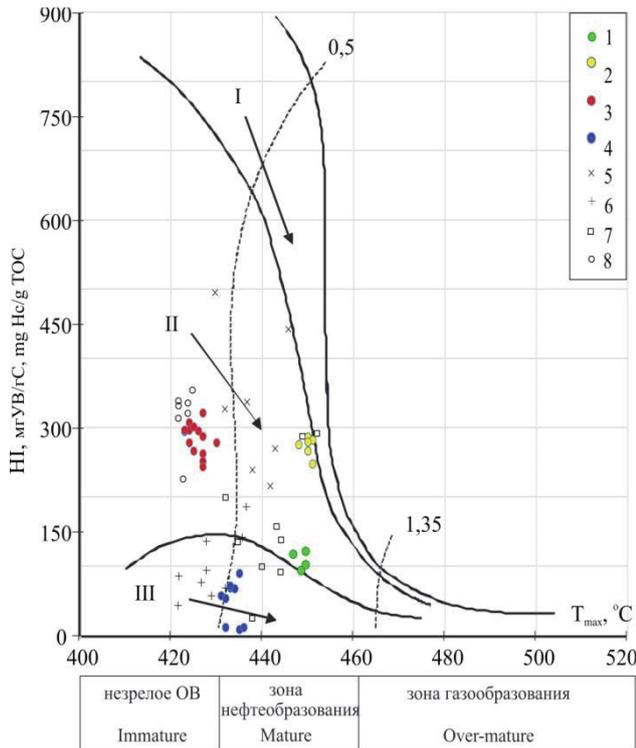


Рис. 2. Диаграмма HI– T_{max} , характеризующая тип ОВ и зрелость углей и углистых пород Улуг-Хемского и других среднеюрских бассейнов: 1–4 – рис. 1; 5 – угли тюменской свиты J_{2tm} , Западная Сибирь [12]; 6 – угли J_{1-2} Монголии [13]; 7 – свита Сишаньяо J_{2x} , Джунгарский бассейн [14]; 8 – горючие сланцы J_2 Монголии [13]

Fig. 2. HI vs. T_{max} diagram describing the kerogen type and maturity of organic matter in coals and carbonaceous deposits of the Ulug-Khem Basin in comparison with other Middle Jurassic basins: 1–4 – Fig. 1; 5 – coals of Tyumen Formation J_{2tm} , West Siberia [12]; 6 – J_{1-2} coals of Mongolia [13]; 7 – Xishanyao Formation J_{2x} , Junggar Basin [14]; 8 – J_2 oil shales of Mongolia [13]

Среднеюрское угленакопление и известная нефтегазоносность

Среднеюрское угленакопление прослеживается на обширных территориях Сибири и Центральной Азии. Угли пласта Улуг Улуг-Хемского бассейна с установленным высоким генерационным потенциалом являются стратиграфическим аналогом тюменской свиты Западной Сибири. В последние годы в связи с истощением ресурсов УВ, связанных с основной материнской баженовской свитой, возрастает роль ниже- и среднеюрских отложений для прогнозирования перспективных площадей и горизонтов. Так, повышенные генерационные свойства тюменской свиты установлены во Фроловской, Красноленинской, Средне-Обской, Каймысовской, Васюганской, Пайдугинской нефтегазоносных областях, а также в Карабашском нефтегазоносном районе [12, 15, 16] (рис. 3). Наступле-

ние главной фазы нефтеобразования зависит от типа ОВ, для гумусового ОВ требуются более жесткие термобарические условия. Для тюменской свиты основная генерация и миграция микронепфти проявляется на глубинах 3–3,5 км [17].

Залежи нефти, образованные из юрских углей и ассоциированных с ними обогащенных ОВ аргиллитов, обнаружены в бассейнах на северо-западе Китая (рис. 3). Во впадине Фукан Джунгарского бассейна юрские породы мощностью до 500 м залегают на глубинах от 0 до 9000 м. С мелового периода до конца палеогена в южной части впадины Фукан было накоплено около 3000 м отложений, что позволило юрским нефтегазоматеринским породам (НГМП) войти в «нефтяное окно». Нефтегазогенерационный потенциал среднеюрской свиты сишаньяо J_{2x} озерного генезиса обоснован по результатам пиролиза и биомаркерного анализа. Согласно данным компьютерного моделирования юрские нефтегазоматеринские породы достигли главной зоны нефтеобразования в конце мелового периода [18]. Юрские НГМП во впадине Фукан генерировали нефть, но меньше, чем основные среднепермские и среднетриасовые НГМП.

В восточной части Таримского бассейна среднеюрские углистые отложения формации Kezilepuег J_2k мощностью 0–570 м перекрыты меловыми и кайнозойскими образованиями мощностью до 1,2–4 км, являются НГМП с керогеном преимущественно III типа [19].

Мы сравнили основные геохимические показатели, характеризующие состав и тип ОВ, чтобы выяснить, как ОВ улуг-хемских углей соотносится с ОВ одновозрастных материнских пород бассейнов с известной нефтегазоносностью (табл. 2). Несмотря на некоторые различия в наборе биомаркеров между среднеюрскими углями, аргиллитами и горючими сланцами рассматриваемых бассейнов, они показывают уникальный набор биомаркеров материнских пород юрских угленосных толщ: доминирование среднепочечных *n*-алканов (преимущественно C_{23}), преобладание стерана C_{29} , высокое значение Pr/Ph, низкое содержание Ts и гомогпанов C_{34} – C_{35} . Большинство исследователей приходят к выводу, что тип исходного ОВ среднеюрских пород был смешанный с разной долей гумусовой и сапропелевой составляющих [3, 18, 20, 21]. Их соотношения могут существенно варьировать даже на небольших расстояниях (в пределах 10 км). Примером тому являются угли межгегейского месторождения с явно выраженной аквагенной компонентой в отличие от элестских (табл. 2). Наличие биомаркеров хвойной растительности, ряда дитерпеноидов – филлокладана, нор-лабдана, нор-изоимарана, изоимарана, 4β(H) нор-изоимарана – в китайских углях [22] и 4β(H)-19-норизоимарана, кадалена, 6-изопропил-1-изогексил-2-метилнафталина и ретена в улуг-

хемских [3], является их общей чертой, указывая на значительный вклад хвойных в образовании гумусовой составляющей ОВ углей. Среднеюрские растения-углеобразователи Улуг-Хемского бассейна описаны в [23].

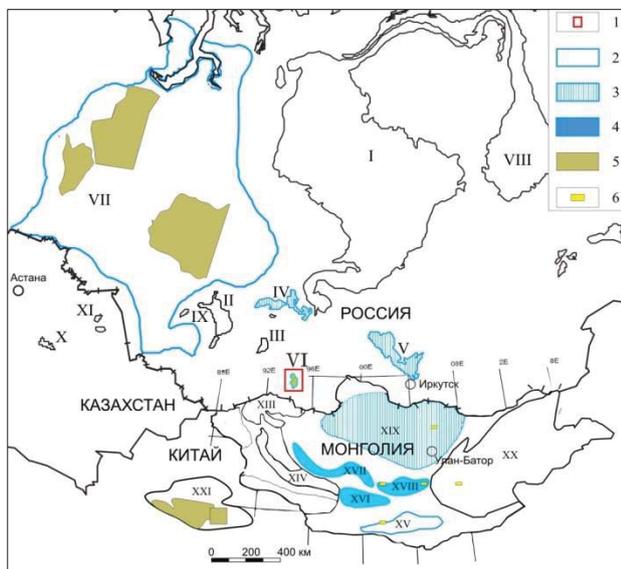


Рис. 3. Схематическая карта угленосных бассейнов и перспективных на углеводороды площадей с нефтегазоматеринскими породами среднеюрского возраста: 1 – территория исследования; бассейны J₁₋₂: 2 – угольные; 3 – с мощностью <750 м и/или буроголистые; 4 – перспективные на УВ, мощностью >2700–3000 м; 5 – площади с НГМП среднеюрского возраста [8, 9, 12]; 6 – горючие сланцы J₁₋₂. Бассейны: I – Тунгусский (С-Р); II – Кузнецкий (С-Р); III – Минусинский (С-Р); IV – Канско-Ачинский (J₁₋₂); V – Иркутский (J₁₋₂); VI – Улуг-Хемский (J₁₋₂); VII – Западно-Сибирский; VIII – Ленский (К); IX – Горловский (С-Р); X – Карагандинский (С); XI – Экибастузский (С); XII – Майкубенский (J); XIII – Хархираа (С); XIV – Монгол-Алтай (С); XV – Южно-Гобийский (Р, J); XVI – Их-Богд (J); XVII – Южный Хангай (Р, J, К); XVIII – Онги-Ривер (Р, J, К); XIX – Орхон-Селенга (J, К); XX – Восточно-Гобийская провинция (Р, J, К); XXI – Джунгарский (Р, Т, J)

Fig. 3. Contour map of coal-bearing basins and potential for hydrocarbons areas with Middle Jurassic source rocks: 1 – studied area; J₁₋₂ basins: 2 – coal; 3 – with thickness <750 m and/or lignites; 4 – potential for hydrocarbons with >2700–3000 m in thickness; 5 – areas with Middle Jurassic source rocks [8, 9, 12]; 6 – oil shale J₁₋₂. Basins: I – Tunguska (C-P); II – Kuznetsky (C-P); III – Minusinsk (C-P); IV – Kansk-Achinsk (J₁₋₂); V – Irkutsk (J₁₋₂); VI – Ulug-Khem (J₁₋₂); VII – West Siberian; VIII – Lensk (K); IX – Gorlovsky (C-P); X – Karaganda (C); XI – Ekibastuz (C); XII – Maikubensky (J); XIII – Harhiraа (C); XIV – Mongol-Altai (C); XV – South Gobi (P, J); XVI – Ikh-Bogd (J); XVII – Southern Khangai (P, J, K); XVIII – Ongi River (P, J, K); XIX – Orkhon-Selenga (J, K); XX – East Gobi Province (P, J, K); XXI – Junggar (P, T, J)

В петрографическом составе углей Улуг-Хемского, Джунгарского и Таримского бассейнов витринит является доминирующей компонентой. Содержание инертинита может варьировать в разных разрезах до 30 % в улуг-хемских и до 60 % в джунгарских. В углях северо-запада Китая содержится больше липтинитовой компоненты – до 30 % против 19 % в улуг-хемских по данным геологоразведочных работ. Мацеральный состав рассматриваемых углей указывает на III тип керогена со вкладом керогена II типа в состав ОВ.

Нижне-среднеюрские отложения относятся к потенциальным нефтематеринским на слабо изученных площадях в центральной части сопредельной Монголии [13, 24]. Анализ геологического строения угленосных бассейнов Монголии [25] позволил нам выделить три угленосных бассейна – Их-Богд, Онги-Ривер и Южный Хангай (рис. 3) в Долине Озёр, в которых нижне-среднеюрские угленосные толщи могут находиться в главной зоне нефтеобразования. К тому же разрезы этих бассейнов включают еще и пермские породы, являющихся ведущими НГМП в Джунгарском бассейне. В Долине Озёр формация Бахар (J₁₋₂) сложена конгломератами, песчаниками, сланцами и углями, которые местами перемежаются с вулканическими породами. Максимальная мощность формации достигает 2700 м. По аналогии с Джунгарским бассейном региональной покрывкой юрского нефтегазоносного комплекса могут служить глинистые отложения мелового возраста, представленные здесь формацией Андхудаг (K₁) мощностью до 700 м и сложенные углистыми аргиллитами, горючими сланцами, а также песчаниками с прослоями тонких известняков и мергелей [25]. Все три бассейна в разной степени были затронуты процессами орогенеза в кайнозое. Из них бассейн Южный Хангай был наиболее подвергнут деформациям и складкообразованию, что снижает потенциал обнаружения сохранившихся залежей УВ в его пределах.

Среднеюрские витринитовые угли бассейна Онги-Ривер по мацеральному составу близки улуг-хемским углям и содержат до 11 % липтинита и 1–2 % инертинита. По данным пиролиза Rock-Eval, изотопным характеристикам и биомаркерным показателям [13] среднеюрские горючие сланцы центральной Монголии, перекрывающие угольные пласты, имеют сходство с углями Улуг-хемского (межегейскими и каа-хемскими) и Джунгарского бассейнов и относятся к керогену II типа, а угли в этих бассейнах – к керогену III, как некоторые угли Улуг-Хемского и Джунгарского бассейнов (рис. 2, табл. 2). Таким образом, в бассейнах Их-Богд и Онги-Ривер можно ожидать преимущественно газовые скопления углеводородов, не исключая возможности генерации жидких.

Таблица 2. Сравнительная характеристика углеводородов-биомаркеров битумоидов среднеюрских отложений Сибири, северо-запада Китая и Монголии

Table 2. Comparison of biomarker parameters of bitumens from the Middle Jurassic deposits of Siberia, China and Mongolia

Месторождение/ Локация Field/Location	Свита Formation	Литология Lithology	Максимум концен- трации <i>n</i> -алканов Dominant <i>n</i> -Alkane	CPI	Pr/Ph	Pr/ <i>n</i> -C ₁₇	Ph/ <i>n</i> -C ₁₈	C27 St (%)	C28 St (%)	C29 St (%)	C29 St (S/S+R αα) (%)	Ts/Tm
Улуг-Хемский угольный бассейн (Россия)/Ulug-Khem coal Basin (Russia) [3, 4]												
Каа-Хемское/Каа-Khem	эрбекская Erбек	уголь coal	C ₂₃	1,62	7,62	1,05	0,10	4	15	81	0,36	0,02
Элегестское/Elegest			C ₂₃	1,23	5,95	5,02	0,61	2	10	88	0,44	0,16
Межегейское/Mezhegey			C _{19-C₂₃}	1,08	2,52	0,71	0,23	17	23	60	0,40	0,54
Западной Сибири (Россия)/West Siberia (Russia) [20]												
Юг ЗСНП/Southern WS	тыюменская Туумен	аргиллиты mudstones	C _{21-C₂₅}	1,25	3,62	1,33	–	22	23	55	0,43	0,05
Джунгарский бассейн (Китай)/Junggar Basin (China) [18, 22]												
Выступ Байцзяхай Vaijiahai Ledge	Сишаньяо Xishanyaoyao	аргиллит mudstones	C ₂₃	1,16	6,29	2,43	0,37	–	–	–	–	–
Зона Гумуди/Gumudi zone			C ₁₈	0,99	0,49	0,49	0,56	–	–	–	–	–
Манас/Manas		уголь coal	C ₂₃	1,1	3,4	–	–	2	17	81	0,5	–
Сишаньяо/Xishanyaoyao			C ₂₃	1,7	3,8	–	–	3	17	80	0,02	–
Таримский бассейн (Китай)/Tarim Basin (China) [22]												
Awate	Kezilenuer	уголь/coal	C ₂₂	nc	nc	–	–	5	12	83	0,45	–
Цагаан-Овоо (Монголия)/Tsagaan-Ovoo (Mongolia) [13]												
TSO-1602	Khamar-khoovor	горючие сланцы oil shale	C ₂₃	2,24	1,50	1,1	0,57	10	18	72	0,19	–

Заключение

Методом пиролиза Rock-Eval исследован углеводородный потенциал улуг-хемских углей из четырех местонахождений. Установлено, что угли Каа-Хемского месторождения имеют значительный углеводородный потенциал при относительно низком катагенезе, а генетически близкие угли Элегестского месторождения более термически преобразованы. Эти угли относятся к единой линии трансформации органического вещества, а повышение зрелости от 425 до 450 °C по шкале T_{max} ведёт к реализации до 100 мг УВ/г породы углеводородного потенциала. Угли Межегейского месторождения могли генерировать ещё больше углеводородов, так как сохранили высокий углеводород-

ный потенциал даже при зрелости 450 °C по шкале T_{max} пиролиза Rock-Eval.

Анализ литературных данных свидетельствует о том, что породы, имеющие органическое вещество аналогичное по составу улуг-хемским углям, развито в нефтегазоносных бассейнах Китая, а также Западной Сибири. В связи с полученными результатами можно обратить внимание на осадочные бассейны в Монголии, еще не известные своей нефтеносностью, где одновозрастные и сходные по составу исследованным углям породы залегают на значительных глубинах. Вариативность состава среднеюрских углей позволяет прогнозировать реализацию ими в ходе нефтидогенеза как газообразных углеводородов, так и нефтяных.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Methode rapid de caracterisation des rocks meres, de leur potential petrolier et leur degre devolution / J. Espitalie, L. Laporte, M. Madec, F. Marquis, P. Leplat, J. Paulet, A. Boutefeu // Revue de L'Institut Francais du Petrole. – 1977. – № 32. – P. 23–42.
2. Wilkins R.W., George S.C. Coal as a source rock for oil: a review // International Journal of Coal Geology. – 2002. – Vol. 50 (1–4). – P. 317–361. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0166-5162\(02\)00134-9](https://doi.org/10.1016/S0166-5162(02)00134-9).
3. Бушнев Д.А., Ондар С.А., Бурдельная Н.С. Геохимия органического вещества углей Улуг-Хемского бассейна // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 11. – С. 1499–1510. DOI: <https://doi.org/10.15372/GiG2020156>.
4. Ондар С.А., Бушнев Д.А. Органическое вещество и геохимия углей среднеюрского возраста Межегейского месторождения (Улуг-Хемский бассейн, Тыва) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 11. – С. 71–80. DOI: <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/11/3603>.
5. Лебедев Н.И. Угли Тувы: состояние и перспективы освоения сырьевой базы. – Кызыл: ТувиКОПР СО РАН, 2007. – 180 с.
6. Берзон Е.И., Петрухина О.Н. Стратиграфическое расчленение юрского разреза Улугхемского каменноугольного бассейна (Республика Тыва) // Региональная геология и металлогения. – 2016. – № 67. – С. 1–12.
7. Смокотина И.В. Сравнительная палиностратиграфия байоса средней юры Улугхемского угольного бассейна и Канско-Ачинского бассейна // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии. Научные материалы седьмого Всероссийского совещания. – М., 18–22 сентября 2017. – М.: ГИН РАН, 2017. – С. 201–204.
8. Угленасыщенность, петрографический состав и метаморфизм углей тыюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь) / В.П. Алексеев, В.И. Русский, Ю.Н. Федоров и др. / под ред. В.П. Алексеева. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2006. – 158 с.

9. Волкова И.Б. Органическая петрология. – Л.: Недра, 1990. – 299 с.
10. Столбова Н.Ф., Исаева Е.Р. Петрология углей. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 77 с.
11. Беляева Г.Л. Катагенетическая характеристика органического вещества пород Гыданской параметрической скважины // Вестник Пермского университета. Геология. – 2021. – Т. 20. – № 3. – С. 267–273.
12. Условия осадконакопления и закономерности распределения органического вещества нижне-среднеюрского комплекса юго-западной части Западно-сибирского нефтегазоносного бассейна / И.К. Комков, А.В. Мордасова, М.В. Дахнова, С.В. Можегова, М.А. Большакова, Н.В. Пронина // Георесурсы. – 2022. – Т. 24. – № 2. – С. 150–171. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.15>.
13. Depositional environment and petroleum source rock potential of Mesozoic lacustrine sedimentary rocks in central Mongolia / В.-О. Erdenetsogt, S.K. Hong, J. Choi, I. Lee // Marine and Petroleum Geology. – 2022. – Vol. 140. – P. 105646. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2022.105646>.
14. Petroleum generation and expulsion characteristics of Lower and Middle Jurassic source rocks on the southern margin of Junggar Basin, northwest China: implications for unconventional gas potential / J. Guo, X. Pang, F. Guo, X. Wang, C. Xiang, F. Jiang, P. Wang, J. Xu, T. Hu, W. Peng // Canadian Journal of Earth Sciences. – 2014. – Vol. 51. – № 6. – P. 537–557. DOI: <https://dx.doi.org/10.1139/cjes-2013-0200>.
15. Мусихин К.В. Условия формирования и сохранения коллекторских свойств пород и залежей углеводородов нижне-среднеюрских отложений Фроловской мегавпадины: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – М., 2020. – 22 с.
16. Углистое органическое вещество нижней и средней юры Западной Сибири и его роль в формировании углеводородных скоплений / И.В. Гончаров, Н.В. Обласов, В.В. Самойленко, С.В. Носова // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 8. – С. 19–23.
17. Супруненко О.И., Тугарова М.А. Геохимия нафтидов. – СПб.: Изд-во С.-Петербур. ун-та, 2002. – 130 с.
18. Ян Х., Соболева Е.В. Геолого-геохимические условия формирования состава нефтей залежей пермского и юрского нефтегазоносных комплексов впадины Фукан (бассейн Джунгария) // Георесурсы. – 2021. – Т. 23. – № 2. – С. 110–119. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.10>.
19. Tang X., Yang S., Hu S. Thermal and maturation history of Jurassic source rocks in the Kuqa foreland depression of Tarim Basin, NW China // Journal of Asian Earth Sciences. – 2014. – Vol. 89. – P. 1–9. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jseae.2014.03.023>.
20. Особенности состава битумоидов рассеянного органического вещества аргиллитов мезозойских отложений юга Западной Сибири / В.К. Шиманский, А.И. Шапиро, В.Ф. Васильева, Н.Б. Вишневская, Н.Т. Кунаева, Г.В. Туренкова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2006. – № 1. – С. 1–14.
21. Organic geochemical characteristics and generating potential of source rocks from the Lower-Middle Jurassic coal-bearing strata in the East Junggar Basin, NW China / Y. Qian, T. Zhanga, Z. Wang, J. Tuoa, M. Zhanga, C. Wua, C. Tiana // Marine and Petroleum Geology. – 2018. – Vol. 93. – P. 113–126. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2018.02.036>.
22. Sedimentology, organic geochemistry, and petroleum potential of Jurassic Coal Measures: Tarim, Junggar, and Turpan Basins, Northwest China / M.S. Hendrix, S.C. Brassell, A.R. Carroll, S.A. Graham // AAPG Bulletin. – 1995. – Vol. 79. – P. 929–959.
23. Среднеюрские растения-углеобразователи Улуг-Хемского бассейна (Республика Тыва, Россия) / Е.В. Бугдаева, С.А. Ондар, В.С. Маркевич, Д.А. Бушнев // Палеоботаника. – 2020. – Т. 11. – С. 48–73. DOI: <https://doi.org/10.31111/palaeobotany/2020.11.48>
24. Erdenetsogt В.-О. Preliminary results of petroleum source rock evaluation of Mongolian Mesozoic oil shales // Геологический асудлууд. – 2023. – Vol. 15. – Iss. 01. – P. 46–57.
25. Mongolian coal-bearing basins: geological settings, coal characteristics, distribution, and resources / В.-О. Erdenetsogt, I. Lee, D. Bat-Erdene, L. Jargal // International Journal of Coal Geology. – 2009. – Vol. 80. – Iss. 2. – P. 87–104. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.coal.2009.08.002>

Информация об авторах

Соланги Александровна Ондар, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник химико-технологической лаборатории Тувинского института комплексного освоения природных ресурсов СО РАН, Россия, 667004, г. Кызыл, ул. Интернациональная, 117А; ondarsa@tikopr.sbras.ru; <https://orcid.org/0000-0001-7229-2880>

Дмитрий Алексеевич Бушнев, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник, заведующий лабораторией органической геохимии Института геологии Федерального исследовательского центра Коми Научного центра УрО РАН, Россия, 167982, г. Сыктывкар, ул. Первомайская, 54; главный научный сотрудник химико-технологической лаборатории Тувинского института комплексного освоения природных ресурсов СО РАН, Россия, 667004, г. Кызыл, ул. Интернациональная, 117А. boushnev@geo.komisc.ru; <https://orcid.org/0000-0002-3860-944X>

Наталья Александровна Смирнова, заведующая лабораторией геологии месторождений нефти и газа, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. smirnova@hw.tpu.ru

Поступила в редакцию: 27.09.2024

Поступила после рецензирования: 18.10.2024

Принята к публикации: 28.11.2024

REFERENCES

1. Espitalie J., Laporte L., Madec M., Marquis F., Leplat P., Paulet J., Boutefeu A. Rapid method for characterizing the source rocks, their petroleum potential and their degree of evolution. *Revue de L'Institut Francais du Petrole*, 1977, no. 32, pp. 23–42. (In French)
2. Wilkins R.W., George S.C. Coal as a source rock for oil: a review. *International Journal of Coal Geology*, 2002, vol. 50 (1–4), pp. 317–361. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0166-5162\(02\)00134-9](https://doi.org/10.1016/S0166-5162(02)00134-9)
3. Bushnev D.A., Ondar S.A., Burdelnaya N.S. Geochemistry of the organic matter of Ulug-Khem Basin coals. *Russian Geology and Geophysics*, 2021, vol. 62, pp. 1229–1239. DOI: <https://doi.org/10.2113/RGG20194159>
4. Ondar S.A., Bushnev D.A. Organic matter and geochemistry of Middle Jurassic coals of the Mezhegey deposit (Ulug-Khem Basin, Tuva). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 11, pp. 71–80. (In Russ.) DOI: <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/11/3603>.
5. Lebedev N.I. *Coals of Tuva: the present state and prospects for the development of the raw materials bas*. Kyzyl, Tuvian Institute for Exploration of Natural Resources, SB of the RAS Publ., 2007. 180 p. (In Russ.)
6. Berzon E.I., Petrukina O.N. Stratigraphic subdivision of the Jurassic System of the Ulug-Khem coal Basin (Republic of Tyva). *Regionalnaya geologiya i metallogeniya*, 2016, no. 67, pp. 30–41. (In Russ.)
7. Smokotina I.V. Comparative palynostratigraphy of the Bajocian of Ulugchem and Kansk-Achinsk coal basins. *Jurassic System of Russia: problems of stratigraphy and paleogeography. Proceedings of the Russian scientific and practical conference*. Moscow, September 18–22, 2017. Moscow, Geological Institute of RAS Publ., 2017. pp. 201–204. (In Russ.)
8. Alekseev V.P., Russky V.I., Fedorov Yu.N. *Coal saturation, petrographic composition and metamorphism of coals of the Tyumen formation of the Shaim oil and gas region (Western Siberia)*. Ekaterinburg, UGGU Publ. House, 2006. 158 p. (In Russ.)
9. Volkova I.B. *Organic petrology*. Leningrad, Nedra Publ., 1990. 299 p. (In Russ.)
10. Stolbova N.F., Isaeva E.R. *Petrology of coals*. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ. House, 2013. 77 p. (In Russ.)
11. Belyaeva G.L. Catagenetic characteristics of organic matter of the Gydan parametric well rocks. *Bulletin of Perm University. Geology*, 2021, vol. 20, no. 3, pp. 267–273. DOI: <https://doi.org/10.17072/psu.geol.20.3.267>
12. Komkov I.K., Mordasova A.V., Dakhnova M.V., Mozhegova S.V., Bolshakova M.A., Pronina N.V. Conditions of sedimentation and distribution of organic matter in the Lower-Middle Jurassic complex of the South-Western part of the West Siberian oil and gas basin. *Georesources*, 2022, vol. 24, no. 2, pp. 150–171. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.15>.
13. Erdenetsogt B.-O., Hong S.K., Choi J., Lee I. Depositional environment and petroleum source rock potential of Mesozoic lacustrine sedimentary rocks in central Mongolia. *Marine and Petroleum Geology*, 2022, vol. 140, pp. 105646. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2022.105646>.
14. Guo J., Pang X., Guo F., Wang X., Xiang C., Jiang F., Wang P., Xu J., Hu T., Peng W., Petroleum generation and expulsion characteristics of Lower and Middle Jurassic source rocks on the southern margin of Junggar Basin, northwest China: implications for unconventional gas potential. *Canadian Journal of Earth Sciences*, 2014, vol. 51, no. 6, pp. 537–557. DOI: <https://dx.doi.org/10.1139/cjes-2013-0200>.
15. Musikhin K.V. *Conditions for the formation and preservation of reservoir properties of rocks and hydrocarbon deposits of the Lower-Middle Jurassic deposits of the Frolov megadepression*. Cand. Dis. Abstract. Moscow, 2021. 22 p. (In Russ.)
16. Goncharov I.V., Oblasov N.V., Samoylenko, V.V., Nosova, S.V. Carbonaceous organic substance of Lias and Dogger of Western Siberia and its role in formation of hydrocarbonic accumulation, on an example of Tomsk area. *Oil Industry*, 2006, no. 8, pp. 19–23.
17. Suprunenko O.I., Tugarova M.A. *Geochemistry of naphthides*. St. Petersburg, St. Petersburg University Publ. House, 2002. 130 p. (In Russ.)
18. Yang H., Soboleva E.V. Geological and geochemical conditions for the formation of the oil composition in the deposits of the Permian and Jurassic oil and gas complexes in the Fukang depression (Junggar basin). *Georesources*, 2021, vol. 23, no. 2, pp. 110–119. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.10>
19. Tang X., Yang S., Hu S. Thermal and maturation history of Jurassic source rocks in the Kuqa foreland depression of Tarim Basin, NW China. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2014, vol. 89, pp. 1–9. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jseaes.2014.03.023>.
20. Shimansky V.K., Shapiro A.I., Vasilyeva V.F., Vishnevskaya N.B., Kunaeva N.T., Turenkova G.V. Peculiarities of the bitumens structure of dispersed organic matter of the Mesozoic argillite, south of the Eastern Siberia. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2006, no. 1, pp. 1–14. (In Russ.) DOI: <http://www.ngtp.ru/rub/1/09.pdf>
21. Qian Y., Zhanga T., Wang Z., Tuoa J., Zhanga M., Wua C., Tiana C. Organic geochemical characteristics and generating potential of source rocks from the Lower-Middle Jurassic coal-bearing strata in the East Junggar Basin, NW China. *Marine and Petroleum Geology*, 2018, vol. 93, pp. 113–126. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2018.02.036>.
22. Hendrix M.S., Brassell S.C., Carroll A.R., Graham S.A. Sedimentology, organic geochemistry, and petroleum potential of Jurassic Coal Measures: Tarim, Junggar, and Turpan Basins, Northwest China. *AAPG Bulletin*, 1995, vol. 79, pp. 929–959.
23. Bugdaeva E.V., Ondar S.A., Markevich V.S., Bushnev D.A. The Middle Jurassic coal-forming plants of the Ulug-Khem Basin (Republic of Tyva, Russia). *Palaeobotany*, 2020, no. 11, pp. 48–73. DOI: <https://doi.org/10.31111/palaeobotany/2020.11.48>
24. Erdenetsogt B.-O. Preliminary results of petroleum source rock evaluation of Mongolian Mesozoic oil shales. *Геологийн асуудлууд*, 2023, vol. 15, pp. 46–57.
25. Erdenetsogt B.-O., Lee I., Bat-Erdene D., Jargal L. Mongolian coal-bearing basins: Geological settings, coal characteristics, distribution, and resources. *International Journal of Coal Geology*, 2009, vol. 80, no. 2, pp. 87–104. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.coal.2009.08.002>

Information about the authors

Solangy A. Ondar, Researcher, Tuvian Institute for Exploration of Natural Resources, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 117A, Internatsionalnaya street, Kyzyl, 667004, Russian Federation. ondarsa@tikopr.sbras.ru; <https://orcid.org/0000-0001-7229-2880>

Dmitry A. Bushnev, Dr. Sc., Chief Researcher, Head of the Laboratory of Organic Geochemistry, Institute of Geology, Komi Scientific Center, Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, 54, Pervomayskaya street, Syktyvkar, 167982, Russian Federation; Chief Researcher, Tuvian Institute for Exploration of Natural Resources, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 117A, Internatsionalnaya street, Kyzyl, 667004, Russian Federation. boushnev@geo.komisc.ru; <https://orcid.org/0000-0002-3860-944X>

Natalia A. Smirnova, Head of the Laboratory of Geology of Oil and Gas Fields, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. smirnova@hw.tpu.ru

Received: 27.09.2024

Revised: 18.10.2024

Accepted: 28.11.2024

УДК 553.982: 553.983
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4606
Шифр специальности ВАК: 1.6.11

Аномальный разрез баженовской свиты в пределах уватского нефтегазоносного района

Д.А. Староселец¹ ✉, П.В. Смирнов², А.В. Тренкин³

¹ ООО «ГудГео», Россия, г. Тюмень

² Казанский федеральный университет, Россия, г. Казань

³ ООО «Газпромнефть-Хантос», Россия, г. Ханты-Мансийск

✉ d_star1997@mail.ru

Аннотация. *Актуальность* заключается в необходимости приобщения к разработке неосвоенных отложений баженовского горизонта на хорошо разведанных и имеющих развитую инфраструктуру территориях. **Объекты:** отложения аномального разреза баженовской свиты (J₃-K_{1bn}) Западной Сибири в пределах Уватского нефтегазоносного района. **Цель:** уточнение границ распространения и параметризация строения отложений аномального разреза баженовской свиты в пределах Уватского нефтегазоносного района посредством проведения комплексного анализа результатов изучения кернового материала, данных ГИС и сейсморазведки, а также оценка выявленных особенностей отложений на предмет согласованности с существующими концепциями формирования аномального разреза баженовской свиты. **Методы:** фотоматериалы по трем керновым скважинам и результаты макро- и микроописания пород, измерения естественной радиоактивности на керне методом спектрометрического гамма-каротажа, результаты палинологических и микрофаунистических исследований. Использованы данные геофизических исследований скважин и материалы 3D-сейсморазведки. Материалы ГИС представлены 154 скважинами и включают следующие методы: собственной поляризации, гамма-каротажа, индукционный, нейтронный и боковой каротажи. **Результаты.** Выполнен анализ отложений баженовской свиты в пределах Уватского нефтегазоносного района. Произведён литолого-петрографический анализ отложений свиты в шлифах, и определён вклад радиоактивных элементов в общую естественную радиоактивность, на основе полученных результатов, в комплексе с данными ГИС, баженовская свита дифференцирована на породы глинисто-кремниевое состава, глинисто-кремниевое-карбонатного, аргиллиты и песчано-алевритовые породы. Выполнен анализ биостратиграфических исследований образцов баженовской свиты. Отложения баженовской свиты датированы титонским (волжским) ярусом, часть представлена смешанным составом, содержащим как типичное для баженовской свиты аморфное органическое вещество, так и валанжинские либо валанжин-готтеривские палиноформы хорошей сохранности. Уточнена граница распространения аномального разреза баженовской свиты в Уватском нефтегазоносном районе: в сравнении с ранее установленными контурами распространения восточная граница смещена на запад, из-за чего общая территория развития аномального разреза уменьшилась почти в два раза; контуры северо-восточной границы аномального разреза баженовской свиты подвергнуты ревизии и смещены в юго-западном направлении. Полученные данные указывают, что причиной формирования аномального разреза баженовской свиты стало внедрение отложений валанжин-готтеривского возраста в титон-берриасские отложения протобаженитов, что подтверждает геомеханическая модель формирования аномального разреза баженовской свиты.

Ключевые слова: баженовская свита, аномальный разрез баженовской свиты, Западная Сибирь, Уватский нефтегазоносный район

Благодарности: Работа выполнена за счет средств субсидии, выделенной в рамках государственной поддержки Казанского (Приволжского) федерального университета в целях повышения его конкурентоспособности среди ведущих мировых научно-образовательных центров.

Для цитирования: Староселец Д.А., Смирнов П.В., Тренкин А.В. Аномальный разрез баженовской свиты в пределах уватского нефтегазоносного района // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 1. – С. 108–122. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4606

UDC 553.982: 553.983

DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4606

Bazhenov formation anomalous section within the Uvat oil and gas bearing area

D.A. Staroselets¹ ✉, P.V. Smirnov², A.V. Trenkin³

¹ GoodGeo LLC, Tyumen, Russian Federation

² Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

³ Gazpromneft-Khantos LLC, Khanty-Mansiysk, Russian Federation

✉ d_star1997@mail.ru

Abstract. Relevance. The need to bring undeveloped sediments of the Bazhenov horizon to development in areas that are well explored and have developed infrastructure. **Objects.** Anomalous section deposits of the Bazhenov Formation (J_3-K_{1bn}) of Western Siberia within the Uvat oil and gas bearing region. **Aim.** To ascertain the spread boundaries and structure parametrization of sediments of the Bazhenov formation anomalous section within the Uvat oil and gas bearing region through an integrated analysis of the core material study results, GIS and seismic data. **Methods.** Photomaterials of three core samples and the results of macro- and micro-description of rocks, measurement of natural radioactivity on the core by the spectrometric gamma-ray logging, palynological and microfaunistic studies. To clarify the structure of the Bazhenov formation, geophysical well surveys and 3D seismic data were used. The logging materials are represented by 154 wells and include the following methods: intrinsic polarisation, gamma ray logging, induction, neutron and lateral logs. **Results.** The authors have carried out the analysis of the Bazhenov formation sediments within the Uvat oil and gas bearing area. They carried out the lithological and petrographic analysis of the formation sediments in thin sections and determined the contribution of radioactive elements to the total natural radioactivity, according to which, in combination with GIS data, the Bazhenov formation was differentiated into rocks of mainly siliceous composition, siliceous-carbonate rocks, mudstones and sandy-silty mudstones. Biostratigraphic studies of samples of the Bazhenov formation were analyzed. The deposits of the Bazhenov formation are dated by the Tithonian (Volga) Stage, part of which is represented by a mixed composition containing both the amorphous organic matter typical of the Bazhenov formation and the Valanginian or Valanginian-Goterivian palynofoms of good preservation. The authors clarified the boundary of the Bazhenov formation anomalous section in the Uvat oil and gas area: in comparison with the previously established contours of distribution, the eastern boundary shifted to the west, due to which the total area of the anomalous section reduced almost twofold; the contours of the north-eastern border of Bazhenov formation anomalous section were slightly revised and shifted to the south-west direction. The obtained data indicate that the Bazhenov formation anomalous section formation was caused by the introduction of Valanginian-Goterivian deposits into the Tithonian-Berriasian deposits of protobagenite, which confirms the geomechanical model of the Bazhenov formation anomalous section formation.

Keywords: Bazhenov formation, Bazhenov formation anomalous section, Western Siberia, Uvat oil-and-gas-bearing region

Acknowledgements: The work is carried out in accordance with the Strategic Academic Leadership Program "Priority 2030" of the Kazan Federal University of the Government of the Russian Federation.

For citation: Staroselets D.A., Smirnov P.V., Trenkin A.V. Bazhenov formation anomalous section within the Uvat oil and gas bearing area. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 1, pp. 108–122. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4606

Введение

Устойчивой тенденцией изменения состояния нефтегазового комплекса России в целом и Западной Сибири в частности является истощение традиционных ресурсов с одновременным ростом в структуре запасов залежей, связанных со сложными нетрадиционными породами-коллекторами и называемых трудноизвлекаемыми. С целью стимулирования и упрощения освоения подобных объектов нефтегазодобычи, разработана система налоговых преференций [1]. Главным объектом, с кото-

рым ассоциированы такие запасы в Западной Сибири, безусловно, является баженовская свита верхней юры (J_3-K_{1bn}). Фактически с момента своего открытия и начала всестороннего изучения она рассматривается как потенциальный источник восполнения ресурсной базы Западной Сибири.

Баженовская свита J_3-K_{1bn} (БС) характеризуется широким пространственным распространением (порядка 1 млн км²) и наличием залежей углеводородов литологического типа [2]. С точки зрения генерационного потенциала свиту отличает высоко-

кое содержание $C_{орг}$, благоприятный катагенез пород для генерации углеводородов (УВ), способность удерживать их, низкая матричная проницаемость и содержание большого количества гетероатомных УВ [2, 3].

Являясь главным источником генерации УВ на территории Западной Сибири, БС находится в одном ряду с такими сланцевыми формациями, как Bakken, Niobrara, Barnett, Denver, San Joaquín, Shuixiju (США, Китай и др.) [4–15]. Масштабы распространения делают её уникальным объектом и обеспечивают формирование зон с большим ресурсным потенциалом как нефти (на юге), так и газа (на севере) [2].

Несмотря на то, что оценки ресурсного потенциала БС варьируются в широком диапазоне, даже минимальные прогнозируемые ресурсы чрезвычайно внушительны и способны компенсировать выпадающие из добычи производственные мощности в традиционных породах-коллекторах. Их потенциал оценивают от 65 до 100 млрд т [16] и до 78 млрд т по результатам применения объёмного метода и использования усредненных параметров [17].

Эксплуатационные перспективы аномального разреза баженовской свиты (АРБ) связывают с рядом параметров. К первому из них можно отнести то, что в АРБ отмечается тесное сочетание как классических пород баженовской свиты, отвечающих за генерацию углеводородов, так и песчано-алевритовых пород [18], являющихся значительно лучшими породами-коллекторами по сравнению с первыми. Так, последние в среднем характеризуются следующими параметрами: 2–5 м эффективной нефтенасыщенной толщины, 15–17 % пористости, 1 мД проницаемости и 0,48 д. ед. нефтенасыщенности [19]. Вторым немаловажным параметром является то, что подобные песчаные тела имеют достаточно большие размеры. Так, в пределах Широкого Приобья их размеры варьируют по ширине от 2 до 20 км, по длине – от 14 до 84 км при вертикальной толщине, достигающей 150 м [20]. Третий параметр связывается с тем, что значительная часть АРБ приурочена к месторождениям с уже развитой инфраструктурой, где подобные нефтесодержащие отложения не введены в разработку, но могут обеспечить прирост добычи. Так, в пределах Широкого Приобья на баланс поставлено 65 залежей по 35 месторождениям [18].

Вместе с тем разработка залежей нефти в отложениях свиты непременно сопряжена с невозможностью экстраполяции свойств продуктового пласта, что в конечном итоге приводит к низкой прогнозируемости дебитов углеводородов.

В строении баженовской свиты обособляются разрезы, характеризующиеся увеличенными тол-

щинами и изменением литологического состава в сторону повышения доли терригенного материала. Указанная вариативность лежит в основе классификации разрезов баженовской свиты, включающей два типа: стандартный (или «классический»), представленный породами глинисто-карбонатно-кремниевый состава, и «аномальный» (АРБ), сложенный терригенными породами песчано-алеврито-глинистого состава.

Понимание модели образования АРБ помогает повысить эффективность ряда геологических работ: интерпретации сейсмических данных, создания геологических моделей, планирования ГРП и подготовки системы разработки отложений АРБ. Отсутствие консенсуса и научно-обоснованных подходов к моделированию отложений АРБ на основе генетической модели не позволяют планировать эффективный ряд геолого-технических мероприятий по разведке и разработке месторождений. Совокупность указанных фактов стала причиной низкого качества геологических моделей, которые в малой степени соответствуют реальному строению резервуара углеводородов и не позволяют планировать эффективные пути разработки месторождения. Не способствует решению проблемы и отсутствие нового поколения крупномасштабных, высокодетальных карт размещения АРБ в пределах различных литофациальных районов. К числу одной из наиболее информативных и вместе с тем современных относится карта размещения аномальных разрезов А.А. Нежданова [21] для Среднеобской, части Фроловской и Каймысовской нефтегазоносных областей.

В рамках настоящей работы поставлена цель уточнить границы распространения и параметризовать строение отложений АРБ в пределах Уватского нефтегазоносного района посредством проведения комплексного анализа результатов изучения kernового материала, данных ГИС и сейсморазведки, а также оценить выявленные особенности на предмет согласованности с существующими концепциями формирования АРБ.

Материалы и методы

Геология и история изученности баженовской свиты. Краткий обзор генетических концепций

Впервые баженовские отложения были выделены Ф.Г. Гурари в 1959 г. как пачка марьяновской свиты [22].

В 1970-х и 1980-х гг. основной объём исследований баженовской свиты был направлен на изучение её строения и этапности формирования. В рамках выполненных работ описано общее строение баженовского горизонта [23]. В последующем Ю.В. Брадучан с соавторами [24] представил систематизированные данные о стратиграфии баженовской свиты и её аналогов.

Изучение стратиграфии свиты нераздельно связано с анализом палеогеографических условий региона и разработкой концептуальной модели ее формирования. Ранее предложены и аргументированы гипотезы как глубоководного формирования отложений свиты (более 200 м) [24, 25], так и модели осадконакопления в мелководных условиях [26]. Разработанные в 2013 г. коллективом Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН палеогеографические карты с локализацией зон осадконакопления отложений баженовской свиты Западной Сибири базируются на гипотезе о глубоководных условиях седиментации свиты.

Вопросы стратиграфии, расчленения и корреляции баженовской свиты рассматриваются и уточняются крупнейшими специалистами отрасли в течение последних десятилетий. Одна из первых схем расчленения создана в 1975 г. коллективом специалистов ЗапСибНИГНИ.

На основании форм кривых каротажа при использовании каждого из методов выделены более двух десятков слоёв [27], а посредством комплексов методов ГИС в разрезе баженовской свиты определены шесть литостратиграфических пачек. В.И. Белкиным [28] представлено расчленение баженовской свиты по данным геофизических исследований скважин, включающих различные типы каротажа. Новые данные продолжают служить цели детализации сведений о расчленении баженовской свиты и в настоящий момент, в рамках которой различные её способы предложены коллективом специалистов Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В.И. Шпильмана. Исследования многих авторов посвящены определению и анализу вклада различных элементов в естественную радиоактивность отложений баженовской свиты [29, 30].

В последние два десятилетия отмечается неизменно большое количество научных работ, посвящённых минеральному и литологическому составу пород свиты и их типизации [31–33].

Литологически свита сложена породами глинисто-карбонатно-кремниевых состава и характеризуется высокой радиоактивностью и аномально высоким содержанием сапропелевого органического вещества [34]. В отложениях баженовской свиты биогенный и хемогенный кремнезем существенно довлеет над терригенным. Преобладающим минеральным компонентом в силицитах является халцедон, который, по мнению И.Н. Ушатинского, представляет собой продукт трансформационных переходов первоначально биогенного опала [35].

С момента открытия свиты наблюдается непрерывный рост числа научно-исследовательских программ, посвящённых изучению аномальных разрезов баженовской свиты. Первое описание АРБ было сде-

лано К.И. Микуленко и Г.Б. Острым [36], связывавшими их с подводно-оползновыми дислокациями.

Представления о формировании АРБ претерпели значительное развитие. Г.С. Ясович [37] увязывал их с глубоководными турбидитовыми руслами и другими придонными течениями. Модель подводно-оползнового генезиса АРБ была дополнительно аргументирована в [21, 38]. В.Ф. Гришкевич с соавторами [39, 40] предложили модель формирования аномальных разрезов за счет дезинтеграции протобаженитов при внедрении в разрез пород терригенного состава. Иную точку зрения отстаивают О.Г. Зарипов, В.П. Сонич [41], связавшие осадконакопление АРБ с местным сносом терригенного материала с участков размыва уже накопившихся нижележащих отложений. По предположению О.М. Мкртчяна [42] глинисто-кремниевые породы баженовской свиты являются глубоководными фашиями клиноформного комплекса, а аномальные разрезы рассматриваются как фондоформные части клиноформного комплекса. И.С. Гутман и Е.А. Качкина с соавторами предполагают связанность формирования АРБ с погружением тектонических блоков по конседиментационным разломам, параллельно которым происходило накопление песчано-алевритового материала, т. е. АРБ [43].

Объект исследования

Регион исследований АРБ расположен в пределах Уватского нефтегазоносного района (НГР) и объединяет группу месторождений: Кальчинское, Центрально-Алымское, Верхне-Лумкойское, Нижне-Лумкойское, Северо-Комариное, Варягское, Зимнее, Кондинское, Ендырское и им. А. Жагина. Нефтегазоносность баженовской свиты доказана на Кальчинском, Ендырском, Северо-Комарином и им. А. Жагина месторождениях (Государственный баланс, 2020).

В тектоническом плане большая часть района исследований приурочена к мезомоноклинали Обской ступени, в строении которой выделяются отрицательные структуры III порядка. Восточная часть Уватского НГР располагается на территории распространения Нижнедмьянской мегавпадины (рис. 1), осложнённой группой более мелких отрицательных структур.

Литология баженовской свиты в пределах площади распространения аномальной части разреза свиты охарактеризована по трем керновым скважинам, общий интервал которых составляет 83,1 м. Для анализа вещественного состава баженовской свиты использованы результаты исследований керна материала: макро- и микроописание пород, измерение естественной радиоактивности на керне методом спектрометрического гамма-каротажа, палинологические и микрофаунистические данные.

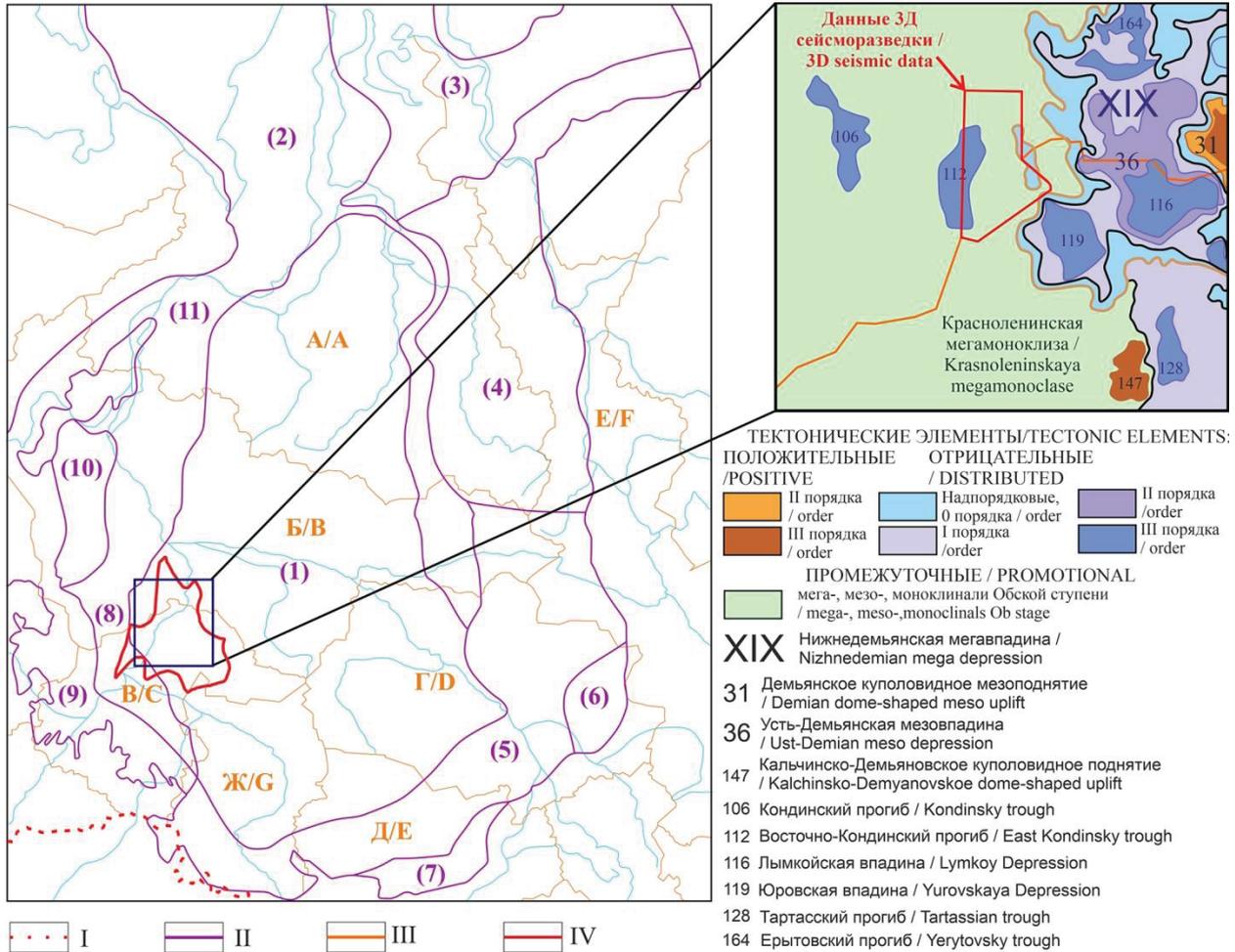


Рис. 1. Район исследования АРБ (фрагмент схемы тектонического районирования Западно-Сибирской нефтегазодной провинции). Условные обозначения: I – границы Российской Федерации, II – границы свит в составе баженовского горизонта, III – административные границы, IV – Уватский НГР. Свиты баженовского горизонта: 1 – баженовская, 2 – баженовская низкоомная, 3 – голчихинская, 4 – яновстанская, 5 – марьяновская, 6 – максимоярская, 7 – баганская, 8 – тутлеймская, 9 – даниловская, 10 – мулымьинская, 11 – даниловская. Административно-территориальное деление: А – Ямало-Ненецкий автономный округ, Б – Ханты-Мансийский автономный округ, В – Тюменская область, Г – Томская область, Д – Новосибирская область, Е – Красноярский край, Ж – Омская область

Fig. 1. Study area of the Bazhenov formation anomalous section (fragment of tectonic zoning scheme of West Siberian oil and gas province). Notation: I – borders of the Russian Federation, II – boundaries of formations within the Bazhenov horizon, III – administrative boundaries, IV – Uvat oil and gas bearing district. Formations of the Bazhenov horizon: 1 – Bazhenovskaya, 2 – Bazhenovskaya low-limbed, 3 – Golchikhinskaya, 4 – Yanovstanskaya, 5 – Maryanovskaya, 6 – Maksimoyarskaya, 7 – Baganskaya, 8 – Tutleimskaya, 9 – Danilovskaya, 10 – Mulymyinskaya, 11 – Danilovskaya. Administrative-territorial division: A – Yamalo-Nenets Autonomous Okrug, B – Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug, C – Tyumen Oblast, D – Tomsk Oblast, E – Novosibirsk Oblast, F – Krasnoyarsk Krai, G – Omsk Oblast

Более детальное расчленение разреза баженовской свиты представлено в исследованиях литологического состава различными авторами [27, 44].

Измерение естественной радиоактивности на колонке керна выполнено методом спектрометрического гамма-каротажа (Отчет, 2015 Биостратиграфические исследования керна бажен-абалакского комплекса скважины 1ПО). Посредством данного метода происходит определение содержания естественных радиоактивных элементов U, Th, K в полноразмерном керне.

В связи с дефицитом каменного материала и отбором образцов на исследования только с интервалов баженовской свиты последняя изучена преимущественно по данным ГИС. Исследования керна представлены узкой выборкой образцов на биостратиграфию в целях определения стратиграфической принадлежности отложений.

Биостратиграфическое исследование проведено ООО «Петройл» на семи образцах (Отчет, 2015 Биостратиграфические исследования керна бажен-абалакского комплекса скважины 1ПО). Анализ

выполнен палинологическим, макро- и микрофаунистическим методами [45–49].

Для уточнения строения баженовской свиты использованы данные геофизических исследований скважин и данные 3D-сейсморазведки. ГИС имеются по 154 скважинам и представлены следующими методами: собственной поляризации, гамма-каротаж, индукционный, нейтронный и боковой каротажи. Материалы 3D-сейсморазведки представлены в пределах Зимнего лицензионного участка.

Интерпретация данных сейсморазведки выполнялась посредством прослеживания отражающих горизонтов. По отражающим горизонтам построены карты толщин баженовской свиты и изопахические треугольники [50–52].

Результаты исследований

Литолого-петрографические исследования

В пределах участка исследований породы баженовской свиты имеют сложный, вариативный литологический состав и в рамках работы подразделены на две группы: (1) породы непосредственно БС и (2) терригенные породы. По результатам описания литолого-петрографических исследований в шлифах, данных рентгеноструктурного анализа (РСА) толща дифференцирована на следующие генерализованные типы пород: (1) глинисто-кремниевый состава, (2) глинисто-кремниво-карбонатного состава, (3) аргиллиты и (4) песчано-алевритовые породы (рис. 2). Последние два типа отнесены к непосредственно внедрённым терригенным породам, а первые два – к породам БС. В терригенной части баженовского разреза выделены алевритовые песчаники, песчаные алевролиты, глинистые алевролиты и алевритовые аргиллиты.

По данным РСА в породах баженовской свиты в разрезах со стандартным строением максимальное содержание глинистых минералов достигает 23 %. В глинистой части горной породы преобладание получили иллит и каолинит – их среднее содержание достигает 75 и 17 %, соответственно. В скважинах, вскрывших АРБ, содержание глинистых минералов достигает 25 %, однако соотношение в составе иллита и каолинита меньше (44 и 11 %, соответственно), появляется значительное содержание смешанослойных образований (в среднем 27 %).

В части биостратиграфических исследований в семи образцах, референтных с Ю₀, наблюдается чередование типично баженовских палиноформ, содержащих аморфное органическое вещество (АОВ) «баженовского» типа и баженовский тип порошка (представленный темно-серо-коричневыми тонкозернистыми зёрнами; с присутствием радиолярий, ихтиодетрита и единичных мелких зёрен глауконита), датированных по микрофауне титонским (волжским) ярусом, и образцов смешанного состава, содержащих как типичное для

баженовской свиты АОВ, так и валанжинские либо валанжин-готеривские палиноморфы хорошей сохранности (Отчет, 2015 Биостратиграфические исследования керна бажен-абалакского комплекса скважины 1ПО). Подобный состав комплекса палеофлоры отражает присутствие более молодых пород валанжинского возраста в титон-нижнеберийских баженовских отложениях.

Наличие аргиллитов и песчано-алевритовых пород, слагающих АРБ, полностью соотносится с изменением вклада радиоактивных элементов в общую естественную радиоактивность. В пределах пород глинисто-кремниевый и глинисто-карбонатно-кремниевый состава, характерного для отложений «классического» разреза БС, основной вклад в радиоактивность вносит U, в то время как в интервале терригенных пород, песчано-алевритового и глинистого составов вклад в естественную радиоактивность U и Th становится примерно равным, или же начинает превалировать Th.

Породы преимущественно карбонатно-кремниевый состава в двух исследованных скважинах по вкладу в радиоактивность U и Th близки по своим значениям (рис. 2). В то время как терригенные породы сходны по содержанию Th и различны по содержанию U. С породами ачимовской толщи наблюдается обратно пропорциональная связь – содержание U по двум скважинам близко, а Th различно.

Геофизические исследования скважин

Характерной особенностью АРБ по ГИС является наличие интервалов различной толщины (от первых метров до нескольких десятков метров), характеризующихся пониженной радиоактивностью. При этом количество подобных участков в разрезе варьирует от одного до двух–трёх. Они представлены общей для всех них закономерностью: (1) большой разницей значений параметра гамма-каротажа (ГК) на границе с подстилающими породами, (2) постепенным увеличением параметра каротажа вверх по разрезу и (3) относительно плавным переходом в перекрывающие интервалы «классического» бажена.

В скважинах со значительными толщинами АРБ ГК напротив всего интервала баженовских отложений фиксирует значения параметра естественной радиоактивности в размере не более двух десятков мкР/ч, в то время как в скважинах с небольшими толщинами АРБ или с «классическим» строением БС значения радиоактивности варьируют в пределах нескольких десятков мкР/ч.

Также дополнительной особенностью поведения параметра гамма-каротажа, фиксирующей наличие АРБ, является резкое падение значений параметра ГК в кровле свиты, против постепенного его уменьшения в скважинах с «классическим» строением БС.

В части остальных методов ГИС фиксируется следующее: показания зонда индукционного каротажа (ИК) при стандартном строении БС имеют минимальные значения, однако при изменении состава БС за счёт появления в разрезе терригенных пород параметр ИК возрастает. Боковой каротаж (БК) демонстрирует уменьшение значений метода в пределах отложений АРБ.

По данным ГИС проведена межскважинная корреляция Уватского НГР и прослежено распространение аномального разреза БС на большую часть территории НГР (рис. 3), в пределах которой толщина свиты варьирует от 28 до 103 м, при этом аномальностью баженовского разреза характеризуются области с толщиной более 35 м.

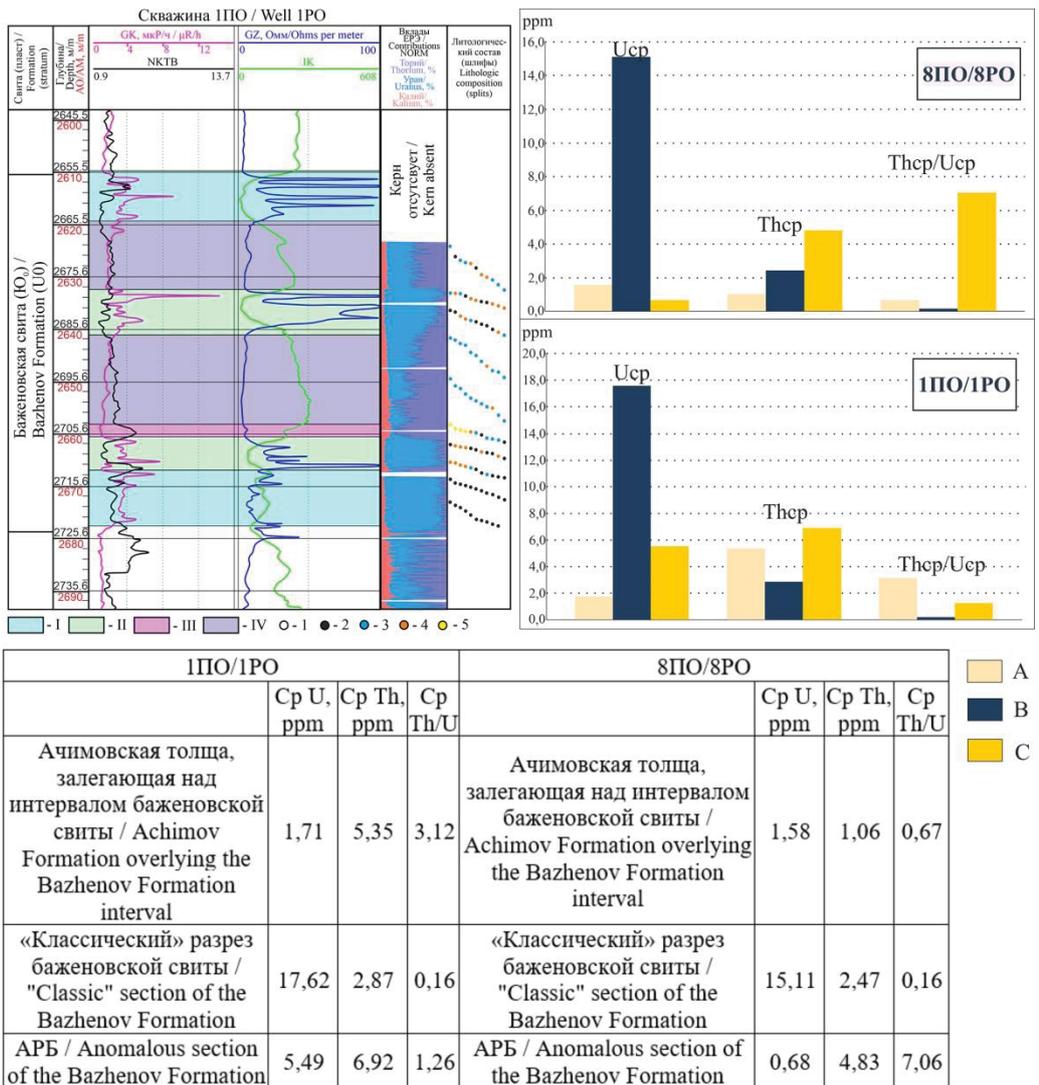


Рис. 2. Дифференциация баженовской свиты по данным исследования ядра и распределение естественной радиоактивности (ЕРЭ) (Литологические интервалы: I – преобладающе кремниевого состава, II – преобладающе кремнево-карбонатного состава, III – терригенного состава песчано-алевритовой размерности, IV – терригенного состава глинистой размерности. Литологический состав в шлифах: 1 – место отбора шлифа, 2 – преимущественно кремниевый состав, 3 – преимущественно терригенный состав глинистой размерности, 4 – преимущественно карбонатный состав, 5 – преимущественно терригенный состав песчано-алевритовой размерности. Распределение ЕРЭ: А – ачимовская толща, В – карбонатно-кремниевая часть баженовской свиты, С – терригенная часть баженовской свиты)

Fig. 2. Differentiation of the Bazhenov formation according to the core study data (Lithologic intervals: I – predominantly silicic composition; II – predominantly silicic-carbonate composition; III – terrigenous composition of sandy-silty dimension; IV – terrigenous composition of clay dimension. Lithologic composition in thin-sections: 1 – place of sampling, 2 – predominantly siliceous composition, 3 – predominantly terrigenous composition of clayey dimension, 4 – predominantly carbonate composition, 5 – predominantly terrigenous composition of sandy-siltstone dimension. Distribution diagrams of natural radioactivity in deposits: A – Achimov formation, B – carbonate-silicon part of the Bazhenov formation, C – terrigenous part of the Bazhenov formation)

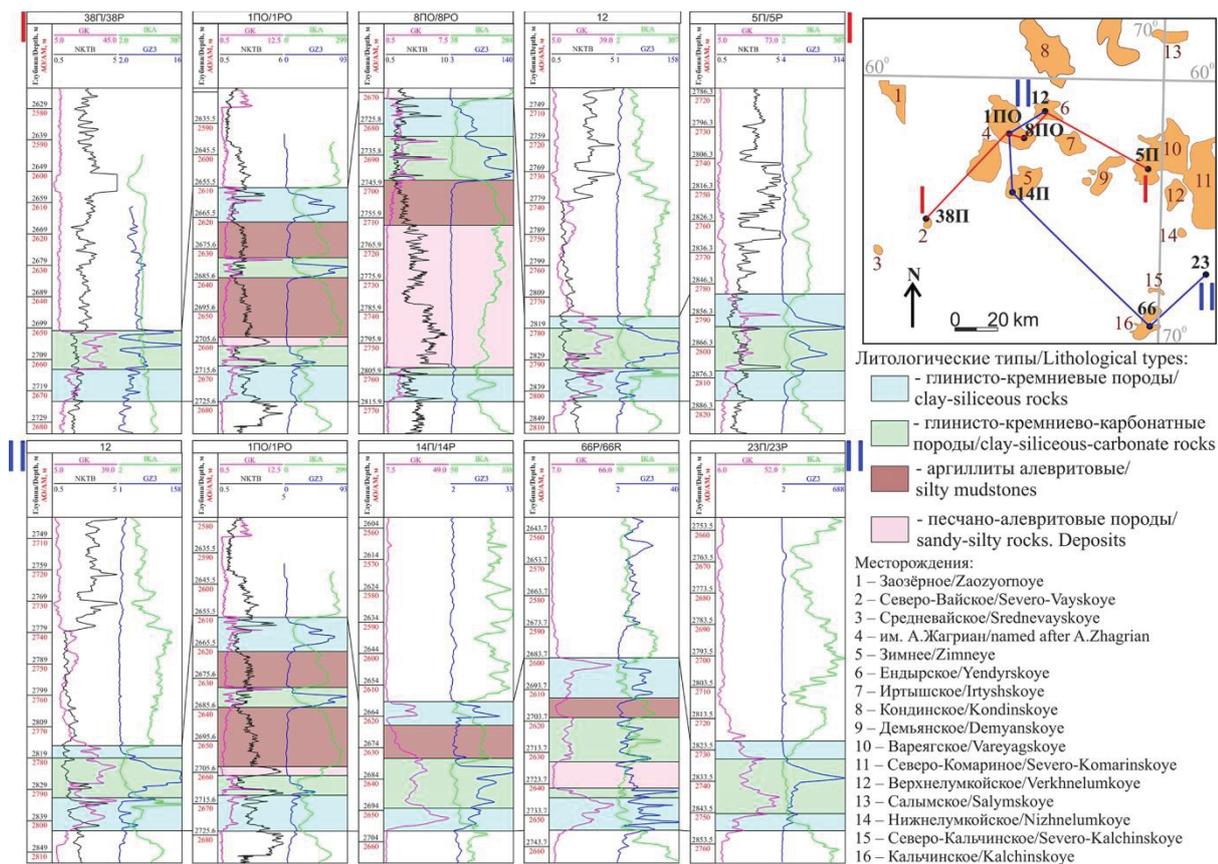


Рис. 3. Корреляция баженовской свиты в пределах Уватского НГР

Fig. 3. Correlation of the Bazhenov formation within the Uvat oil and gas bearing area

Данные сейсморазведки

Строение баженовской свиты уточнено по данным сейсморазведки методом общей глубинной точки 3D отдельных лицензионных участков месторождений Зимнего и им. А. Жагрина (рис. 4).

На большей части указанной территории отмечается увеличение толщины баженовской свиты. При этом оно имеет прямую связь с двумя типами волной картины: (1) резкое вздымание кровли БС, (2) смятие баженовских отложений с последующим их дроблением и растрескиванием. Первый случай в основном характерен для южной части участка 3D-сеймики, в то время как при смещении севернее наблюдается сейсмическая картина смятия, после которого следует постепенное утонение АРБ.

Также присутствуют участки, в области которых толщины свиты соответствуют стандартному разрезу баженовских отложений, где кровля имеет отметки (–2760...–2820 м) значительно более глубокие по сравнению с участками АРБ и нередко пространственно отделяется от них разломами или разрывами.

Обсуждение

В [21] уже устанавливалось широкое распространение АРБ на территории Уватского НГР. По результатам исследований можно отметить, что в

пределах НГР АРБ представлен двумя типами строения. Первый тип характеризуется наличием в разрезе БС наравне со стандартными породами глинисто-карбонатно-кремниевый состав ещё пород, нехарактерных для свиты, – алевролитов, песчаников, аргиллитов. Также данный тип представлен нетипичным для свиты строением, фиксирующимся по резкому изменению параметра ГК в сторону уменьшения в центральной части разреза и сходным изменением параметра в кровле свиты при переходе к вышележащим интервалам. Второй тип представлен породами «классического» разреза баженовской свиты, но также фиксируется по уменьшению значений параметра ГК в кровельной части свиты.

Новые данные позволили уточнить площадь распространения АРБ (рис. 5). В разрезах скважин Кондинского, Чаповского, Западно-Эргинского, Салымского, Варягского, Северо-Комариного, Верхнее- и Нижнелумкойского, Северо-Кальчинского месторождений отложения АРБ не найдены. В связи с чем восточная граница распространения АРБ смещена западнее, а общая территория распространения аномального разреза уменьшена почти в два раза. Контуры северо-восточной границы АРБ подвергнуты незначительной ревизии и смещены в юго-западном направлении.

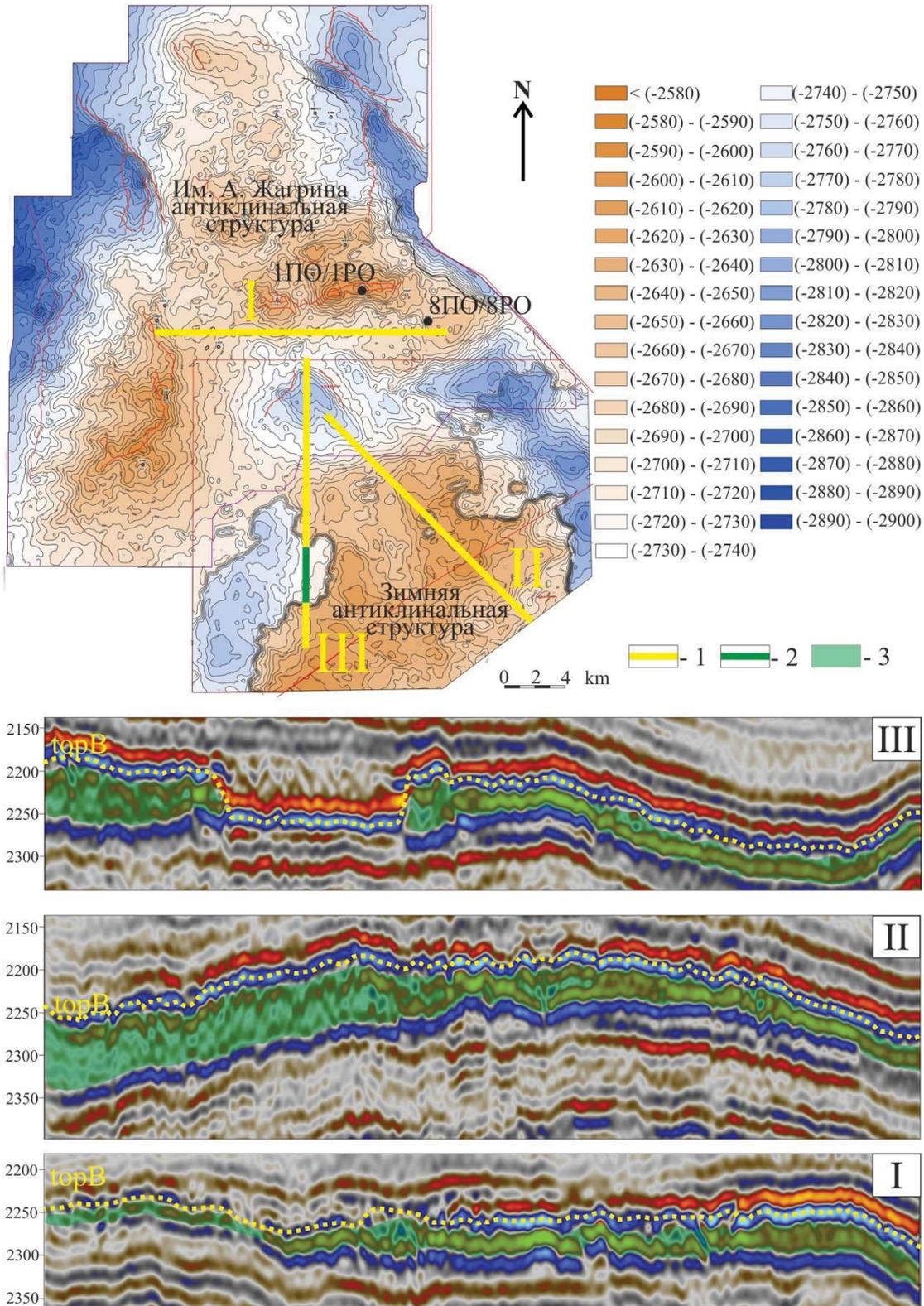


Рис. 4. Структурная карта по кровле горизонта В (подошва БС) и сейсмические разрезы, характеризующие проявление АРБ (topB – кровля БС) (1 – часть профиля, где в разрезе отмечается развитие АРБ, 2 – часть профиля, где в разрезе отмечается «классическое» строение БС, 3 – участок разреза, характеризующийся развитием АРБ)

Fig. 4. Structural map of the B horizon (basement of the Bazhenov formation) and seismic sections characterizing the Bazhenov formation anomalous section manifestation (topB – roof of the Bazhenov formation) (1 – part of the profile where Bazhenov formation anomalous section development is noted in the section, 2 – part of the profile where "classical" structure of the Bazhenov formation is noted in the section, 3 – area of the section characterized by Bazhenov formation anomalous section development)

Выявлены и различия в латеральном распространении от «классического» строения к АРБ. Наблюдается два случая. В первом подобный переход достаточно резок и характеризуется наличием разломов, во втором постепенен и наблюдается в случае перехода от АРБ к стандартному разрезу БС в направлении с юго-востока на северо-запад, при этом во втором случае изменение строения разреза происходит за счёт постепенного утонения толщины интервалов терригенных пород. В целом в пределах участка исследований толщина свиты варьируется от 28 до 103 м. В среднем аномальность разрезом отмечается при толщинах выше 35 м.

Анализ сейсморазведочных и скважинных данных позволяет предположить наличие «вклинивания» ачимовской толщи в нелитифицированные отложения БС, что соответствует подводно-оползневой или геомеханической гипотезам формирования АРБ. При этом установлено, что в пределах участка исследования заполнение волжско-берриасского бассейна шло по направлению с юго-востока на северо-запад. На это указывает: характер изменения толщин – постепенное утонение интервалов с терригенным породами в северо-западном направлении; особенности сейсмических отражений нижнемеловых отложений над баженовским горизонтом, представленных наклонным падением с юго-востока на северо-запад.

Также в пользу данной гипотезы говорят результаты микропалеонтологических исследований, по результатам которых выявлено присутствие микрофауны как волжского яруса, так и смешенного состава, датируемой волжским и валанжинготеривским ярусами.

Нашло своё подтверждение замечание В.Ф. Гришкевича об одном из условий формирования оползней скольжения, вклинивавшихся в отложения протобаженитов [40]. Оно заключается в том, что необходимо существование достаточных по толщине глин (10 м и более), перекрывающих линзы песков-пльвунов. Наличие таких глин прослеживается в скважинах Уватского НГР, в разрезе которых наблюдается АРБ.

По результатам выявления вклада радиоактивных элементов в общую естественную радиоактивность отмечаются существенные отличия этих параметров для ачимовских пород и терригенной составляющей баженовской свиты. В двух проанализированных скважинах отмечается расхождение в значениях U и Th. Вклад в среднюю радиоактивность U в интервале распространения терригенных пород АРБ в скважине 1ПО составляет 5,49 ppm, а в 8ПО – 0,68 ppm. При этом значения в интервале классического разреза баженовской свиты (1ПО – 17,62 ppm; 8ПО – 15,11 ppm) и ачимовской толщи (1ПО – 1,71 ppm; 8ПО – 1,58 ppm) сопоставимы. Обратная ситуация наблюдается по результатам определения средних

значений вклада Th в естественную радиоактивность. В интервалах АРБ (1ПО – 6,92 ppm; 8ПО – 4,83 ppm) и классического разреза баженовской свиты (1ПО – 2,87 ppm; 8ПО – 2,47 ppm) значения сходны, а в интервале ачимовской толщи (1ПО – 5,35 ppm; 8ПО – 1,06 ppm) различны. Описанное позволяет предположить, что ачимовские отложения и терригенные породы АРБ в скважинах 1ПО и 8ПО разновозрастны и различны по составу.

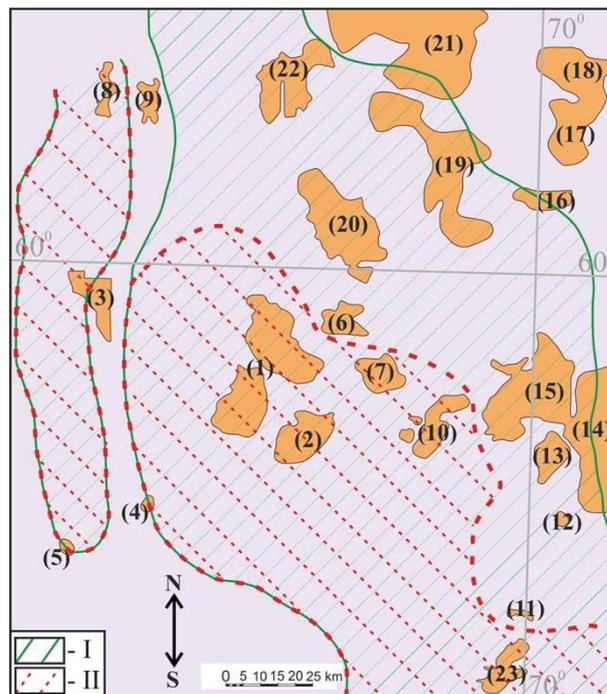


Рис. 5. Уточнённые границы распространения АРБ по скважинным данным в пределах Уватского НГР (I – зона аномального разреза по [21]; II – зона АРБ, уточнённая по результатам исследований. Месторождения: 1 – им. А. Жагрина, 2 – Зимнее, 3 – Заозёрное, 4 – Северо-Вайское, 5 – Средневайское, 6 – Ендырское, 7 – Иртышское, 8 – Восточно-Камское, 9 – Яплотское, 10 – Демьянское, 11 – Северо-Кальчинское, 12 – Нижнелумкойское, 13 – Верхнелумкойское, 14 – Северо-Комариное, 15 – Варягское, 16 – Салымское, 17 – Нижнешапшинское, 18 – Среднешапшинское, 19 – Чапровское, 20 – Кондинское, 21 – Эргинское, 22 – Западное-Эргинское, 23 – Кальчинское)

Fig. 5. Detailed distribution boundaries of the Bazhenov formation anomalous section based on the well data within the oil and gas bearing area (I – zone of anomalous section (according to [21]); II – zone of anomalous section refined based on the results of studies. Deposits: 1 – named after A. Zhagrin, 2 – Zimnee, 3 – Zaozernoe, 4 – Severo-Vayskoe, 5 – Srednevayskoe, 6 – Endyrskoe, 7 – Irtyshskoe, 8 – Vostochno-Kamskoe, 9 – Yaplotskoe, 10 – Demyanskoe, 11 – Severo-Kalchinskoe, 12 – Nizhnelumkoyskoe, 13 – Verkhnelumkoyskoe, 14 – Severo-Komarinoe, 15 – Vareyagskoe, 16 – Salymskoe, 17 – Nizhneshapshinskoe, 18 – Sredneshapshinskoe, 19 – Chaprovskoe, 20 – Kondinskoe, 21 – Erginskoe, 22 – Zapadno-Erginskoe, 23 – Kalchinskoe)

Касательно остальных гипотез формирования АРБ является возможным заключить следующее:

(1) Так как в непосредственном окружении зон локализации АРБ Уватского НГР не установлены потенциальные области терригенного сноса [41], нет оснований согласиться с гипотезой формирования АРБ за счёт трансфера осадочного материала с прилегающей островной суши. Во всех случаях нижележащие породы абалакской свиты (J_{3ab}) присутствуют в разрезе, что свидетельствует о невозможности разрушения пород тюменской свиты, залегающей под абалакской. Сама же абалакская свита не могла быть источником сноса, так как сложена глинисто-кремневыми, а не псаммитовыми породами (как АРБ). В составе же АРБ присутствуют как глинистые, так и песчано-алевритовые фракции. В этом контексте представляется неясным наличие большого количества тектонических разломов, имеющих частую взаимосвязь с зонами распространения АРБ (если руководствоваться положениями гипотезы в [41]).

(2) Несколько важных комментариев касаются гипотезы формирования АРБ за счёт клавишного погружения тектонических блоков. Несмотря на то, что по сейсмическим данным отмечено наличие разломов, частично обрамляющих области распространения АРБ, полного оконтуривания всех зон АРБ разломами не наблюдается. Сами же аномальные отложения баженовской свиты характеризуются обширным простиранием. Как итог, отсутствие полного обрамления разломами и обширность АРБ не дают оснований предположить нисходящие движения крупных блоков.

Совокупность полученных данных и анализ геологической информации позволяют сделать предположение, что в пределах Уватского НГР формирование аномального разреза баженовской свиты связано с внедрением отложений валанжин-

готтеривского возраста в титон-берриасские отложения нелитифицированной баженовской свиты. Формирование АРБ таким образом протекало по генетическому сценарию согласно геомеханической гипотезе [40]. На внедрение ачимовской толщи в нелитифицированные отложения БС указывает увеличение её толщины и особенности сейсмического волнового поля. При этом в разрезе появляются терригенные породы более молодого возраста по сравнению БС. Во время описанного внедрения происходило смятие и растрескивание отложений свиты в месте проникновения ачимовских отложений, что постепенно проникали глубже и уже в отдалении от эпицентра не производили дезинтеграции отложений БС, а лишь приподнимали их. Результатом такого процесса стало отчётливое наличие двух сейсмических картин, связанных с АРБ и представленных на рис. 5.

Заключение

Выполненные исследования позволили уточнить строение и область распространения АРБ в пределах Уватского НГР. В границах изучаемого участка выполнена корреляция скважинных данных, на основании которых уточнена зона распространения аномального разреза БС. Скорректированная площадь развития АРБ уменьшена в два раза относительно представлений предыдущих исследователей. Контуров северо-восточной границы АРБ подвергнуты ревизии и смещены в юго-западном направлении. Посредством анализа керновых (биостратиграфия и анализ вклада элементов в радиоактивность) и геофизических данных (ГИС и данные сейсморазведки) сделано предположение, что причиной формирования АРБ в указанном регионе стало внедрение отложений валанжин-готтеривского возраста в титон-берриасские отложения протобаженитов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Генерационный потенциал керогена баженовской свиты и возможность его реализации / А.Г. Калмыков, А.Ю. Бычков, Г.А. Калмыков, И.А. Бугаев, Е.В. Козлова // Георесурсы. – 2017. – Т. 2. – С. 165–172.
2. Морозов Н.В., Беленькая И.Ю., Жуков В.В. 3D моделирование углеводородных систем баженовской свиты: детализация прогноза физико-химических свойств углеводородов // ПРОНЕФТЬ. – 2016. – Т. 1. – С. 38–45.
3. Оксейнойд Е.Е. Минерально-вещественный состав, тип органического вещества и региональный прогноз продуктивности баженовского горизонта в центральной части Западно-Сибирского НГБ: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Тюмень, 2019. – 160 с.
4. Şen Ş. Prediction of fluid oil and gas volumes of shales with a deep learning model and its application to the Bakken and Marcellus shales // Sci. Rep. – 2022. – Vol. 12. – 20842.
5. Jacobs T. The third way: how BKV turned to 'Hybrid' refracs in the Barnett Shale // Journal of Petroleum Technology. – 2023. – Vol. 75. – № 11. – P. 20–25.
6. Harju J.A., Malki M.L., Rasouli V. Effect of mineralogy on elastic properties of the Bakken formation: a lab scale rock physics modelling // Geoenergy Science and Engineering. – 2023. – Vol. 224. DOI: 10.1016/j.geoen.2023.211432
7. Multiscale formation evaluation and rock types identification in the Middle Bakken Formation / I. Mellal, M.L. Malki, A. Latrach, O. Ameur-Zaimech, O. Bakelli // GeoEnergy Science and Engineering. – 2023. – Vol. 4. – № 3. – P. 1951–1964.
8. Log scale rock physics modelling to study the effect of mineralogy on elastic properties of the Bakken Formation / J.A. Harju, M.L. Malki, M. Rabiei, V. Rasouli // Geoenergy Science and Engineering. – 2022. DOI: 10.1016/j.energy.2022.125507.
9. Application of machine learning for mineralogy prediction from well logs in the Bakken Petroleum System / A. Laalam, A. Boualam, H. Ouadi, S. Djeddar, I. Mellal, O. Bakelli, A. Merzoug, A. Chemmakh, A. Latreche, B.E. Berrehal // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 2022. DOI: 10.2118/210336-MS.

10. Statistical analysis of the petrophysical properties of the Bakken Petroleum System / A. Laalam, H. Ouadi, A. Merzoug, A. Chemmakh, A. Boualam, S. Djezzar, I. Mellal, M. Djoudi // Unconventional Resources Technology Conference (URTEC). 57th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – Atlanta, Georgia, 2022. – P. 1–21.
11. Effect of mineralogy, pore geometry, and fluid type on the elastic properties of the Bakken Formation / M.L. Malki, V. Rasouli, M.R. Saberi, I. Mellal, O. Ozotta, B. Sennaoui, H. Chellal // 56th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – Santa Fe, New Mexico, USA, July 2022. – P. 30–35.
12. New approach for stress-dependent permeability and porosity response in the Bakken Formation / H. Ouadi, I. Mellal, A. Chemmakh, S. Djezzar, A. Boualam, A. Merzoug, A. Laalam, N. Mouedden, Y. Khetib, V. Rasouli // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – October 2022. DOI: 10.2118/210104-MS.
13. Simulation of thermal maturity in kerogen type II using hydrous and anhydrous pyrolysis: a case study from the Bakken Shale, United States / M. Safaei-Farouji, B. Liu, L. Wang, B. Wang, T. Gentzis, M. Ostadhassan // Energy Fuels. – 2023. – Vol. 37. – № 24. – P. 19602–19620.
14. Seventy years of unconventional oil production from the Bakken – the impact of completion and stimulation design / C.M. Pearson, S. Strickland, J. McChesney, L.G. Griffin // SPE International Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. – Muscat, Sultanate of Oman, 2023. DOI: <https://doi.org/10.2118/215644-MS>
15. Abdi Z., Rimmer S. Organic petrology and geochemistry of the Devonian-Mississippian Bakken formation, Williston Basin, North Dakota // International Journal of Coal Geology. – 2023. – Vol. 282. – № 1. DOI: 10.1016/j.coal.2023.104420
16. Главные направления развития нефтяного комплекса России в первой половине XXI века / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, В.Р. Лившиц, С.В. Рыжкова // Вестник Российской академии наук. – 2019. – Vol. 89. – № 11. – С. 1095–1104.
17. Методологические подходы к оценке ресурсов нефти в отложениях баженовской свиты / М.Б. Скворцов, М.В. Дахнова, Е.А. Копилевич, В.Д. Немова, Н.Д. Сурова, А.М. Кирсанов, С.В. Можегова // ГеоЕвразия 2018. Современные методы изучения и освоения недр Евразии: Труды Международной геолого-геофизической конференции. – М.: ООО "ПолиПРЕСС", 2018. – С. 120–124.
18. Бембель С.Р., Цепляева А.И. Геологическое строение и некоторые особенности формирования аномальных разрезов баженовской свиты в Западной Сибири // Недропользование. – 2014. – Т. 10. – С. 7–17.
19. Гатина Н.Н. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности зон аномального разреза баженовско-ачимовских отложений Широтного Приобья: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – М., 2023. – 166 с.
20. Ключевые моменты интерпретации сейсмических данных внутри зон аномального разреза баженовской свиты на примерах Поточной, Спорышевской, Выинтойской и Ватинской зон / Н.Н. Гатина, М.Ф. Сариева, О.С. Мухутдинова, А.Ю. Попков, С.С. Гаврилов // Russian Journal of Earth Sciences. – 2023. – № 2. – С. 1–17. DOI: <https://doi.org/10.2205/2023ES000851>
21. Нежданов А.А. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования неантиклинальных ловушек и залежей УВ: автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – Тюмень, ТГНГУ, 2004. – 44 с.
22. Гурари Ф.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья. – Л.: Гостоптехиздат, 1959. – 174 с.
23. Бочкарев В.С., Боярских Г.К. Особенности структурного плана кровли баженовского горизонта // Строение и нефтегазоносность баженитов Западной Сибири: тр. ЗапСибНИГНИ. – 1985. – С. 48–64.
24. Баженовский горизонт Западной Сибири (Стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность) / Ю.В. Брудучан, А.В. Гольберг, Ф.Г. Гурари, В.А. Захаров, С.П. Булыньникова, И.Г. Климова, М.С. Месежников, Н.П. Вячкилева, Г.Э. Козлова, А.И. Лебедев, Т.И. Нальняева, А.С. Турбина. – Новосибирск: Наука, 1986. – 217 с.
25. Захаров В.А. Условия формирования волжско-берриасской высокоуглеродистой баженовской свиты Западной Сибири по данным палеоэкологии // Эволюция биосферы и биоразнообразия. – М.: Товарищество научных изданий КМК, 2006. – С. 552–568.
26. Фомичев А.С. Глубина и биопродуктивность баженовского моря // Горные ведомости. – 2006. – Т. 5. – С. 20–25.
27. Хабаров В.В., Барташевич О.В., Нелепченко Д.М. Геолого-геофизическая характеристика и нефтеносность битуминозных пород баженовской свиты Западной Сибири // Обзор ВИЭМС. Геол., методы поиск, и разв. м-ний нефти и газа. – М.: ВИЭМС, 1981. – С. 17–32.
28. Белкин В.И., Ефремов Е.П., Каптелинин Н.Д. Строение и нефтеносность баженовского резервуара // Литология и полезные ископаемые. – 1985. – Т. 2. – С. 108–123.
29. Хабаров В.В., Кузнецов Г.С. Аномальные разрезы баженовской свиты Западной Сибири // Известия вузов. Нефть и газ. – 2001. – Т. 4. – С. 4–12.
30. Зубков М.Ю. Особенности распределения урана в битуминозных отложениях баженовской свиты (Западная Сибирь). Каротажник. – 2015. – Т. 5. – С. 3–32.
31. Эдер В.Г., Замирайлова А.Г., Занин Ю.Н. Особенности формирования баженовской свиты на границе юры и мела в центральной части Западной Сибири // Материалы VII Всероссийского литологического совещания. – Новосибирск, 2013. – С. 309–312.
32. Занин Ю.Н. Редкоземельные элементы в баженовской свите Западно-Сибирского осадочного бассейна // Литосфера. – 2011. – Т. 6. – С. 38–54.
33. Комплексы палеобиоты в абалакско-баженовских отложениях центральной части Западной Сибири. Нефтегазовая геология / И.В. Панченко, Н.С. Балушкина, Е.Ю. Барабошкин, В.С. Вишневская, Г.А. Калмыков, О.В. Шурекова // Теория и практика. – 2015. – Т. 2. – С. 1–29.
34. Минералого-геохимические особенности баженовской свиты Западной Сибири по данным ядерно-физических и электронно-микроскопических методов исследований / Л.П. Рихванов, Д.Г. Усольцев, С.С. Ильенок, А.В. Ежова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2015. – Т. 326. – № 1. – С. 50–63.
35. Ушатицкий И.Н. Литология и перспективы нефтеносности юрско-неокомских битуминозных отложений Западной Сибири // Советская геология. – 1981. – Т. 2. – С. 11–12.

36. Микуленко К.И., Острый Г.Б. Оползневые образования в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности // Литология и полезные ископаемые. – 1968. – Т. 5. – С. 111–118.
37. Ясевич Г.С. Перспективы нефтегазоносности зон развития аномальных разрезов баженовской свиты Среднего Приобья // Материалы по геологии нефтегазоносных районов Западной Сибири. – Тюмень: Тр. ЗапСибНИГНИ, 1981. – Т. 166. – С. 51–59.
38. Нежданов А.А., Ушатинский И.Н. Состав пород и условия образования аномальных разрезов баженовской свиты // Геохимия процессов нефтегазообразования в мезозойских отложениях Западной Сибири: тр. ЗапСибНИГНИ. – 1986. – С. 118–127.
39. Гришкевич В.Ф. Аномальные разрезы баженовской свиты: модель образования и проблемы геометризации // Tyumen 2015. Deep Subsoil and Science Horizons. – Тюмень, Россия, 23–27 марта 2015. DOI: 10.3997/2214-4609.201412065.
40. Геомеханическая модель формирования аномальных разрезов баженовской свиты: физическое моделирование и практическое применение / В.Ф. Гришкевич, С.В. Лагутина, Е.В. Панина, С.С. Долматова, А.Г. Лаптей, Э.С. Торопов, В.С. Стариков, Н.Г. Хорошев, А.В. Блинкова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – Т. 3. – С. 33–47.
41. Зарипов О.Г., Сонич В.П. Новый тип разреза баженовской свиты и перспективы увеличения извлекаемых запасов на территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз» // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО – Югры: материалы IV науч.-практ. конф. – Ханты-Мансийск, 2001. – С. 143–153.
42. Мкртчян О.М. О некоторых седиментационных моделях продуктивных пластов верхнеюрского васюганского комплекса Западной Сибири // Вестник недропользователя ХМАО. – 2005. – Т. 15. – С. 19–24.
43. Гутман И.С. Комплексное обоснование тектонической природы аномальных разрезов верхнеюрской баженовской свиты и нижнемеловой ачимовской толщи Западной Сибири. Ч. 1. Аномальные разрезы верхнеюрской баженовской свиты и нижнемеловой ачимовской толщи // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2019. – Т. 3. – № 26. – С. 1–5. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2019-26.art5.
44. Стратификация и детальная корреляция баженовского горизонта в Центральной части Западной Сибири по данным литолого-палеонтологического изучения керн и ГИС / И.В. Панченко, В.Д. Немова, М.Е. Смирнова, М.В. Ильина, Е.Ю. Барабошкин, В.С. Ильин // Геология нефти и газа. – 2016. – Т. 6. – С. 22–34.
45. De Vernal A., Bilodeau G., M. Henry. Micropaleontological preparation techniques and analyses. Notes prepared for students of course SCT 8245, Département des Sciences de la Terre, UQAM, Montréal // Les Cahiers du GEOTOP. – 2010. – № 3. – P. 32.
46. Methods and applications in micropalaeontology / J. Tyszka, M. Oliwkiewicz-Miklasińska, P. Gedl, M.A. Kaminski. – Poland: Polska Akademia Nauk, 2005. – Vol. 124. – 410 p.
47. Just T. Mesozoic plant microfossils and their geological significance // Chicago Natural History Museum. – 1951. – Vol. 25. – № 6. – P. 729–735.
48. Traverse A. Systematic methods for Mesozoic and Cenozoic plant microfossils // Micropaleontology. – 1956. – Vol. 2. – № 4. – P. 396–398.
49. Saraswati P.K., Srinivasan M.S. Micropaleontology: principles and applications. Front cover. – New York: Springer, 2015. – 224 p.
50. Theory of tectonic relief analysis and its application in geoscience / X.H. Chen, Z.L. Chen, Z.G. Shao, Y.P. Zhang, B. Li, W.C. Ding // Acta Geol. Sin. – 2022. – Vol. 96. – № 1. – P. 284–296.
51. Miall A.D. Principles of sedimentary basin analysis. 3rd enlarged ed. – Berlin: Springer-Verlag, 2000. – 616 p.
52. Allen P.A., Allen J.R. Basin analysis: principles and applications. 2nd ed. – Malden; Oxford: Wiley-Blackwell, 2004. – 560 p.

Информация об авторах

Дмитрий Андреевич Староселец, заместитель генерального директора по производству ООО «ГудГео», Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Республики, 57. d_star1997@mail.ru; <https://orcid.org/0009-0007-4262-8639>

Павел Витальевич Смирнов, кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник, Казанский федеральный университет, Россия, 420111, г. Казань, ул. Кремлевская, 4к5. geolog.08@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0003-2264-2269>

Анатолий Владимирович Тренкин, начальник управления по лицензированию недр, проектной документации и работе с органами гос. власти, Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Хантос», Россия, 628007, г. Ханты-Мансийск, ул. Ленина, 56. Trenkin.AV@hantos.gazprom-neft.ru

Поступила в редакцию: 04.03.2024

Поступила после рецензирования: 24.03.2024

Принята к публикации: 28.11.2024

REFERENCES

1. Kalmykov A.G., Bychkov A.Y., Kalmykov G.A., Bugaev I.A., Kozlova E.V. Generative potential of kerogen of the Bazhenov Formation and the possibility of its realization. *Georesursy*, 2017, vol. 2, pp. 165–172. (In Russ.)
2. Morozov N.V., Belenkaya I.Y., Zhukov V.V. 3D modelling of hydrocarbon systems of the Bazhenov Formation: detailing the prediction of physical and chemical properties of hydrocarbons. *PRONEFT*, 2016, vol. 1, pp. 38–45. (In Russ.)
3. Oxeinoyd E.E. *Mineral-matter composition, organic matter type and regional productivity prediction of the Bazhenov horizon in the central part of the West Siberian NGB*. Cand. Diss. Tyumen, 2019. 160 p. (In Russ.)
4. Şen Ş. Prediction of fluid oil and gas volumes of shales with a deep learning model and its application to the Bakken and Marcellus shales. *Sci. Rep.*, 2022, vol. 12, 20842.

5. Jacobs T. The third way: how BKV turned to ‘Hybrid’ refracs in the Barnett Shale. *Journal of Petroleum Technology*, 2023, vol. 75, no. 11, pp. 20–25.
6. Harju J.A., Malki M.L., Rasouli V. Effect of mineralogy on elastic properties of the Bakken formation: a lab scale rock physics modelling. *Geoenergy Science and Engineering*, 2023, vol. 224. DOI: 10.1016/j.geoen.2023.211432
7. Mellal I., Malki M.L., Latrach A., Ameer-Zaimech O., Bakelli O. Multiscale formation evaluation and rock types identification in the Middle Bakken Formation. *GeoEnergy Science and Engineering*, 2023, vol. 4, no. 3, pp. 1951–1964.
8. Harju J.A., Malki M.L., Rabiei M., Rasouli V. Log scale rock physics modelling to study the effect of mineralogy on elastic properties of the Bakken Formation. *Geoenergy Science and Engineering*, 2022. DOI: 10.1016/j.energy.2022.125507.
9. Laalam A., Boualam A., Ouadi H., Djezzar S., Mellal I., Bakelli O., Merzoug A., Chemmakh A., Latreche A., Berrehal B.E. Application of machine learning for mineralogy prediction from well logs in the Bakken Petroleum System. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2022. DOI: 10.2118/210336-MS.
10. Laalam A., Ouadi H., Merzoug A., Chemmakh A., Boualam A., Djezzar S., Mellal I., Djoudi M. Statistical analysis of the petrophysical properties of the Bakken Petroleum System. *Unconventional Resources Technology Conference (URTeC). 57th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*. Atlanta, Georgia, 2022. pp. 1–21.
11. Malki M.L., Rasouli V., Saberi M.R., Mellal I., Ozotta O., Sennaoui B., Chellal H. Effect of mineralogy, pore geometry, and fluid type on the elastic properties of the Bakken Formation. *56th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*. Santa Fe, New Mexico, USA, July 2022. pp. 30–35.
12. Ouadi H., Mellal I., Chemmakh A., Djezzar S., Boualam A., Merzoug A., Laalam A., Mouedden N., Khetib Y., Rasouli V. New approach for stress-dependent permeability and porosity response in the Bakken Formation. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition 2022*. October 2022. DOI: 10.2118/210104-MS.
13. Safaei-Farouji M., Liu B., Wang L., Wang B., Gentzis T., Ostadhassan M. Simulation of thermal maturity in kerogen type II using hydrous and anhydrous pyrolysis: a case study from the Bakken Shale, United States. *Energy Fuels*, 2023, vol. 37, no. 24, pp. 19602–19620.
14. Pearson C.M., Strickland S., McChesney J., Griffin L.G. Seventy years of unconventional oil production from the Bakken – the impact of completion and stimulation design. *SPE International Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition*. Muscat, Sultanate of Oman, 2023. DOI: <https://doi.org/10.2118/215644-MS>
15. Abdi Z., Rimmer S. Organic petrology and geochemistry of the Devonian-Mississippian Bakken formation, Williston Basin, North Dakota. *International Journal of Coal Geology*, 2023, vol. 282, no. 1. DOI: 10.1016/j.coal.2023.104420
16. Kontorovich A.E., Burstein L.M., Livshits V.R., Ryzhkova S.V. Main directions of Russia's oil complex development in the first half of the XXI century. *Vestnik of the Russian Academy of Sciences*, 2019, vol. 89, no. 11, pp. 1095–1104. (In Russ.)
17. Skvortsov M.B., Dakhnova M.V., Kopilevich E.A., Nemova V.D., Surova N.D., Kirsanov A.M., Mozhegova S.V. Methodological approaches to the assessment of oil resources in the sediments of the Bazhenov Formation. *GeoEurasia 2018. Modern methods of study and development of Eurasian subsoil. Proceedings of the International Geological and Geophysical Conference*. Moscow, LLC "PolyPRESS" Publ., 2018. pp. 120–124. (In Russ.)
18. Bembel S.R., Tsepilyaeva A.I. Geological structure and some features of formation of anomalous sections of the Bazhenov Formation in Western Siberia. *Subsoil Use*, 2014, vol. 10, pp. 7–17. (In Russ.)
19. Gatina N.N. *Geological structure and prospects of oil-and-gas bearing capacity of zones of anomalous section of Bazhenov-Achimov deposits of Shirotnoe Priobie*. Cand. Diss. Moscow, 2023. 166 p. (In Russ.)
20. Gatina N.N., Sarieva M.F., Mukhutdinova O.S., Popkov A.Y., Gavrilov S.S. Key points of seismic data interpretation within the zones of anomalous section of the Bazhenov Formation on the examples of Potochaya, Sporyshevskaya, Vyintoyskaya and Vatinskaya zones. *Russian Journal of Earth Sciences*, 2023. no. 2, pp. 1–17. DOI: <https://doi.org/10.2205/2023ES000851> (In Russ.)
21. Nezhdanov A.A. *Seismic and geological analysis of oil and gas bearing sediments of Western Siberia for the purpose of prediction and mapping of non-antiklinal traps and hydrocarbon deposits*. Dr. Diss. Tyumen, 2004. 44 p. (In Russ.)
22. Gurari F.G. *Geology and prospects of oil and gas potential in the Ob-Irtysh interfluvium*. Leningrad, Gostoptekhizdat Publ., 1959. 174 p. (In Russ.)
23. Bochkarev V.S., Boyarskikh G.K. Features of the structural plan of the Bazhenov horizon roof. *Structure and oil and gas content of the Bazhenites of West Siberia: trudy ZapSibNIGNI*, 1985. pp. 48–64. (In Russ.)
24. Braduchan Yu.V., Golbert A.V., Gurari F.G., Zakharov V.A., Bulynnikova S.P., Klimova I.G., Mesezhnikov M.S., Vyachkileva N.P., Kozlova G.E., Lebedev A.I., Nalniaeva T.I., Turbina A.S. *The Bazhenov Horizon of West Siberia (Stratigraphy, paleogeography, ecosystem, oil-bearing capacity)*. Novosibirsk, Nauka, 1986. 217 p. (In Russ.)
25. Zakharov V.A. Conditions of formation of the Volga-BerriAsian high-carboniferous Bazhenov Formation of West Siberia according to paleoecological data. *Evolution of the biosphere and biodiversity*. Moscow, Association of Scientific Editions CMC, 2006. pp. 552–568. (In Russ.)
26. Fomichev A.S. Depth and bioproductivity of the Bazhenov Sea. *Mountain Bulletin*, 2006, vol. 5, pp. 20–25. (In Russ.)
27. Khabarov V.V., Bartashevich O.V., Nelepchenko D.M. Geological and geophysical characteristics and oil-bearing capacity of bituminous rocks of the Bazhenov Formation of Western Siberia. *Review of VIMS. Geology, Prospecting and Development Methods for Oil and Gas*. Moscow, VIEMS Publ., 1981, pp. 17–32. (In Russ.)
28. Belkin V.I., Efremov E.P., Kaptelin N.D. Structure and oil bearing capacity of the Bazhenov reservoir. *Lithology and Mineral Resources*, 1985, vol. 2, pp. 108–123. (In Russ.)
29. Khabarov V.V., Kuznetsov G.S. Anomalous sections of the Bazhenov formation in Western Siberia. *Izvestiya vuzov. Oil and Gas*, 2001, vol. 4, pp. 4–12. (In Russ.)
30. Zubkov M.Yu. Peculiarities of uranium distribution in bituminous deposits of the Bazhenov formation (Western Siberia). *Karotazhnik*, 2015, vol. 5, pp. 3–32. (In Russ.)
31. Eder V.G., Zamiraiova A.G., Zanin Y.N. Peculiarities of the formation of the Bazhenov Formation at the Jurassic-Cretaceous boundary in the central part of West Siberia. *Proceedings of the VII All-Russian Lithological Meeting*. Novosibirsk, 2013. pp. 309–312. (In Russ.)

32. Zanin Y.N. Rare earth elements in the Bazhenov Formation of the West Siberian sedimentary basin. *Lithosphere*, 2011, 6, pp. 38–54. (In Russ.)
33. Panchenko I.V., Balushkina N.S., Baraboshkin E.Y., Vishnevskaya V.S., Kalmykov G.A., Shurekova O.V. Paleobiotic complexes in the Abalak-Bazhenov deposits of central West Siberia. *Oil and gas geology. Theory and practice*, 2015, vol. 2, pp. 1–29. (In Russ.)
34. Rikhvanov L.P., Usoltsev D.G., Ilyenok S.S., Ezhova A.V. Mineralogical and geochemical features of the Bazhenov Formation of Western Siberia according to nuclear physical and electron microscopic methods. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2015, vol. 326, no. 1, pp. 50–63. (In Russ.)
35. Ushatinsky I.N. Lithology and prospects of oil bearing capacity of Jurassic-Neocomian bituminous sediments of Western Siberia. *Soviet Geology*, 1981, vol. 2, pp. 11–12. (In Russ.)
36. Mikulenko K.I., Ostry G.B. Landslide formations in Mesozoic sediments of the West Siberian Lowland. *Lithology and Mineral Resources*, 1968, vol. 5, pp. 111–118. (In Russ.)
37. Yasovich G.S. Prospects of oil and gas bearing capacity of zones of development of anomalous sections of the Bazhenov Formation of Middle Priob'ye. *Materials on the geology of oil and gas bearing areas of Western Siberia*. Tyumen, Tr. ZapSibNIGNI, 1981, vol. 166, pp. 51–59. (In Russ.)
38. Nezhdanov A.A., Ushatinsky I.N. Rock composition and formation conditions of anomalous sections of the Bazhenov Formation. *Geochemistry of oil and gas formation processes in Mesozoic sediments of West Siberia: Proc. ZapSibNIGNI*, 1986, pp. 118–127. (In Russ.)
39. Grishkevich V.F. Anomalous sections of the Bazhenov formation: a model of formation and problems of geometrization. *Tyumen 2015 – Deep Subsoil and Science Horizons*. Tyumen, Russia, March 23–27, 2015. DOI: 10.3997/2214-4609.201412065. (In Russ.)
40. Grishkevich V.F., Lagutina S.V., Panina E.V., Dolmatova S.S., Laptey A.G., Toropov E.S., Starikov V.S., Khoroshev N.G., Blinkova A.V. Geomechanical model of formation of anomalous sections of the Bazhenov Formation: physical modelling and practical application. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2017, vol. 3, pp. 33–47. (In Russ.)
41. Zaripov O.G., Sonich V.P. A new type of the Bazhenov Formation section and prospects for increasing recoverable reserves in the territory of Surgutneftegaz operations. *The ways of realization of oil-and-gas potential of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Ugra. Materials of IV scientific-practical conference*. Khanty-Mansiysk, 2001. pp. 143–153. (In Russ.)
42. Mkrtychyan O.M. About some sedimentation models of productive strata of the Upper Jurassic Vasyugan complex of Western Siberia. *Bulletin of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug Subsoil User*, 2005, vol. 15, pp. 19–24.
43. Gutman I.S. A comprehensive substantiation of the tectonic nature of anomalous sections of the Upper Jurassic Bazhenov Formation and Lower Cretaceous Achimov Formation of Western Siberia. Part 1. Anomalous sections of the Upper Jurassic Bazhenov Formation and Lower Cretaceous Achimov formation. *Actual problems of oil and gas*, 2019, vol. 3, no. 26, pp. 1–5. (In Russ.) DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2019-26.art5.
44. Panchenko I.V., Nemova V.D., Smirnova M.E., Ilyina M.V., Baraboshkin E.Y., Ilyin V.S. Stratification and detailed correlation of the Bazhenov horizon in Central West Siberia according to lithological and paleontological core studies and GIS. *Geology of Oil and Gas*, 2016, vol. 6, pp. 22–34. (In Russ.)
45. De Vernal A., Bilodeau G., Henry M. Micropaleontological preparation techniques and analyses. Notes prepared for students of course SCT 8245, Département des Sciences de la Terre, UQAM, Montréal. *Les Cahiers du GEOTOP*, 2010, vol. 3, pp. 32.
46. Tyszká J., Oliwkiewicz-Miklasińska M., Gedl P., Kaminski M.A. *Methods and applications in micropalaeontology*. Poland, Polska Akademia Nauk, 2005. Vol. 124, 410 p.
47. Just T. Mesozoic plant microfossils and their geological significance. *Chicago Natural History Museum*, 1951, vol. 25, no. 6, pp. 729–735.
48. Traverse A. Systematic methods for Mesozoic and Cenozoic plant microfossils. *Micropaleontology*, 1956, vol. 2, no. 4, pp. 396–398.
49. Saraswati P.K., Srinivasan M.S. *Micropaleontology: principles and applications*. Front cover. New York, Springer, 2015. 224 p.
50. Chen X.H., Chen Z.L., Shao Z.G., Zhang Y.P., Li B., Ding W.C. Theory of tectonic relief analysis and its application in geoscience. *Acta Geol. Sin.*, 2022, vol. 96, no. 1, pp. 284–296.
51. Miall A.D. *Principles of sedimentary basin analysis*. 3rd enlarged ed. Berlin, Springer-Verlag, 2000. 616 p.
52. Allen P.A., Allen J.R. *Basin analysis: principles and applications*. 2nd ed. Malden, Oxford, Wiley-Blackwell, 2004. 560 p.

Information about the authors

Dmitry A. Staroselets, Deputy Director for Production, GoodGeo LLC, 57, Respubliki street, Tyumen, 625000, Russian Federation. d_star1997@mail.ru; <https://orcid.org/0009-0007-4262-8639>

Pavel V. Smirnov, Cand. Sc., Leading Researcher, Kazan Federal University, 4/5, Kremlevskaya street, Kazan, 420111, Russian Federation. geolog.08@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0003-2264-2269>

Anatoly V. Trenkin, Head of the Department for Licensing of Mineral resources, project activities, Gazpromneft-Khantos Limited Liability Company, 56, Lenin street, Khanty-Mansiysk, 628007, Russia. Trenkin.AV@hantos.gazprom-neft.ru

Received: 04.03.2024

Revised: 24.03.2024

Accepted: 28.11.2024

УДК 553.23; 553.08

DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4584

Шифр специальности ВАК: 04.00.08; 04.00.20

Метасоматоз и РЗЭ-минерализация осадочных пород зилаирской свиты в зоне экзоконтакта габбрового массива худолазовского комплекса (Чебаркульская площадь, Южный Урал)

Е.И. Михеев^{1✉}, И.Р. Рахимов², Е.О. Шапаренко¹, Е.И. Сорока³

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

² Институт геологии УФИЦ РАН, Россия, г. Уфа

³ Институт геологии и геохимии УрО РАН, Россия, г. Екатеринбург

✉ mikheev@igm.nsc.ru

Аннотация. Актуальность. В Западно-Магнитогорской зоне Южного Урала локализовано множество раннекаменноугольных габброидных и гранитоидных интрузий, с которыми связаны различные типы оруденения (Ti-Fe, Cu-Ni-PGE, Au), однако сведения о РЗЭ-минерализации сильно ограничены. Приконтактные гидротермально-метасоматические процессы редко приводят к промышленным концентрациям, но их изучение даёт ценные сведения о закономерностях поведения редкоземельных элементов. **Цель.** Минералого-геохимическая характеристика метаосадочных пород экзоконтактной зоны габбрового массива худолазовского комплекса, содержащихся в них минералов редких земель, определение условий формирования и источников минералообразующих флюидов. **Методы.** Минералы изучены методами оптической и сканирующей электронной микроскопии; валовый состав пород определен методами РФА и ICP-MS; с помощью микротермометрии и раман-спектроскопии изучены газожидкие флюидные включения в кальците; для силикатно-карбонатных метасоматитов определен изотопный состав углерода и кислорода. **Результаты и выводы.** В экзоконтактной зоне габбрового массива худолазовского комплекса осадочные породы зилаирской свиты испытали гидротермально-метасоматические преобразования, проявленные в формировании глобулярных и гранобластовых структур, стилолитовых швов, образовании метакристаллов различных пороодообразующих и акцессорных минералов, в том числе – минералов редких земель (синхизит-(Ce), CaCe(CO₃)₂F, и РЗЭ-содержащий клиноцоизит, (Ca,REE)₂Al₃O[Si₂O₇][SiO₄](OH)). Согласно микротермометрии газожидких включений в кальците, формирование РЗЭ-минералов происходило при температурах не ниже 150 °С. Источниками редкоземельных элементов могли быть как первичные осадочные породы, так и габбро, о чём свидетельствует рост концентраций РЗЭ и изотопный состав кислорода и углерода в силикатно-карбонатных метасоматитах ($\delta^{18}\text{O}_{\text{SMOW}} = 13,80 \dots 15,98 \text{ ‰}$, $\delta^{13}\text{C} = -5,64 \dots -2,18$).

Ключевые слова: Южный Урал, Чебаркульская площадь, экзоконтакт, РЗЭ-минерализация, синхизит-(Ce), РЗЭ-содержащий клиноцоизит, геохимия, гидротермальный флюид, С-О-изотопия

Благодарности: Исследование выполнено за счет гранта РФ (проект № 22-77-10049).

Для цитирования: Метасоматоз и РЗЭ-минерализация осадочных пород зилаирской свиты в зоне экзоконтакта габбрового массива худолазовского комплекса (Чебаркульская площадь, Южный Урал) / Е.И. Михеев, И.Р. Рахимов, Е.О. Шапаренко, Е.И. Сорока // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 1. – С. 123–138. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4584

UDC 553.23; 553.08

DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4584

Metasomatism and REE mineralization of the Zilair Formation sedimentary rocks in the Khudolaz complex gabbro massif exocontact zone (Chebarkul area, Southern Urals)

E.I. Mikheev^{1✉}, I.R. Rakhimov², E.O. Shaparenko¹, E.I. Soroka³

¹ Institute of Geology and Mineralogy SB RAS, Novosibirsk, Russian Federation

² Institute of Geology, UFIC RAS, Ufa, Russian Federation

³ Institute of Geology and Geochemistry, Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Ekaterinburg, Russian Federation

✉ mikheev@igm.nsc.ru

Abstract. Relevance. West-Magnitogorsk zone (Southern Urals) hold a lot of Early Carboniferous gabbroic and granitoid intrusions, which associated with various mineralization types (Ti-Fe, Cu-Ni-PGE, Au), but information about REE mineralization is scarce. Contact hydrothermal-metasomatic processes rarely form the economic REE mineral deposits, but they can provide valuable information about the behaviors of rare earth elements. **Aim.** Mineralogical and geochemical characteristics of metasedimentary rocks from exocontact zone of the Khudolaz complex gabbro massif, study of rare earth minerals, determination of the formation conditions and sources of mineralizing fluids. **Methods.** Minerals were studied using optical and scanning electron microscopy; the bulk composition of the rocks was determined by XRF and ICP-MS analytical techniques; vapor-liquid fluid inclusions in calcite were studied using microthermometry and Raman spectroscopy; the isotopic composition of carbon and oxygen was determined for metasedimentary silicate-carbonate metasomatites. **Results and conclusions.** In the Khudolaz complex gabbro massif exocontact zone, the Zilair Formation sedimentary rocks undergo recrystallization associated with hydrothermal-metasomatic processes and manifested as the formation of globular and granoblastic textures, stylolites, the formation of metacrystals of various rock-forming and accessory minerals, including rare earth minerals (synchysite-(Ce), $\text{CaCe}(\text{CO}_3)_2\text{F}$, and REE-rich clinozoisite, $(\text{Ca,REE})_2\text{Al}_3\text{O}[\text{Si}_2\text{O}_7][\text{SiO}_4](\text{OH})$). According to microthermometry of vapor-liquid fluid inclusions in calcite, the formation of REE-bearing minerals occurred at temperatures not lower than 150°C. The sources of rare earth elements could be both the Zilair Formation sedimentary rocks and gabbro, as evidenced by the increase in REE concentrations and isotopic composition of oxygen and carbon in silicate-carbonate metasomatites ($\delta^{18}\text{O}_{\text{SMOW}} = 13.80 \dots 15.98 \text{ ‰}$, $\delta^{13}\text{C} = -5.64 \dots -2.18$).

Keywords: Southern Urals, Chebarkul area, exocontact, REE mineralization, synchysite-(Ce), REE-rich clinozoisite, geochemistry, hydrothermal fluid, C-O isotopy

Acknowledgments: The research was supported by the Russian Science Foundation grant no. 22-77-10049.

For citation: Mikheev E.I., Rakhimov I.R., Shaparenko E.O., Soroka E.I. Metasomatism and REE mineralization of the Zilair Formation sedimentary rocks in the Khudolaz complex gabbro massif exocontact zone (Chebarkul area, Southern Urals). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 1, pp. 123–138. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4584

Введение

В Западно-Магнитогорской зоне Южного Урала распространены сотни разнообразных по форме и вещественному составу габброидных и гранитоидных тел раннекаменноугольного возраста, с которыми связано оксидное Ti-Fe, сульфидное Cu-Ni-PGE и Au-оруденение (в том числе промышленные месторождения), однако сведения о РЗЭ-минерализации весьма ограничены [1, 2]. Традиционными являются месторождения редкоземельных элементов, связанные с щелочными гранитоидами и карбонатитами [3], однако промышленные концентрации РЗЭ также отмечаются во вмещающих мета-

соматизированных породах контактовых зон габбро-гранитных массивов [4, 5]. Условия приконтактового метасоматизма и метаморфизма разнообразны, что отражается на типах минеральных ассоциаций РЗЭ и уровне их концентраций. В настоящей статье представлены результаты комплексного минералогического, геохимического и изотопного изучения ороговикованных и метасоматизированных терригенных, терригенно-карбонатных и карбонатных пород зилаирской свиты из экзоконтактовой зоны габбровой интрузии худолозовского комплекса (Чебаркульская площадь), обсуждаются условия образования и источники РЗЭ-минерализации.

Методы исследования

Полевое исследование с описанием разрезов и отбором проб в зонах эндо- и экзоконтакта габбровой интрузии проведено в 2023 г. с целью детализации особенностей гидротермально-метасоматического изменения вмещающих осадочных пород.

Петрографические и минералогические исследования проводились методом оптической микроскопии (Carl ZEISS Axio Scope.A1) и сканирующей электронной микроскопии в режиме высокого и низкого вакуума с получением электронных снимков во вторичных и отраженных электронах с пространственным разрешением до 2–10 нм и идентификацией исследуемых фаз с применением рентгеноспектральных детекторов EDS и WDS на электронном сканирующем микроскопе MIRA 3 LMU (TESCAN ORSAY Holding) с системами микроанализа INCA Energy 450+/Aztec Energy XMax 50+ и INCA Wave 500 (Oxford Instruments Nanoanalysis) в ЦКП Многоэлементных и изотопных исследований СО РАН (г. Новосибирск) и на электронном микроскопе Tescan Vega Compact с ЭДС-детектором Xplorer 15 Oxford Instruments в Институте геологии (ИГ) УФИЦ РАН (г. Уфа).

Содержание петрогенных элементов в породах определено на рентгено-флюоресцентном спектрометре ARL-9900 XL в ЦКП МИИ СО РАН (г. Новосибирск), погрешности определения не превышают 5 отн. %. *Концентрации примесных элементов* определены на масс-спектрометре с индуктивно связанной плазмой iCAP Qc (ThermoFisher Scientific) в Казанском Федеральном университете (г. Казань) по методике, описанной в [6].

Для *микротермометрических исследований* (Институт геологии и минералогии (ИГМ) СО РАН, г. Новосибирск) была использована термокрио-камера TH-MSG-600 Linkam, с помощью которой можно нагревать образец до 600 °С со скоростью от 0,1 до 90 °С/мин в автоматическом режиме. Стандартная температурная ошибка измерений составляет $\pm 0,1$ °С. В индивидуальных флюидных включениях в кальците замерялись температуры общей гомогенизации ($T_{\text{гом}}$) и фиксировался вид гомогенизации – в жидкую или газовую фазу.

Анализ и диагностика компонентов флюидных включений без их вскрытия выполнены в ИГМ СО РАН методом раман-спектроскопии с использованием спектрометра Horiba Jobin-Yvon LabRam HR800 в сочетании с микроскопом Olympus BX41 [7]. В качестве источника возбуждения использовался твердотельный лазер с диодной накачкой и длиной волны 532 нм (Torus, Laser Quantum). Диагностика рамановских спектров выполнена согласно методике [8].

Изотопный состав углерода и кислорода исследовался на масс-спектрометре Delta Plus Advantage в Институте минералогии Южно-Уральского федерального научного центра минералогии и геоэколо-

гии УрО РАН (г. Миасс). При измерении изотопных отношений использовались стандарты МАГАТЭ NBS19 и NBS18. Среднеквадратичное отклонение измерений стандарта равно 0,3 ‰, PDB. Каждое из приведенных в работе значений изотопного отношения является средним из трех измерений. Для исследований использовался элементный анализатор EA Flash1112, метод – online.

Результаты исследования

Геологическое строение района

Исследуемый объект расположен внутри Чебаркульской моноклиальной структуры меридионального простирания к востоку от Юлдашевой антиклинали в центральной части Западно-Магнитогорской зоны Южного Урала (рис. 1, а). Изученные породы приурочены к контактовому ореолу небольшого габбрового массива (рис. 1, б) худолазовского комплекса (329–325 млн лет) [1]. Массив оливин-роговообманковых габбро имеет размер в плане 300×200 м и в средней части пересечён дайкой роговообманковых долеритов. Вмещающими породами интрузии являются глинисто-карбонатно-терригенные породы зилаирской свиты верхнего девона. Наиболее представительный разрез, обнажённый к северо-востоку от интрузии (рис. 1, в), выполнен ритмичным переслаиванием органогенно-детритовых известняков, мергелей и алевролитов со слоями мощностью 3–7 см. Азимут простирания слоёв 355°, угол падения близок к 90°, падение восточное. Вмещающие породы изучены также к югу и к северо-западу от интрузии, где развиты алевролитистые аргиллиты с прослоями алевролитов и тонкозернистых песчаников, а также известняки. В зоне экзоконтакта массива породы ороговикованы, мраморизованы и локально скарнированы.

Петрография

Габбро массива худолазовского комплекса характеризуется среднезернистой офитовой, участками – пойкилоофитовой, структурой. Главные минералы – плагиоклаз, роговая обманка, клинопироксен и оливин. Акцессорные минералы – хромит, ильменит, магнетит, титанит. В породе широко проявлены вторичные изменения. Оливин полностью замещен бурым идингситом, и реже – чешуйчатым агрегатом талька; плагиоклаз замещен агрегатом альбита, хлорита, серицита. Роговая обманка и клинопироксен – наиболее устойчивые первичные силикаты, вторичные минералы по ним не фиксируются.

Разновидности пород, не затронутые контактными процессами, представлены микритовыми известняками, содержащими фрагменты раковин, и аргиллитами с примесью алевролитового материала до 10 об. %, сложенного литокластами, обломками альбита, кварца, биотита размером до 0,03 мм.

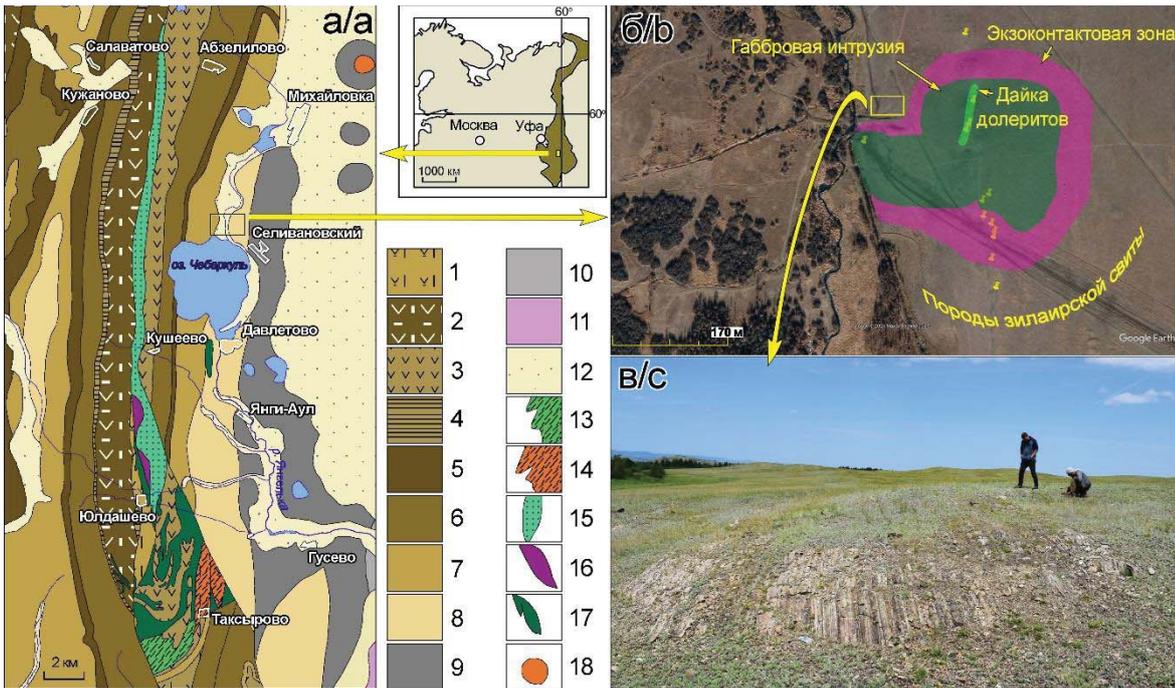


Рис. 1. Географическое положение и геологическое строение района исследований: а) сшитый фрагмент геологических карт масштаба 1:200000 (листы N40-XXIII [9], N40-XXIX [10]); б) спутниковый снимок Google исследованной площади с вынесением точек пробоотбора; в) обнажение терригенно-карбонатной толщи зилаирской свиты за пределами экзоконтактовой зоны. Легенда: 1–10 – вулканогенно-осадочные породы разных свит: 1 – баймак-бурибайской (D_1), 2 – ирендькской (D_{1-2}), 3 – карамалыташской (D_2), 4 – ярлыкаповской (D_2), 5 – улутауской (D_{2-3}), 6 – мукасовской (D_3), 7 – бугодакской (D_3), 8 – зилаирской (D_3), 9 – берёзовской (C_1), 10 – кизильской (C_{1-2}); терригенные отложения: 11 – триасовые, 12 – неоген-четвертичные; среднедевонские субвулканические образования: 13 – основного состава, 14 – кислого состава; 15 – серпентинитовый меланж, 16 – габбро и долериты (O_2), 17 – габбро и долериты (C_1), 18 – граниты (C_1)

Fig. 1. Geographical location and geological structure of the study area: а) 1:200000 scale geological map fragments (N40-XXIII [9], N40-XXIX [10]); б) Google satellite image of the studied area with sampling points; в) the Zilair Formation terrigenous-carbonate rocks outcrop outside the exocontact zone. Legend: 1–10 – volcano-sedimentary rocks of different formations: 1 – Baymak-Buribay (D_1), 2 – Irendyk (D_{1-2}), 3 – Karamalytash (D_2), 4 – Yarlykapovo (D_2), 5 – Ulutau (D_{2-3}), 6 – Mukasovo (D_3), 7 – Bugodak (D_3), 8 – Zilair (D_3), 9 – Berezovskiy (C_1), 10 – Kizil (C_{1-2}); terrigenous sediments: 11 – Triassic, 12 – Neogene-Quaternary; Middle Devonian subvolcanic formations: 13 – basic rocks, 14 – acid rocks; 15 – serpentinite melange, 16 – ultrabasites (O_2), 17 – gabbro and dolerites (C_1), 18 – granites (C_1)

Экзоконтактовая зона сложена ороговикованными аргиллитами (метааргиллитами), силикатно-карбонатными метасоматитами, скарнированными известняками и скарнами. Ороговикованные аргиллиты характеризуются глобулярными структурами (рис. 2, а). Глобули, расположенные в породе изолированно и в срастаниях друг с другом, имеют близкое к концентрическому строение и сложены сплошным агрегатом калиевого полевого шпата, окаймляющим альбит-хлоритовое или титанит-клиноцоизитовое ядро, с подчиненным количеством кварца. В межглобулярном пространстве фрагментарно сохраняется реликтовый обломочный материал, преимущественно представленный альбитом и сцементированный полевыми шпатами, кварцем и хлоритом. Для метааргиллитов характерно наличие равномерно распределенных в матрице метакристаллов хлорита, клиноцоизита, титанита, реже – кальцита. Акцессорные минералы

представлены апатитом и цирконом. Силикатно-карбонатные метасоматиты характеризуются гранобластовыми структурами. Они на 60–80 % сложены метакристаллами кальцита размером до 4–8 мм, в промежутках между которыми расположены кварц, альбит и микрочешуйчатый агрегат хлорита, возможно, с примесью минералов группы смектита (рис. 2, б). В некоторых разновидностях появляются микрокристаллы граната и клинопироксена. В набор акцессорных минералов входят апатит, барит, флюорит, рутил, циркон, титанит, РЗЭ-содержащий клиноцоизит, синхизит-(Ce), сульфиды железа. Скарнированные известняки характеризуются биоморфной структурой с остатками раковин размером до 0,5 мм, сцементированными микрокристаллическим цементом, сложенным кальцитом, кварцем, альбитом, хлоритом (рис. 2, в). В породах присутствуют стилолитовые швы, маркирующиеся хлоритом с вкрапленностью рутила,

апатита, сульфидов железа. Местами в кальците отмечается микрокристаллическая вкрапленность клинопироксена (размеры кристаллов не превышают 15 мкм), приуроченная к почти мономинеральным кальцитовым прослоям в породе. Акцессорная минерализация биоморфных известняков во многом аналогична силикатно-карбонатным метасоматитам и представлена рутилом, апатитом, флюоритом, синхизитом-(Се). Скарны имеют порфиробластовую структуру с тонкозернистым кальцитовым матриксом (80–90 об. %), вкрапленниками граната и датолита; акцессории представлены клинопироксеном, хлоритом и кварцем (рис. 2, з). Породы всех представленных групп секутся мономинеральными кальцитовыми прожилками мощностью до 1 мм.

Минералогия пород экзоконтактовой зоны

Кальцит в скарнированных известняках слагает скелетные остатки организмов и микрокристалли-

ческий (<100 мкм) вместе с кварцем и альбитом цемент. В скарнах он представлен субизометричными зернами матрикса размером 100–300 мкм. В силикатно-карбонатных метасоматитах, и реже в метааргиллитах, он образует крупные ксеноморфные метакристаллы размером до 4–8 мм. Также кальцит выполняет мономинеральные прожилки, секущие разные породы. Обычными примесями в кальците являются SiO₂ (0,13–0,77 мас. %), FeO (0,19–1,57 мас. %), MnO (0,17–1,59 мас. %), MgO (0,13–0,35 мас. %).

Альбит и кварц встречаются во всех породах экзоконтакта. Они слагают детритовые зерна в метааргиллитах и аутигенные ксеноморфные выделения в матриксе всех типов пород. Калиевый полевой шпат встречается только в метааргиллитах в виде микрокристаллических ксеноморфных зерен, в том числе – вторичных по альбиту.

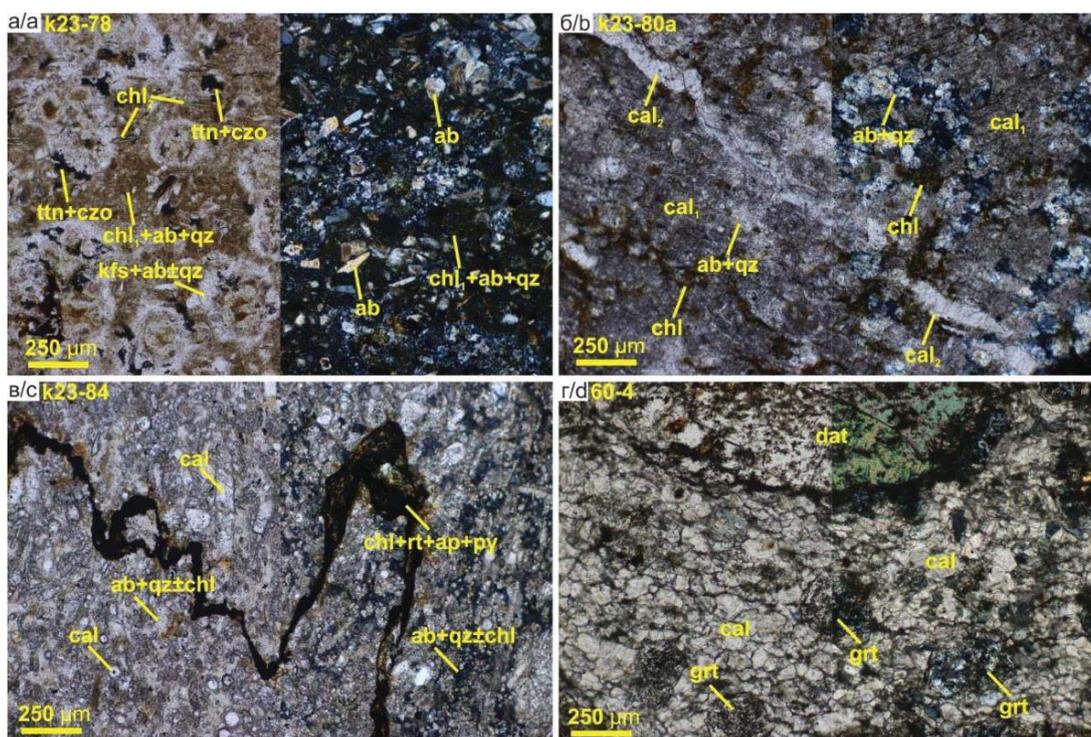


Рис. 2. Структуры метаосадочных пород зоны экзоконтакта: а) сочетание кластomorphic и глобулярной структур в ороговикованном аргиллите (метааргиллите); б) метакристаллы кальцита и гранобластовая структура кварц-силикатной части в силикатно-карбонатном метасоматите с мономинеральным кальцитовым прожилком; в) стилолит в скарнированном биоморфном известняке; г) порфиробластовая структура скарна. Слева изображения без анализатора, справа – с анализатором. ab – альбит, cal – кальцит, cal₁ – метакристаллы кальцита, cal₂ – кальцит из прожилка, chl – хлорит, chl₁ – тонкодисперсный хлорит из матрикса, chl₂ – таблитчатые метакристаллы хлорита, czo – РЗЭ-содержащий клиноцоизит, dat – датолит, grt – гранат, kfs – калиевый полевой шпат, py – пирит, qz – кварц, rt – рутил, ttn – титанит

Fig. 2. Textures of the exocontact zone metasedimentary rocks: a) globular texture in metaargillite with detrital grains; b) calcite metacrystals and granoblastic texture of the quartz-silicate part in silicate-carbonate metasomatite with a monomineral calcite veinlet; c) stylolite in skarnized biomicritic limestone; d) porphyroblastic skarn. PPL images are in the left, XPL images are in the right. ab – albite, cal – calcite, cal₁ – calcite metacrystals, cal₂ – calcite from the veinlet, chl – chlorite, chl₁ – finely dispersed chlorite from the matrix, chl₂ – tabular chlorite metacrystals, czo – REE-rich clinzoisite, dat – datolite, grt – garnet, kfs – potassium feldspar, py – pyrite, qz – quartz, rt – rutile, ttn – titanite

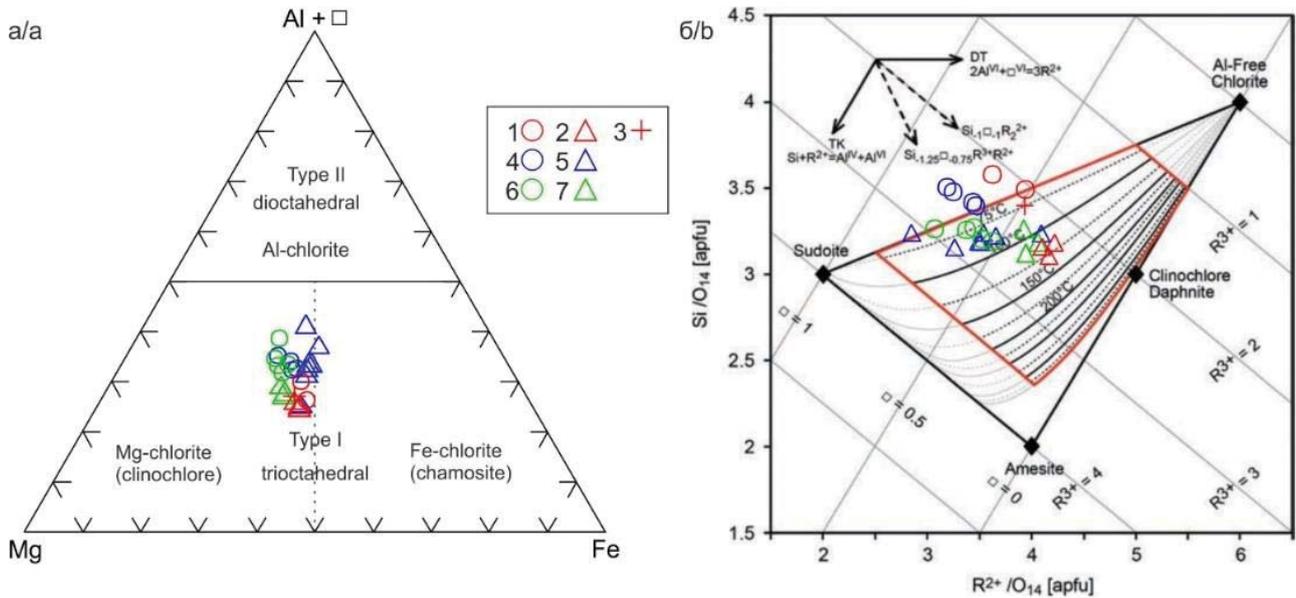


Рис. 3. Состав и оценка температуры кристаллизации хлоритов из пород экзоконтакта: а) классификация Mg–Al+Y–Fe (ф.е.) по [11]; б) диаграмма R²⁺–Si (ф.е.) [12] с изотермами [13]. 1–3 – метааргиллиты: 1, 2 – обр. k₂₃-78: 1 – матрикс, 2 – метакристаллы, 3 – обр. k₂₃-82, матрикс; 4, 5 – силикатно-карбонатные метасоматиты, матрикс: 4 – обр. k₂₃-80а, 5 – обр. k₂₃-81; 6, 7 – скарнированный известняк, обр. k₂₃-84: 6 – матрикс, 7 – стилолит

Fig. 3. Composition and crystallization temperatures of chlorites from the exocontact zone rocks: а) Mg–Al+Y–Fe (apfu) classification diagram [11]; б) R²⁺–Si diagram (apfu) [12] with isotherms [13]. 1–3 – metaargillites: 1, 2 – sample k₂₃-78: 1 – matrix, 2 – metacrystals, 3 – sample k₂₃-82, matrix; 4, 5 – silicate-carbonate metasomatites, matrix: 4 – sample k₂₃-80a, 5 – sample k₂₃-81; 6, 7 – skarnized limestone, sample k₂₃-84: 6 – matrix, 7 – stylolite

Хлорит является главным породообразующим меланократовым минералом всех типов пород. Он образует тонкодисперсные агрегаты чешуйчатых зерен, равномерно распределенные в матриксе ороговикованных аргиллитов и силикатно-карбонатных пород, образует стяжения в центральных частях глобулей, а также – отдельные более крупные таблитчатые метакристаллы в метааргиллитах. Встречается в скарнированных известняках в составе матрикса и стилолитовых швов, и редко – в качестве вторичного минерала по клинопироксену и гранату в скарнах. В общем хлориты характеризуются низкой железистостью ($Fe^{2+}/(Fe^{2+}+Mg)=0,31-0,51$), преобладанием Al^(VI) над Al^(IV), высоким содержанием Si=6,18–7,16 формульных единиц (далее – ф.е.). По упрощенной классификации [11] хлориты относятся к магниальному типу (клинохлору) (рис. 3, а). По оценке с помощью графического геотермометра для низкотемпературных хлоритов (T<350 °C, P<4 кбар) [14] диапазон температур формирования разных описанных генераций хлорита составляет 70–130 °C (рис. 3, б). Наиболее низкие температуры характерны для агрегатов хлорита из матрикса пород (70–90 °C), более высокие – для хлорита, слагающего стилолиты (100–110 °C), и самые высокие – для метакристаллов хлорита из ороговикованных аргиллитов (~125 °C).

Клинопироксен встречается во всех типах пород. В силикатно-карбонатных метасоматитах и скарнированных известняках он проявлен в виде идиоморфных и субидиоморфных призматических микровключений (до 15 мкм) и их шпиров в кальците. Аналогичную форму выделения он имеет и в скарнах, но помимо кальцита включения здесь распространены также в кварце и датолите. В метааргиллитах формирует ксеноморфные метакристаллы, иногда полностью или частично замещаясь актинолитом. По составу клинопироксен отвечает членам твердого раствора диоксид–геденбергит: Wo_{51–52}En_{19–39}Fs_{9–29}. В наиболее крупных кристаллах из скарнов в BSE изображениях фиксируется зональность, связанная с вариациями содержаний железа и магния – либо с ростом содержания железа от центра к краю, либо незакономерная. Характерны примеси Na₂O (0,49–0,66 мас. %), Al₂O₃ (0,57–3,42 мас. %), MnO (0,21–3,20 мас. %), TiO₂ (0,2–0,47 мас. %).

Гранат из силикатно-карбонатных пород, вместе с клинопироксеном, образует ксеноморфные микровключения в кальците и замещается этим же кальцитом и микрочешуйчатыми агрегатами хлорита и иллита. В скарнах гранат представлен в отдельных прослоях идиоморфными субизометричными или частично резорбированными порфиробластами размером до 500 мкм, а в целом по породе – ксено-

морфными зернами. В этих породах он замещается ассоциацией кальцита, датолита и кварца, реже – хлоритом. Преобладающими миналами в составе гранатов являются гроссуляр и андрадит: Grs_{78–86}Adr_{8–18} – в силикатно-карбонатных метасоматитах и Grs_{70–76}Adr_{8–23} – в скарнах. Сумма пиральспитового компонента не превышает 8,2 %. Характерна примесь TiO₂: 0,23–1,55 мас. %.

Датолит формирует субизометричные и вытянутые порфиробласты размером до 2 мм в скарнах.

Флюорит слагает ксеноморфные микровключения (до 10 мкм) в кальците из силикатно-карбонатных пород и скарнированных известняков.

Рутил в силикатно-карбонатных породах и скарнированных известняках формирует, как правило, идиоморфные микрокристаллы (до 20 мкм), локализуясь в кварц-силикатной части пород, часто – на границе с зернами кальцита, либо в стилолитах. Редко встречается в метааргиллитах в качестве вторичной высокотитанистой фазы по метакристаллам титанита.

РЗЭ-содержащие акцессорные минералы

Синхизит-(Ce) обнаружен в силикатно-карбонатных породах и скарнированных известняках. Минерал образует розетковидные сростания идиоморфных таблитчатых метакристаллов размером 5–10 мкм (рис. 4, а, б), расположенные в кварце,

альбите, кальците или на их границах. Химический состав отличается преобладанием Ce₂O₃ (19,26–22,83 мас. %; табл. 1) и La₂O₃ (15,52–18,28 мас. %), менее распространены Nd₂O₃ (4,53–7,94 мас. %) и Pr₂O₃ (1,12–2,92 мас. %). В некоторых зернах присутствует примесь ThO₂ (0,93–4,73 мас. %). Содержание CaO меняется в пределах 15,98–16,97 мас. %, F – 5,19–5,93 мас. %. Зафиксированные постоянные примеси SiO₂ и Al₂O₃ могут отражать захват этих элементов из матрицы.

РЗЭ-содержащий клиноцоизит встречается преимущественно в ороговикованных аргиллитах, но обнаружен и в силикатно-карбонатных метасоматитах. Он формирует идиоморфные и субидиоморфные метакристаллы с неоднородным строением, связанным с вариациями концентраций редкоземельных элементов, и их сростания (рис. 4, в, г). В метааргиллитах часто наблюдается закономерная зональность с уменьшением содержания РЗЭ от центра к периферии кристалла. Суммарное содержание РЗЭ обычно (кроме одного зафиксированного случая) не превышает 0,5 формульных единиц (табл. 2), что формально отличает его от алланита. Рассчитанное по балансу зарядов содержание Fe³⁺ не превышает 0,44 ф.е. Главными редкоземельными элементами являются Ce₂O₃ (0,67–9,04 мас. %; табл. 2), La₂O₃ (до 4,93 мас. %) и Nd₂O₃ (до 3,18 мас. %).

Таблица 1. Химический состав (мас. %) и кристаллохимические формулы (ф.е.) синхизита-(Ce) из силикатно-карбонатных метасоматитов

Table 1. Chemical analyses (wt %) and crystal chemical formulas (apfu) of synchysite-(Ce) from silicate-carbonate metasomatites

Элемент/Element	k ₂₃ -80a								d ₃ -16
	3,49	2,48	5,11	5,48	1,56	4,58	4,39	1,29	
SiO ₂	3,49	2,48	5,11	5,48	1,56	4,58	4,39	1,29	
Al ₂ O ₃	0,36	0,87	1,8	0,36	0,34	0,32	0,28	–	
FeO	–	1,24	0,76	–	–	–	–	–	0,58
CaO	16,3	16,4	16,0	16,5	16,7	16,8	16,3	16,5	
Na ₂ O	–	–	0,97	–	–	–	–	–	
Ce ₂ O ₃	20,2	19,8	19,3	21,2	22,1	22,8	21,1	21,6	
La ₂ O ₃	15,5	17,4	16,7	16,6	17,6	17,4	18,3	15,2	
Pr ₂ O ₃	1,92	1,58	1,12	1,69	2	2,04	1,85	2,92	
Nd ₂ O ₃	6,25	5,37	4,53	5,88	6,74	6,49	5,25	7,94	
Sm ₂ O ₃	–	–	–	–	–	–	–	–	0,85
ThO ₂	4,73	1,01	1,66	0,93	–	–	1,04	1,14	
F	5,89	5,19	5,29	5,87	5,51	5,89	5,93	–	
Сумма/Total	74,7	71,28	73,13	74,5	72,57	76,55	74,47	67,93	
Рассчитано на 2,5 атома O/Calculated on the basis of 2,5 (O)									
Si	0,208	0,149	0,270	0,302	0,099	0,252	0,253	0,068	
Al	0,025	0,062	0,112	0,023	0,025	0,021	0,019	0,000	
Fe	0,000	0,062	0,034	0,000	0,000	0,000	0,000	0,025	
Ca	1,040	1,056	0,905	0,976	1,135	1,002	1,008	0,924	
Ce	0,440	0,436	0,373	0,429	0,512	0,461	0,445	0,413	
La	0,340	0,385	0,324	0,337	0,410	0,354	0,388	0,293	
Pr	0,042	0,035	0,022	0,034	0,046	0,041	0,039	0,056	
Nd	0,133	0,115	0,085	0,116	0,152	0,128	0,108	0,148	
Sm	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,015	
Th	0,064	0,014	0,020	0,012	0,000	0,000	0,014	0,014	
F	1,108	0,987	0,884	1,024	1,103	1,026	1,080	–	
ΣРЗЭ+Th/ΣREE+Th	1,019	0,985	0,824	0,927	1,121	0,984	0,994	0,939	
O=F ₂	2,480	2,185	2,227	2,472	2,320	2,480	2,497	–	

Примечание: Прочерк – содержание элемента не определялось или ниже предела обнаружения.

Note: A dash means the value not determined or below the detection limit.

Таблица 2. Химический состав (мас. %) и кристаллохимические формулы (ф.е.) РЗЭ-содержащего клинозоизита из силикатно-карбонатных метасоматитов (k₂₃-81) и метааргиллитов (k₂₃-78, 60-6)

Table 2. Chemical analyses (wt %) and crystal chemical formulas (apfu) of REE-rich clinozoisite from silicate-carbonate metasomatites (k₂₃-81) and metaargillites (k₂₃-78, 60-6)

Элемент/Element	k ₂₃ -81				k ₂₃ -78				60-6	
SiO ₂	34,1	35,4	35,2	37,7	34,1	41,7	38,3	37,2	34,1	41,0
TiO ₂	–	–	–	–	0,73	0,37	1,43	–	–	–
Al ₂ O ₃	21,6	24,8	24,5	27,3	19,1	25,8	22,7	21,2	20,3	24,3
FeO	9,31	6,43	6,95	5,43	8,98	6,47	7,54	8,13	9,71	7,28
MgO	–	–	0,27	–	0,78	0,2	0,4	0,45	0,4	–
CaO	18,3	23,2	20,0	22,5	13,5	21,2	16,9	16,4	14,8	17,6
Na ₂ O	–	–	–	–	–	0,94	–	–	–	1,52
Ce ₂ O ₃	6,83	3,23	3,55	2,04	9,04	0,67	5,7	6,44	8,48	3,3
La ₂ O ₃	4,93	1,72	3,08	1,5	4,2	–	2,85	2,85	4,43	1,82
Pr ₂ O ₃	0,83	–	–	–	–	–	–	0,95	–	–
Nd ₂ O ₃	1,56	0,9	0,52	0,54	3,18	–	2,1	2,33	1,43	–
Сумма/Total	97,35	95,68	94,04	96,89	93,68	97,41	97,94	95,94	93,63	96,84
Рассчитано на 8 катионов/Calculated on the basis of 8 cations										
Ca	1,702	2,047	1,817	1,928	1,342	1,766	1,523	1,528	1,444	1,509
Na	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,142	0,000	0,000	0,000	0,236
Ce	0,217	0,098	0,110	0,060	0,307	0,019	0,176	0,205	0,283	0,097
La	0,158	0,052	0,096	0,044	0,144	0,000	0,088	0,092	0,149	0,054
Pr	0,026	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,030	0,000	0,000
Nd	0,048	0,027	0,016	0,015	0,105	0,000	0,063	0,073	0,047	0,000
сумма А/sum A	2,152	2,223	2,039	2,047	1,897	1,927	1,850	1,928	1,922	1,926
ΣРЗЭ/ΣREE	0,450	0,176	0,222	0,120	0,555	0,019	0,327	0,400	0,478	0,151
Ti	0,000	0,000	0,000	0,000	0,051	0,022	0,091	0,000	0,000	0,000
Al	2,209	2,412	2,452	2,574	2,085	2,366	2,253	2,179	2,175	2,299
Fe ³⁺	0,418	0,443	0,362	0,277	0,000	0,229	0,000	0,000	0,129	0,182
Fe ²⁺	0,259	0,000	0,131	0,087	0,696	0,191	0,531	0,592	0,611	0,306
Mg	0,000	0,000	0,034	0,000	0,108	0,023	0,050	0,058	0,054	0,000
Сумма М/sum M	2,886	2,855	2,979	2,937	2,940	2,831	2,924	2,830	2,970	2,787
Si	2,961	2,922	2,982	3,015	3,163	3,242	3,225	3,242	3,109	3,287

Примечание. Прочерк – содержание элемента не определялось или ниже предела обнаружения. Fe³⁺ рассчитано по балансу зарядов.
 Note: A dash means the value not determined or below the detection limit. Fe³⁺ is calculated from charge balance.

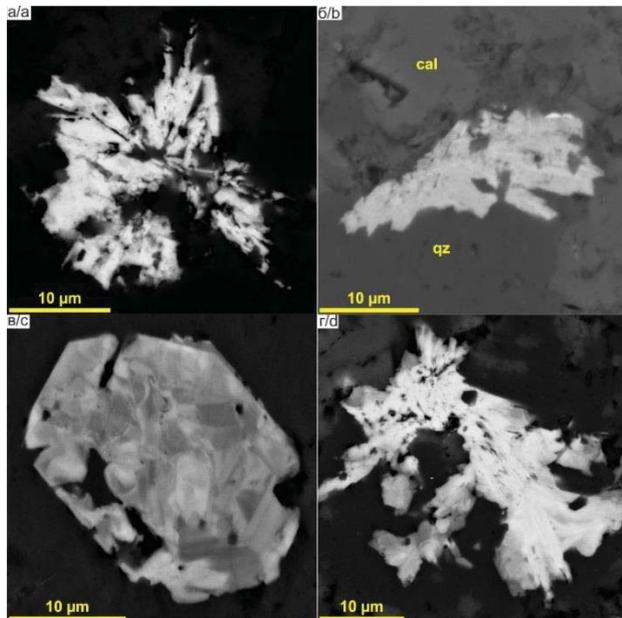


Рис. 4. BSE изображения главных аксессуарных РЗЭ-содержащих минералов: а, б) розетковидные сростания кристаллов синхизита-(Ce) в силикатно-карбонатных метасоматитах: а) обр. k₂₃-80а; б) обр. D₃-16; в, г) РЗЭ-содержащий клинозоизит: в) идиоморфный неоднородный кристалл в силикатно-карбонатном метасоматите, обр. k₂₃-81; г) сростание удлиненных кристаллов в метааргиллите, обр. 60-6

Fig. 4. BSE images of the most common accessory REE-bearing minerals: a, b) synchysite-(Ce) crystals rosette-shaped aggregates in silicate-carbonate metasomatites: a) sample k₂₃-80a; b) sample D₃-16; c, d) REE-rich clinozoisite: c) euhedral zoned crystal in silicate-carbonate metasomatite, sample k₂₃-81; d) elongated crystals intergrowth in metaargillite, sample 60-6

Апатит присутствует во всех типах пород и формирует дипирамидально-призматические кристаллы, грани которых нередко частично резорбированы. Размер зерен в среднем составляет 10–50 мкм.

В составе стилолитов апатит формирует скопления кристаллов размером до 3 мкм совместно с рутилом и сульфидами железа. По составу он соответствует фторапатиту (F=1,57–4,51 мас. %), регуляр-

ными примесями являются Cl (0,34–1,13 мас. %), SiO₂ (0,32–1,84 мас. %), FeO (0,27–0,55 мас. %), редко отмечается примесь Ce₂O₃ (0,43–0,55 мас. %).

Титанит в виде субидиоморфных клиновидных и столбчатых, а также ксеноморфных метакристаллов размером не более 50 мкм распространен преимущественно в метааргиллитах. Содержит постоянную примесь F (0,87–2,92 мас. %). Другие примеси представлены Al₂O₃ (3,51–8,86 мас. %), FeO (0,23–1,12 мас. %) и реже – MgO, Na₂O, K₂O, V₂O₅, Sc₂O₃ (<0,5 мас. %). Единичные измерения показали примесь Nd₂O₃ (0,56–0,80 мас. %).

Геохимия

При переходе от скарнов через силикатно-карбонатные метасоматиты и скарнированные известняки к метааргиллитам, прежде всего, отмечается рост содержания SiO₂ и уменьшение CaO, что отражает изменение объемных соотношений двух главных минералогических составляющих пород: карбонатной и кварц-силикатной. Помимо этого, происходит увеличение концентраций TiO₂, Al₂O₃, Fe₂O₃, MgO, Na₂O, K₂O и уменьшение MnO (табл. 3, рис. 5). Скарн характеризуется высоким содержанием CaO (50,17 мас. %) и MnO (0,59 мас. %) и низким содержанием остальных породообразующих компонентов, связанных с второстепенными силикатными минералами, а также

находящихся в виде примеси в кальците. Силикатно-карбонатные метасоматиты имеют близкие составы (SiO₂=31,80–39,08 мас. %, CaO=27,33–32,82 мас. %), наибольшие вариации наблюдаются для Al₂O₃ 2,89–6,94 мас. %, MgO 0,93–3,30 мас. %, Na₂O 0,33–1,95 мас. %, скорее всего, коррелирующие с содержанием альбита и хлорита. Петрохимически близкими к силикатно-карбонатным метасоматитам оказались скарнированные известняки (SiO₂=43,65 мас. %, CaO=24,26 мас. %). Метааргиллиты обладают наиболее кислыми (SiO₂=58,63–66,14 мас. %) и наименее кальциевыми (CaO=5,12–7,63 мас. %) составами и существенно варьирующими концентрациями Al₂O₃ (12,79–17,51 мас. %), Fe₂O₃ (2,47–6,23 мас. %), Na₂O (5,12–9,07 мас. %), K₂O (0,17–2,83 мас. %), которые являются обычными для глинистых и обломочных пород.

Концентрации микроэлементов определены для проб ороговикованных аргиллитов и силикатно-карбонатных метасоматитов с аксессуарными РЗЭ-содержащим клиноцоизитом и синхизитом-(Ce). Суммарные содержания РЗЭ в метааргиллитах (70–181 г/т) не превышают таковые для постархейского австралийского сланца (РААС), а их спектры характеризуются отрицательной аномалией Eu/Eu* и близкой или большей степенью фракционирования относительно РААС (табл. 4, рис. 6).

Таблица 3. Содержание породообразующих элементов (мас. %) в габбро худолазовского комплекса, осадочных породах зилаирской свиты и метаосадочных породах экзоконтактовой зоны

Table 3. Concentration of the main elements (wt %) of Khudolaz complex gabbro, the Zilair Formation sedimentary rocks and the exocontact zone metasedimentary rocks

№ обр./sample	SiO ₂	TiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	MnO	MgO	CaO	Na ₂ O	K ₂ O	P ₂ O ₅	ппп/LOI	Сумма/Total
k ₂₃ -85	48,8	1,8	16,0	9,52	0,16	6,32	6,69	4,66	0,76	0,35	4,02	99,17
k ₂₃ -86	6,03	0,04	1,02	1,05	0,39	0,43	50,9	0,14	0,09	0,06	39,9	100,1
k ₂₃ -77	72,2	0,43	12,1	3,65	0,09	2,02	0,9	4,14	1,7	0,07	2,5	99,96
60-2	62,6	0,6	17,5	3,78	0,05	1,75	1,32	9,07	0,17	0,2	2,52	99,58
60-5	59,0	0,61	13,8	6,23	0,2	2,96	7,63	7,01	0,43	0,09	1,58	99,62
60-6	65,9	0,57	12,8	2,47	0,09	1,71	5,43	5,12	2,83	0,06	2,49	99,54
k ₂₃ -78	65,1	0,59	16,2	3,75	0,06	1,88	1,06	6,49	2,56	0,17	2,19	100,16
k ₂₃ -79	66,1	0,54	13,6	2,8	0,14	1,65	3,88	6,88	0,51	0,04	3,82	100,06
k ₂₃ -82	58,6	0,64	15,3	3,34	0,16	1,94	5,88	6,91	1,12	0,07	5,53	99,62
k ₂₃ -83	64,3	0,51	16,6	3,65	0,11	2,42	0,91	7,35	0,19	0,06	3,01	99,12
k ₂₃ -80a	39,1	0,21	5,25	2,16	0,26	1,26	27,3	1,95	0,08	0,07	22,1	99,81
k ₂₃ -80b	38,6	0,21	5,2	2	0,26	1,2	28,1	1,75	0,15	0,09	22,4	100,04
k ₂₃ -81	34,7	0,1	2,89	2,02	0,26	0,93	32,8	0,33	0,26	0,06	25,7	100,1
k ₁₈ -3	35,1	0,21	4,07	2,29	0,23	1,93	30,5	1,45	0,05	0,1	23,2	99,06
d ₃ -16	31,8	0,19	6,94	2,33	0,21	3,3	28,5	1,66	0,17	0,09	22,8	98,07
k ₂₃ -84	43,7	0,22	5,76	1,97	0,21	1,25	24,3	2,2	0,08	0,06	19,7	99,46
60-4	11,2	0,11	2,25	2,07	0,59	0,94	50,2	0,03	0,02	0,14	32,3	99,91

Примечание: k₂₃-85 – габбро худолазовского комплекса; неизмененные осадочные породы зилаирской свиты: k₂₃-86 – известняк, k₂₃-77 – алевритистый аргиллит; метаосадочные породы экзоконтакта: 60-2, 60-5, 60-6, k₂₃-78, k₂₃-79, k₂₃-82, k₂₃-83 – ороговикованные аргиллиты (метааргиллиты), k₂₃-80a, k₂₃-80b, k₂₃-81, k₁₈-3, d₃-16 – силикатно-карбонатные метасоматиты; k₂₃-84 – скарнированный известняк; 60-4 – скарн. Прочерк – содержание элемента не определялось или ниже предела обнаружения. Суммарное железо приведено в форме Fe₂O₃.

Note: k₂₃-85 – the Khudolaz complex gabbro; unaltered sedimentary rocks of the Zilair Formation: k₂₃-86 – limestone, k₂₃-77 – argillite; the exocontact zone metasedimentary rocks: 60-2, 60-5, 60-6, k₂₃-78, k₂₃-79, k₂₃-82, k₂₃-83 – metaargillites, k₂₃-80a, k₂₃-80b, k₂₃-81, k₁₈-3, d₃-16 – silicate-carbonate metasomatites; k₂₃-84 – skarnized limestone; 60-4 – skarn. A dash means the value not determined or below the detection limit. Total Fe as Fe₂O₃.

Таблица 4. Содержание примесных элементов (г/т) в габбро худолазовского комплекса и метаосадочных породах экзоконтактовой зоны

Table 4. Concentration of the trace elements (ppm) of Khudolaz complex gabbro and the exocontact zone metasedimentary rocks

Элемент Element	k ₂₃ -85	60-2	60-6	k ₂₃ -79	k ₂₃ -82	k ₂₃ -80a	k ₂₃ -81	d ₃ -16
Li	89,1	34,3	26,4	22,9	15,5	28,9	32,2	14
V	219	70	58	59	44	32	14	30
Cr	231	74	66	63	19	30	18	19
Co	36,1	15,1	13,0	5,6	6,8	7,5	4,9	4
Ni	78,0	105,6	51,9	39,7	24,1	13,7	3,9	24
Cu	35,2	–	13,8	–	–	–	–	2,8
Zn	62,4	68,7	30,5	9,2	19,4	37,5	16,7	25
Ga	20,3	27,8	12,2	15,7	12,9	8,3	7,3	6
Rb	14,4	3,4	55,2	6,9	14,8	1,3	9,9	4
Sr	901	251	158	163	368	305	207	400
Y	32,7	9,3	9,7	13,4	8,7	20,0	42,7	16
Zr	216	200	145	140	211	65	34	120
Nb	10,7	20,7	9,3	7,22	11,7	4,1	1,7	7
Ba	493	92	684	114	486	40	72	22
La	18,2	41,8	24,4	15,1	14,7	20,4	21,2	12
Ce	41,8	84,6	46,4	33,9	29,2	33,8	35,5	19
Pr	5,7	9,0	5,6	4,6	3,5	3,8	4,2	2,1
Nd	25,9	31,6	21,4	19,9	13,5	15,0	18,1	8
Sm	6,28	4,82	4,01	4,08	2,5	2,9	3,48	1,4
Eu	2,0	0,93	0,73	0,82	0,61	0,72	0,78	0,37
Gd	6,09	3,03	2,68	3,29	1,83	2,78	4,15	1,7
Tb	0,93	0,4	0,37	0,48	0,25	0,42	0,7	0,21
Dy	6,25	2,27	2,15	2,92	1,57	2,7	5,17	1,4
Ho	1,22	0,38	0,39	0,52	0,28	0,56	1,16	0,28
Er	3,52	1,02	1,09	1,43	0,85	1,59	3,81	0,8
Tm	0,48	0,14	0,15	0,2	0,11	0,21	0,55	0,11
Yb	3,1	0,85	1,02	1,23	0,67	1,34	3,77	0,7
Lu	0,42	0,1	0,13	0,17	0,1	0,19	0,58	0,11
Hf	4,46	6,09	3,76	3,68	5,77	1,65	0,73	2,1
Ta	0,53	1,94	0,58	0,42	0,75	0,22	0,06	0,42
Pb	2,03	29,3	8,43	14,2	10,7	1,12	1,31	1,3
Th	1,91	33,9	8,72	6,67	10,6	4,11	1,91	10
U	0,36	5,11	1,03	0,69	1,17	0,79	0,4	1,2
Eu/Eu*	–	0,74	0,68	0,68	0,88	0,78	0,63	0,73
La _N /Yb _N	–	33,04	16,18	8,24	14,8	10,3	3,79	11,6
ΣPЗЭ/ΣREE	122	181	111	89	70	86	103	48

Примечание: k₂₃-85 – габбро худолазовского комплекса; 60-2, 60-6, k₂₃-79, k₂₃-82 – ороговикованные аргиллиты (метааргиллиты); k₂₃-80a, k₂₃-81, d₃-16 – силикатно-карбонатные метасоматиты. Прочерк – содержание элемента не определялось или ниже предела обнаружения.

Note: k₂₃-85 – the Khudolaz complex gabbro; 60-2, 60-6, k₂₃-79, k₂₃-82 – metaargillites; k₂₃-80a, k₂₃-81, d₃-16 – silicate-carbonate metasomatites. A dash means the value not determined or below the detection limit.

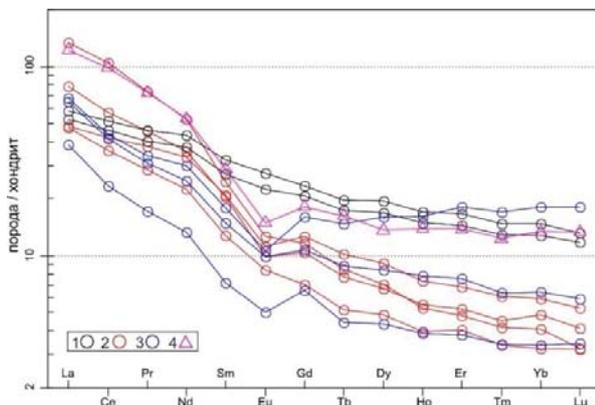


Рис. 6. Спектры распределения PЗЭ в габбро худолазовского комплекса и метаосадочных породах экзоконтакта, нормированные на хондрит [15]: 1 – габбро; 2 – метааргиллиты; 3 – силикатно-карбонатные метасоматиты; 4 – постаршейский австралийский сланец (PAAS) [16]

Fig. 6. Chondrite-normalized REE spectra of the Khudolaz complex gabbro and the exocontact metasedimentary rocks [15]: 1 – gabbro; 2 – metaargillites; 3 – silicate-carbonate metasomatites; 4 – PAAS [16]

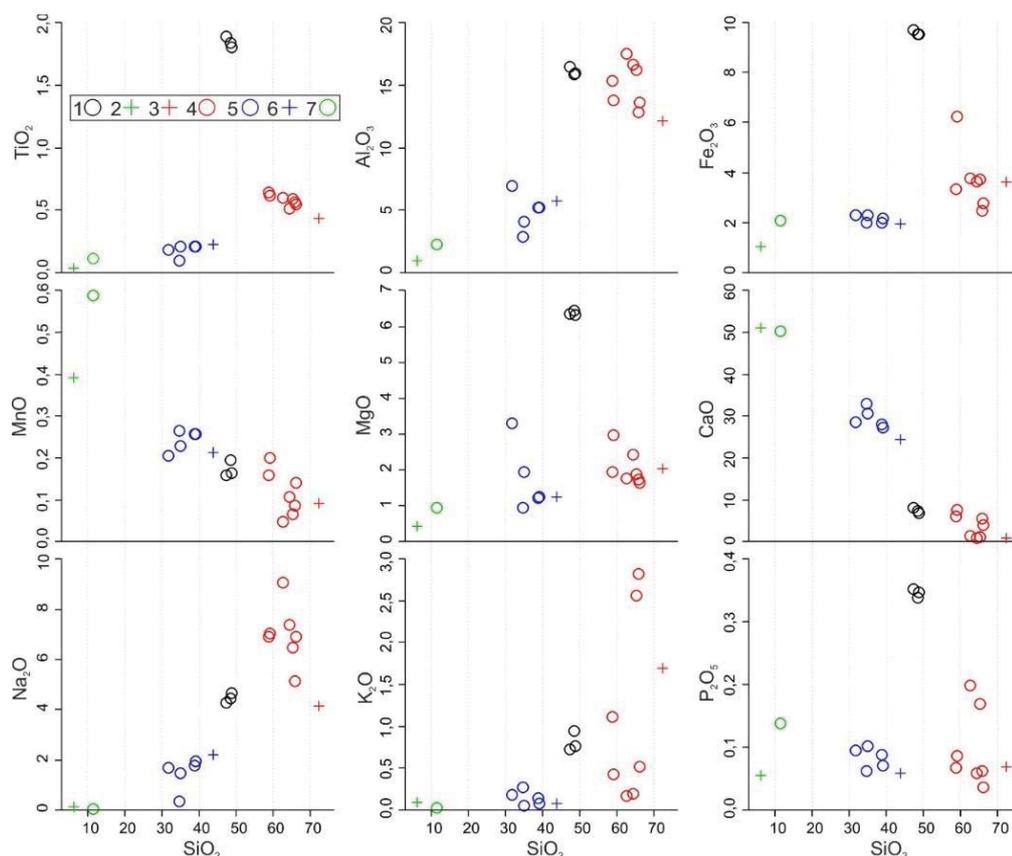


Рис. 5. Вариационные диаграммы Харкера для габбро худолозовского комплекса, осадочных пород зилаирской свиты и метаосадочных пород экзоконтакта: 1 – габбро; 2, 3 – неизменные осадочные породы: 2 – известняк, 3 – алевритистый аргиллит; 4–7 – метаосадочные породы экзоконтакта: 4 – метааргиллиты, 5 – силикатно-карбонатные метасоматиты, 6 – скарнированный известняк, 7 – скарн

Fig. 5. Major-elements variation diagrams for the Khudolaz complex gabbro, the Zilair Formation sedimentary rocks and the exocontact zone metasedimentary rocks: 1 – gabbro; 2, 3 – unaltered sedimentary rocks: 2 – limestone, 3 – argillite; 4–7 – the exocontact zone rocks: 4 – metaargillites, 5 – silicate-carbonate metasomatites, 6 – skarnized limestone, 7 – skarn

Среди силикатно-карбонатных пород две пробы имеют спектры схожие по форме с РААС, но с более низкими суммами РЗЭ. Одна из проб характеризуется концентрациями тяжелых РЗЭ, превышающими их уровень в РААС. Это может быть связано с присутствием граната в породе, концентрирующего тяжелые редкие земли. В целом концентрации РЗЭ в силикатно-карбонатных породах (48–103 г/т) сопоставимы или ниже, чем в метааргиллитах, что, по всей вероятности, зависит от объемного содержания карбонатной составляющей породы.

Термобарогеохимия

Флюидные включения в зернах кальцита силикатно-карбонатных метасоматитов и секущих их мономинеральных кальцитовых прожилков представляют собой двухфазные газовой-жидкие образования. Размер включений составляет 5–12 мкм, форма вакуолей овальная, распределение в зернах хаотичное (рис. 7, а). Температура гомогенизации (в жидкость), определенная методом микротермометрии, составила 139–152 °С, в среднем 145 °С (10 замеров). Раманов-

ская спектроскопия показала во включениях спектральные линии H₂O (рис. 7, б). Каких-либо других примесей (например, CO₂, CH₄, N₂) обнаружено не было. Исходя из полученных данных, кальцит обеих генераций (порода и жила) был сформирован низкотемпературным водным флюидом.

Изотопия

Изотопный состав кислорода и углерода силикатно-карбонатных метасоматитов изучался в четырех пробах, включая матрицу и жилу (табл. 5). Значения $\delta^{18}\text{O}_{\text{SMOW}}$ во всех пробах укладываются в диапазон 13,80–15,98 ‰. Эти данные показывают, что величина $\delta^{18}\text{O}_{\text{SMOW}}$ в изученных пробах не зависит от относительного содержания кальцита, в связи с чем можно заключить, что альбит и кварц имеют тот же изотопный состав кислорода. Согласно модели изотопного фракционирования, предложенной в [17], значения $\delta^{18}\text{O}$ для водного флюида составили 2,8–4,98 (для средней температуры 145 °С по результатам микротермометрии).

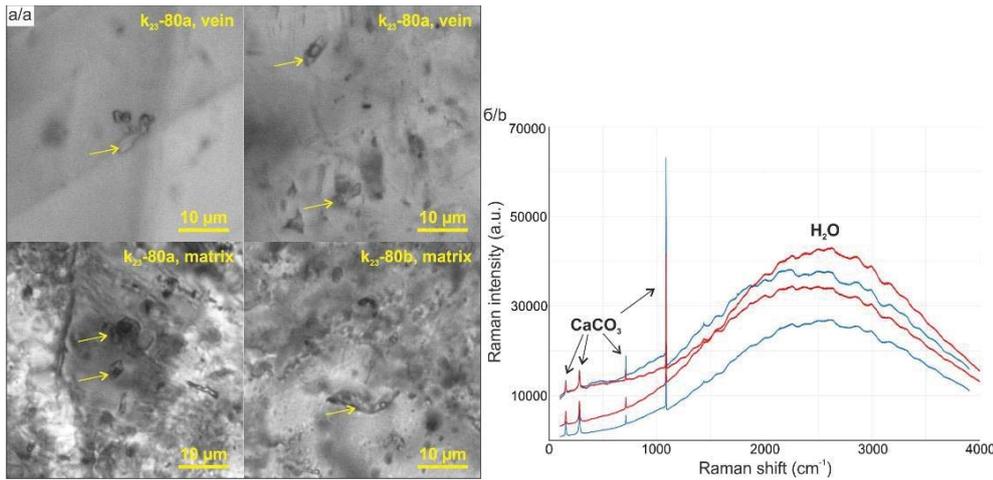


Рис. 7. Флюидные включения в кальците из силикатно-карбонатных метасоматитов (а) и их рамановские спектры (б): красные спектры – метакристаллы кальцита в матрице, синие спектры – кальцит из прожилков

Fig. 7. Fluid inclusions in calcite from silicate-carbonate metasomatites (a) and their Raman spectra (b): red lines – calcite metacrystals from rock matrix, blue lines – calcite veins

Таблица 5. Изотопный состав кислорода и углерода в силикатно-карбонатных метасоматитах

Table 5. Oxygen and carbon isotopic composition of silicate-carbonate metasomatites

Образец Sample	Состав Composition	$\delta^{18}\text{O}$ ‰, V-SMOW	$\delta^{18}\text{O}$ ‰ флюид, расч. in fluid, calculated	$\delta^{13}\text{C}$ ‰, PDB	$\delta^{13}\text{C}$ ‰ флюид, расч. in fluid, calculated
D ₃ -16	Порода в целом/Bulk rock (Cal 65 %, Qz 30 %, Ab 5 %)	+13,80	+2,80	-4,67	-6,37
K ₁₈ -3	Порода в целом/Bulk rock (Cal 70 %, Qz 25 %, Ab 5 %)	+15,98	+4,98	-2,18	-3,88
K ₁₈ -3а	Кальцитовый прожилок/Calcite vein (Cal 90 %, Ab 5 %)	+14,34	+3,34	-3,81	-5,51
K ₁₈ -3б	Метакристалл кальцита/Calcite metacrystal (Cal 80 %)	+15,61	+4,61	-5,64	-7,34

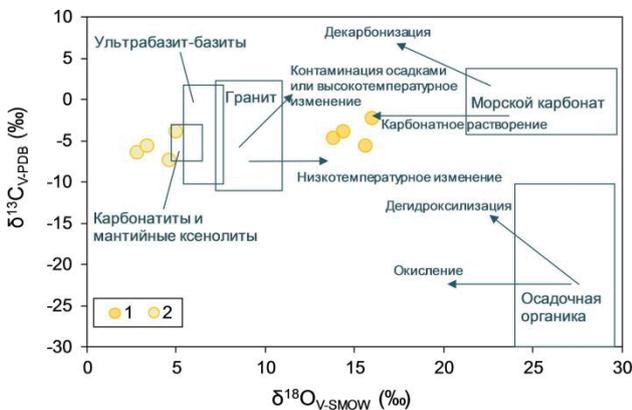


Рис. 8. Диаграмма изотопного состава кислорода и углерода в силикатно-карбонатных метасоматитах: 1 – порода, 2 – расчётный флюид. Области изотопных резервуаров по [19].

Fig. 8. Oxygen and carbon isotopic composition of silicate-carbonate metasomatites: 1 – rock, 2 – calculated fluid. Isotope reservoirs areas according to [19]

Величина $\delta^{13}\text{C}$ в породах варьирует в пределах –5,64...–2,18, причём более лёгкий изотопный состав углерода ($\delta^{13}\text{C} = -5,64$) имеет проба из метакристаллов в основной массе, предположительно сложенных более поздним кальцитом. Для водного флюида по методике [18] рассчитаны значения

$\delta^{13}\text{C}$ ‰: –7,34...–3,88 ($T=145$ °C). На изотопной O–C-диаграмме точки составов изученных пород локализируются в области между переотложенными морскими карбонатами и гидротермально изменёнными «магматогенными» карбонатами (рис. 8). Слабый разброс значений изотопного состава кислорода и углерода во всех пробах свидетельствует об их единых условиях генезиса.

Обсуждение результатов Мощность экзоконтактовой зоны габбровой интрузии

Данные по петрографии и минеральному составу пород позволяют грубо очертить область экзоконтакта интрузии (рис. 1, б), однако данных для выделения зональности распределения минеральных ассоциаций недостаточно. В разрезе, описанном к югу от интрузии, разделяются неизменные алевритистые аргиллиты и группа пород различного состава, в которых проявлены следы перекристаллизации. В наиболее удаленных от контакта аргиллитах (150 м по простиранию толщи) следов перекристаллизации не наблюдается. При приближении к контакту на расстояние 50–100 м, наряду с сохранением первичных обломочных структур, в осадочных породах проявляются изменения структур и минерального состава. Формирование глобу-

лярных и гранобластовых структур, стилолитов и метакристаллов кальцита, хлорита, титанита и РЗЭ-содержащего клиноцоизита указывает на перекристаллизацию терригенных, терригенно-карбонатных и карбонатных вмещающих пород в результате контактовых гидротермально-метасоматических процессов, которые в том числе привели к локальным проявлениям скарновой ассоциации клинопироксен + кальциевый гранат.

Температура преобразования пород в зоне экзоконтакта и этапы минералообразования

Оценки температуры гомогенизации флюидных включений в кальците силикатно-карбонатных метасоматитов оказались идентичными как для кальцита из массы породы, так и для жильного, что может говорить об одновременном формировании метакристаллов, растворении и переотложении карбонатного вещества в жилах. Сам интервал оценок показывает минимальную температуру кристаллизации 139–152 °С, которая соответствует низкотемпературным гидротермально-метасоматическим процессам. Близкими к этим оценкам оказались данные по температуре формирования метакристаллов хлорита в ороговикованных аргиллитах и хлорита, слагающего стилолитовые швы в скарнированных известняках (100–130 °С, рис. 3, б). О возможных более высоких локальных температурах говорит наличие в некоторых породах клинопироксена диопсид-геденбергитового ряда и граната гроссуляр-андрадитового ряда, которые обычно являются наиболее высокотемпературными минералами контактово-метасоматических пород (порядка 300–400 °С и выше [20, 21]). Учитывая то, что в породах наблюдается замещение граната, в том числе кальцитом и хлоритом, клинопироксен-гранатовую ассоциацию можно отнести к первому высокотемпературному этапу метасоматоза. При этом хлорит, замещающий и гранат, и кальцит, кристаллизовался в последнюю очередь при самых низких температурах (70–90 °С) на этапе остывания. С другой стороны, происхождение хлорита из матрикса метаргиллитов, образовавшегося при близких температурах, скорее всего, связано с литификацией самой осадочной породы, до термального воздействия со стороны интрузии.

Закономерности локализации РЗЭ-минерализации

Главными концентраторами редкоземельных элементов изученных приконтактных метасоматитов являются синхизит-(Ce) и РЗЭ-содержащий клиноцоизит, в единичных случаях наблюдаются примеси РЗЭ в апатите и титаните. Наблюдается корреляция между локализацией РЗЭ-минералов и составом пород, в которых они находятся. Синхизит-(Ce) ($\text{CaCe}(\text{CO}_3)_2\text{F}$), для которого ключевыми

компонентами являются кальций и фтор, распространен в силикатно-карбонатных метасоматитах и родственных им по химическому составу скарнированных известняках – в породах с высоким содержанием кальцита и акцессорной вкрапленностью флюорита. РЗЭ-содержащий клиноцоизит $((\text{Ca}, \text{REE})_2\text{Al}_3\text{O}[\text{Si}_2\text{O}_7][\text{SiO}_4](\text{OH}))$ главным образом характерен для ороговикованных аргиллитов, где породообразующими минералами являются алюмосиликаты (полевые шпаты, хлорит) и кварц. Реже клиноцоизит встречается в силикатно-карбонатных породах вместе с синхизитом-(Ce). Оба минерала не контактируют между собой, слагают идиоморфные и субидиоморфные метакристаллы и их срастания. Следовательно, они не являются продуктом замещения друг друга и, вероятно, формировались на одном этапе минералообразования с кальцитом при температуре не ниже 150 °С. Близкие условия (180–240 °С) показаны на примере образования редкоземельных фторкарбонатов в ассоциации с кальцитом и флюоритом Сафьяновского месторождения на Среднем Урале [22].

Источники минералообразующих флюидов и РЗЭ-минерализации

Суммарное содержание РЗЭ в метаосадочных породах экзоконтакта (48–181 г/т, в среднем 95 г/т) выше, чем в неизменённых терригенных породах зилаирской свиты (32–114 г/т, в среднем 42 г/т) [наши неопубликованные данные], что предполагает небольшой привнос этих элементов из внешнего источника. Этого привноса оказалось достаточно для формирования в них РЗЭ-минерализации. Расчётный изотопный состав углерода и кислорода водного флюида близок к полю ультраосновных-основных пород (рис. 8), что согласуется с геологическим строением изученной габбровой интрузии и в целом отражает магматогенную природу гидротермального флюида [23]. Пониженная относительно поля магматических пород на 1–2 % величина $\delta^{18}\text{O}_{\text{SMOW}}$ в модельном флюиде, вероятно, связана с привносом метеорной воды. Ещё одним источником РЗЭ-минерализации являются сами глинистые минералы неизменённых осадочных пород зилаирской свиты, сорбирующие редкоземельные элементы в экзогенных условиях [24], а впоследствии утратившие их в ходе перекристаллизации.

Выводы

1. Метаосадочные породы зилаирской свиты в экзоконтактной зоне габбрового массива худозовского комплекса (Чебаркульская площадь Южного Урала) содержат редкоземельную минерализацию, представленную синхизитом-(Ce) и РЗЭ-содержащим клиноцоизитом. Небольшие

- содержания редкоземельных элементов установлены в титаните и фторапатите.
2. Синхизит-(Ce) локализуется в силикатно-карбонатных метасоматитах и скарнированных известняках, где он ассоциирует с флюоритом, фторапатитом, рутилом.
 3. РЗЭ-содержащий клиноцоизит преимущественно распространен в ороговикованных аргиллитах, реже встречается в силикатно-карбонатных метасоматитах вместе с синхизитом-(Ce).
 4. Изотопный состав кислорода ($\delta^{18}\text{O}_{\text{SMOW}} = 13,80 \dots 15,98 \text{ ‰}$) и углерода ($\delta^{13}\text{C} = -5,64 \dots -2,18$) силикатно-карбонатных метасоматитов свидетельствует в пользу магматогенной природы минералообразующего флюида.
 5. Формирование РЗЭ-минерализации происходило в результате гидротермально-метасоматических процессов ($T \geq 150 \text{ °C}$), связанных с реакцией флюида, отделившегося от габбровой интрузии, с вмещающими осадочными породами; вероятно, магматогенный флюид обеспечил дополнительный привнос редкоземельных элементов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Магнитогорская зона Южного Урала в позднем палеозое: магматизм, флюидный режим, металлогения, геодинамика / Д.Н. Салихов, В.В. Холоднов, В.Н. Пучков, И.Р. Рахимов. – М.: Наука, 2019. – 392 с.
2. Самигуллин А.А., Рахимов И.Р. Минералого-геохимические особенности гранитных массивов Аушкуль, Каматал и Шартым (балбукский комплекс, Южный Урал) // Геологический вестник. – 2023. – № 3. – С. 74–86. DOI: 10.31084/2619-0087/2023-3-7.
3. Balaram V. Rare Earth Element deposits: sources, and exploration strategies // Journal of the Geological Society of India. – 2022. – Vol. 98. – P. 1210–1216. DOI: 10.1007/s12594-022-2154-3.
4. Trunilina V.A., Prokopiev A.V. Petrology of granites of the Tommot rare-earth ore field (Verkhoyansk–Kolyma Orogenic Belt) // Minerals. – 2022. – Vol. 12. – 1347. DOI: 10.3390/min12111347.
5. Ковалев С.Г., Ковалев С.С., Шарипова А.А. Первые данные о редкоземельной минерализации в кислых разновидностях пород шатакского комплекса (Южный Урал) // Литосфера. – 2023. – Т. 23. – № 5. – С. 910–929. DOI: 10.24930/1681-9004-2023-23-5-910-929.
6. Early Triassic monzonite–granite series in Eastern Kazakhstan as a reflection of Siberian large igneous province activity / S.V. Khromykh, P.D. Kotler, A.V. Kulikova, D.V. Semenova, K.R. Minnebaev, B.I. Gareev, G.A. Batalin, T.N. Antsiferova, E.A. Il'icheva, A.S. Volosov // Minerals. – 2022. – Vol. 12. – 1101. DOI: 10.3390/min12091101.
7. 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.
8. Burke E.A.J. Raman microspectrometry of fluid inclusions // Lithos. – 2001. – Vol. 55. – P. 139–158. DOI: 10.1016/S0024-4937(00)00043-8.
9. Князев Ю.Г., Князева О.Ю. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:200000. Издание второе. Серия Южно-Уральская. Лист N-40-XXIII. – М.: МФ ВСЕГЕИ, 2008.
10. Монтин С.А., Левина Н.Б., Батрак И.Е. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:200000. Издание второе. Серия Южно-Уральская. Лист N-40-XXIX. – М.: МФ ВСЕГЕИ, 2015.
11. Zane A., Weiss Z. A procedure for classifying rock-forming chlorites based on microprobe data // Rendiconti Lincei. Scienze Fisiche e Naturali. – 1998. – Vol. 9. – P. 51–56. DOI: 10.1007/BF02904455.
12. Wiewióra A., Weiss Z. Crystallochemical classifications of phyllosilicates based on the unified system of projection of chemical composition: II. The chlorite group // Clay Minerals. – 1990. – Vol. 25 (1). – P. 83–92. DOI: 10.1180/claymin.1990.025.1.09.
13. A new chlorite geothermometer for diagenetic to low-grade metamorphic conditions / F. Bourdelle, T. Parra, C. Chopin, O. Beyssac // Contributions to Mineralogy and Petrology. – 2013. – Vol. 165. – P. 723–735. DOI: 10.1007/s00410-012-0832-7012-0832-7.
14. Bourdelle F., Cathelineau M. Low-temperature chlorite geothermometry: a graphical representation based on a T–R2+–Si diagram // European Journal of Mineralogy. – 2015. – Vol. 27 (5). – P. 617–626. DOI: 10.1127/ejm/2015/0027-2467.
15. Boynton W.V. Cosmochemistry of Rare Earth Elements: meteorite studies // Rare Earth Element Geochemistry / Ed. by P. Henderson. – New York; Elsevier, 1984. – P. 63–114. DOI: 10.1016/B978-0-444-42148-7.50008-3.
16. Taylor S.R., McLennan S.M. The continental crust: its composition and evolution. – Oxford, UK; Blackwell, 1985. – 349 p. DOI: 10.1002/gj.3350210116.
17. Zheng Y.-F. On the theoretical calculations of O isotope fractionation factors for carbonate–water systems // Geochemical Journal. – 2011. – Vol. 45. – P. 341–354. DOI: 10.2343/geochemj.1.0125.
18. Bottinga Y. Calculation of fractionation factors for carbon and oxygen isotopic exchange in the system calcite–carbon dioxide–water // The Journal of Physical Chemistry. – 1968. – Vol. 72 (3). – P. 800–808. DOI: 10.1021/j100849a008.
19. Rare Earth Elements geochemistry and C–O isotope characteristics of hydrothermal calcites: implications for fluid–rock reaction and ore-forming processes in the Phapon Gold Deposit, NW Laos / L. Guo, L. Hou, S. Liu, F. Nie // Minerals. – 2018. – Vol. 8 (10). – 438. DOI: 10.3390/min8100438.
20. Formation of anhydrous and hydrous skarn in Cu–Au ore deposits by magmatic fluids / L. D. Meinert, J. W. Hedenquist, H. Satoh, Y. Matsuhisa // Economic Geology. – 2003. – Vol. 98 (1). – P. 147–156. DOI: 10.2113/gsecongeo.98.1.147.
21. Mineral and stable isotope compositions, phase equilibria and 40Ar – 39Ar geochronology from the iron skarn deposit in Sangan, Northeastern Iran / F. Sepidbar, H. Mirmejad, J.-W. Li, C. Ma // Ore Geology Reviews. – 2017. – Vol. 91. – P. 660–681. DOI: 10.1016/j.oregeorev.2017.08.029.

22. Редкоземельные фторкарбонаты в породах Сафьяновского медно-цинково-колчеданного месторождения (Средний Урал) / Е.И. Сорока, М.Е. Притчин, Л.В. Леонова, В.А. Булатов // Доклады Российской академии наук. Науки о Земле. – 2023. – Т. 508. – № 1. – С. 50–57. DOI: 10.31857/S2686739722600552.
23. Taylor H.P. Jr. Oxygen and hydrogen isotope relationships in hydrothermal mineral deposits // *Geochemistry of hydrothermal ore deposits*. 3rd ed. / Ed. by H.L. Barnes. – New York: John Wiley & Sons, 1997. – P. 229–302.
24. Clay minerals control rare earth elements (REE) fractionation in Brazilian mangrove soils / G.R.P. Andrade, J. Cuadros, J.M.P. Barbosa, P. Vidal-Torrado // *CATENA*. – 2022. – Vol. 209 (2). – 105855. DOI: 10.1016/j.catena.2021.105855.

Информация об авторах

Евгений Игоревич Михеев, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник, Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН, Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3; mikheev@igm.nsc.ru; <https://orcid.org/0000-0001-8221-9353>

Ильдар Рашитович Рахимов, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, Институт геологии – обособленное структурное подразделение Уфимского федерального исследовательского центра Российской академии наук, Россия, 450077, г. Уфа, ул. Карла Маркса, 16/2; rigel92@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0003-0020-6634>

Елена Олеговна Шапаренко, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник, Институт 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>

Елена Индустровна Сорока, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, Институт геологии и геохимии им. академика А.Н. Заварицкого УрО РАН, Россия, 620110, г. Екатеринбург, ул. Академика Вонсовского, 15; soroka@igg.uran.ru; <https://orcid.org/0000-0003-1360-6274>

Поступила в редакцию: 22.02.2024

Поступила после рецензирования: 12.03.2024

Принята к публикации: 28.11.2024

REFERENCES

1. Salikhov D.N., Kholodnov V.V., Puchkov V.N., Rakhimov I.R. *The Magnitogorsk Zone of the South Urals in the Late Paleozoic: magmatism, fluid regime, metallogeny, and geodynamics*. Moscow, Nauka Publ., 2019. 392 p. (In Russ.)
2. Samigullin A.A., Rakhimov I.R. Mineralogy and geochemistry of the Aushkul, Kamatal and Shartym granite massifs (Balbuk complex, Southern Urals). *Geologicheskii vestnik*, 2023, no. 3, pp. 74–86. (In Russ.) DOI: 10.31084/2619-0087/2023-3-7.
3. Balaran V. Rare Earth Element deposits: sources, and exploration strategies. *Journal of the Geological Society of India*, 2022, vol. 98, pp. 1210–1216. DOI: 10.1007/s12594-022-2154-3.
4. Trunilina V.A., Prokopiev A.V. Petrology of granites of the Tommot Rare-Earth ore field (Verkhoyansk–Kolyma Orogenic Belt). *Minerals*, 2022, vol. 12, 1347. DOI: 10.3390/min12111347.
5. Kovalev S.G., Kovalev S.S., Sharipova A.A. First data on rare earth mineralization in acid rock varieties of the Shatak complex (Southern Urals). *LITHOSPHERE (Russia)*, 2023, vol. 23 (5), pp. 910–929. (In Russ.) DOI: 10.24930/1681-9004-2023-23-5-910-929.
6. Khromykh S.V., Kotler P.D., Kulikova A.V., Semenova D.V., Minnebaev K.R., Gareev B.I., Batalin G.A., Antsiferova T.N., Il'icheva E.A., Volosov A.S. Early Triassic monzonite–granite series in Eastern Kazakhstan as a reflection of Siberian large igneous province activity. *Minerals*, 2022, vol. 12, 1101. DOI: 10.3390/min12091101.
7. 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.
8. Burke E.A.J. Raman microspectrometry of fluid inclusions. *Lithos*, 2001, vol. 55, pp. 139–158. DOI: 10.1016/S0024-4937(00)00043-8.
9. Knyazev Yu.G., Knyazeva O.Yu. *State geological map of the Russian Federation. Scale 1:200,000. Second edition. South Ural series. Sheet N-40-XXIII*. Moscow, Moscow Branch of VSEGEI Publ., 2008. (In Russ.)
10. Montin S.A., Levina N.B., Batrak I.E. *State geological map of the Russian Federation. Scale 1:200,000. Second edition. South Ural series. Sheet N-40-XXIX*. Moscow, Moscow Branch of VSEGEI, 2015. (In Russ.)
11. Zane A., Weiss Z. A procedure for classifying rock-forming chlorites based on microprobe data. *Rendiconti Lincei. Scienze Fisiche e Naturali*, 1998, vol. 9, pp. 51–56. DOI: 10.1007/BF02904455.
12. Wiewióra A., Weiss Z. Crystallochemical classifications of phyllosilicates based on the unified system of projection of chemical composition: II. The chlorite group. *Clay Minerals*, 1990, vol. 25 (1), pp. 83–92. DOI: 10.1180/claymin.1990.025.1.09.
13. Bourdelle F., Parra T., Chopin C., Beysac O. A new chlorite geothermometer for diagenetic to low-grade metamorphic conditions. *Contributions to Mineralogy and Petrology*, 2013, vol. 165, pp. 723–735. DOI: 10.1007/s00410-012-0832-7.
14. Bourdelle F., Cathelineau M. Low-temperature chlorite geothermometry: a graphical representation based on a T–R²⁺–Si diagram. *European Journal of Mineralogy*, 2015, vol. 27 (5), pp. 617–626. DOI: 10.1127/ejm/2015/0027-2467.
15. Boynton W.V. Cosmochemistry of Rare Earth Elements: meteorite studies. *Rare Earth Element Geochemistry*. Ed. by P. Henderson. New York, Elsevier, 1984. pp. 63–114. DOI: 10.1016/B978-0-444-42148-7.50008-3.
16. Taylor S.R., McLennan S.M. *The continental crust: its composition and evolution*. Oxford, UK, Blackwell, 1985. 349 p. DOI: 10.1002/gj.3350210116.

17. Zheng Y.-F. On the theoretical calculations of O isotope fractionation factors for carbonate-water systems. *Geochemical Journal*, 2011, vol. 45, pp. 341–354. DOI: 10.2343/geochemj.1.0125.
18. Bottinga Y. Calculation of fractionation factors for carbon and oxygen isotopic exchange in the system calcite-carbon dioxide-water. *The Journal of Physical Chemistry*, 1968, vol. 72 (3), pp. 800–808. DOI: 10.1021/j100849a008.
19. Guo L., Hou L., Liu S., Nie F. Rare Earth Elements geochemistry and C–O isotope characteristics of hydrothermal calcites: implications for fluid-rock reaction and ore-forming processes in the Phapon gold deposit, NW Laos. *Minerals*, 2018, vol. 8, 438. DOI: 10.3390/min8100438.
20. Meinert L.D., Hedenquist J.W., Satoh H., Matsuhisa Y. Formation of anhydrous and hydrous skarn in Cu-Au ore deposits by magmatic fluids. *Economic Geology*, 2003, vol. 98 (1), pp. 147–156. DOI: 10.2113/gsecongeo.98.1.147.
21. Sepidbar F., Mirnejad H., Li J.-W., Ma C. Mineral and stable isotope compositions, phase equilibria and ^{40}Ar – ^{39}Ar geochronology from the iron skarn deposit in Sangan, Northeastern Iran. *Ore Geology Reviews*, 2017, vol. 91, pp. 660–681. DOI: 10.1016/j.oregeorev.2017.08.029.
22. Soroka E.I., Pritchkin M.E., Leonova L.V., Bulatov V.A. Rare earth fluorocarbonates in rocks of the Safyanovsky copper-zinc-pyrite deposit (Middle Urals). *Doklady Rossiyskoy akademii nauk. Nauki o Zemle*, 2023, vol. 508, no. 1, pp. 50–57. (In Russ.) DOI: 10.31857/S2686739722600552.
23. Taylor H.P. Jr. Oxygen and hydrogen isotope relationships in hydrothermal mineral deposits. *Geochemistry of hydrothermal ore deposits*. 3rd ed. Ed. by H.L. Barnes. New York, John Wiley & Sons, 1997. pp. 229–302.
24. Andrade G.R.P., Cuadros J., Barbosa J.M.P., Vidal-Torrado P. Clay minerals control rare earth elements (REE) fractionation in Brazilian mangrove soils. *CATENA*, 2022, vol. 209, 105855. DOI: 10.1016/j.catena.2021.105855.

Information about the authors

Evgeny I. Mikheev, Cand. Sc., Researcher, Sobolev Institute of Geology and Mineralogy, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 3, Koptyug avenue, Novosibirsk, 630090, Russian Federation; mikheev@igm.nsc.ru; <https://orcid.org/0000-0001-8221-9353>

Ildar R. Rakhimov, Cand. Sc., Senior Researcher, Institute of Geology – Subdivision of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences, 16/2, Karl Marx street, Ufa, 450077, Russian Federation; rigel92@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0003-0020-6634>

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

Elena I. Soroka, Cand. Sc., Senior Researcher, Zavaritsky Institute of Geology and Geochemistry of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, 15, Akademik Vonsovsky street, Ekaterinburg, 620110, Russian Federation; soroka@igg.uran.ru; <https://orcid.org/0000-0003-1360-6274>

Received: 22.02.2024

Revised: 12.03.2024

Accepted: 28.11.2024

УДК 502.131.1; 620.92; 656.629
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4589
Шифр специальности ВАК: 1.5.15, 1.6.21, 2.4.5

Методика расчёта запаса хода электромоторной лодки на солнечной энергии

В.В. Каплина✉

Московский политехнический университет, Россия, г. Москва

✉kaplinavv25@gmail.com

Аннотация. Актуальность: необходимость внедрения альтернативных источников энергии и электрификации транспортных средств, используемых для обеспечения транспортной доступности местонахождения природных ресурсов. Данный подход обеспечит транспортную доступность к закрытым природоохранным зонам, в которых запрещено движение транспорта с двигателями внутреннего сгорания. Кроме отсутствия выборов CO₂, решаются такие проблемы, как высокий уровень шума, а также проблемы малой самодостаточности за счёт зависимости от заправочных станций. **Цель:** расчёт генерируемой фотоэлементами электроэнергии исходя из показателей инсоляции для выбранной широты местности и определение непрерывного времени движения лодки на электротяге с использованием солнечных панелей для применения в исследовательских работах. **Объект:** электромоторная лодка, построенная студенческой командой в рамках дисциплины «Проектная деятельность» Московского политехнического университета, используемая в качестве спортивного инвентаря для участия в соревнованиях, а также для проведения испытаний в различных областях науки. **Методика:** расчёт электроэнергии, получаемой от солнечной батареи лодки, исходя из открытых статистических данных инсоляции и последующая аппроксимация результатов относительно условного угла, зависящего от времени светового дня рассматриваемой широты; составление уравнения энергетического баланса всех источников и потребителей электроэнергии на борту лодки; решение уравнения графо-аналитическим методом. **Результаты.** Предложен метод расчёта времени движения электромоторной лодки с солнечными панелями на борту в качестве дополнительного источника электроэнергии. Получен аппроксимационный график генерируемой солнечными панелями электроэнергии для широты Томска. По итогам работы было рассчитано время движения лодки в летний день со скоростью 7 км/ч. Результаты исследования могут быть применены для расчётов энергобаланса судов, а также плавучих автономных платформ, обладающих самодостаточностью и необходимых для исследований, добычи и транспортировки георесурсов из закрытых природоохраняемых зон.

Ключевые слова: солнечная энергетика, зелёная энергетика, альтернативные источники энергии, возобновляемые источники энергии, устойчивое развитие, электротранспорт, водный транспорт, инсоляция, экология

Благодарности: Исследование проведено при финансовой поддержке Московского политехнического университета в рамках гранта имени В.Е. Фортова.

Для цитирования: Каплина В.В. Методика расчёта запаса хода электромоторной лодки на солнечной энергии // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 1. – С. 139–146.
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4589

UDC 502.131.1; 620.92; 656.629
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4589

Method for calculating the range of an electric motorboat using solar energy

V.V. Kaplina✉

Moscow Polytechnic University, Moscow, Russian Federation

✉kaplinavv25@gmail.com

Abstract. Relevance. The need to shift the focus to renewable energy sources and increase the usage of the electric vehicles. This gives us the access to the areas where conventional combustion engines are forbidden. The goal is not only reducing CO₂ emissions, but it is necessary as well to increase the autonomy of vehicles and their independence from infrastructure. **Aim.** To calculate the power generated by photovoltaic panels based on the insolation of the area of Tomsk, Russia, to define the efficiency of electrically driven research boat powered by the solar energy. **Subject.** An electrically driven motorboat, built by a student team according to the "Project Activity" training program at Moscow Polytechnical University. **Methodology.** Calculation using empirically and experimental data and the data from the open source. **Results.** We have defined the method for calculating the running time of the electrically driven solar powered boat. We obtained as well an approximate amount of the electrical power generated by the solar panels for the area of Tomsk in summer. As a result, we calculated the boat running time for a summer day at a speed of 7 km/h. This method can be used for the calculation of the energy balance of infrastructure-independent vessels, as well as floating autonomous platforms for research, mining, and transportation at restricted areas.

Keywords: solar energy, green energy, alternative energy sources, renewable energy sources, sustainable development, electric transport, water transport, insolation, ecology

Acknowledgements: The research was conducted with financial support from Moscow Polytechnic University under the V.E. Fortov grant.

For citation: Kaplina V.V. Method for calculating the range of an electric motorboat using solar energy. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 1, pp. 139–146. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4589

Введение

Непрерывное обнаружение новых местоположений полезных ископаемых приводит к необходимости обеспечивать транспортную доступность на всём цикле работ [1]. Ввиду большого разнообразия георесурсов северных регионов России может возникнуть необходимость транспортного сообщения в закрытых природных зонах при помощи управляемого или автономного судна [2–5].

Проблемы эксплуатации водных транспортных средств с ДВС заключаются в отсутствии заправочных станций и прочих береговых локаций, необходимых для пополнения запасов топлива [6]. Возможность применения данного типа транспорта также полностью исключена в случае исследовательских работ на охраняемых природных территориях, для которых действуют особые ограничения касаясь выбросов отработавших газов и уровня шума [7–9].

Альтернативные источники энергии набирают популярность в последние десятилетия за счёт своего главного качества – отсутствия выбросов парниковых газов в атмосферу, которое приводит к повышению среднего показателя температуры по планете. Во избежание дальнейшего повышения температуры в 2015 г. было подписано Парижское соглашение [10], суть которого состоит в снижении выбросов в окружающую среду, развитии тенденций к низкоуглеродному миру и осуществлении скоординированных действий всех стран, подписавших соглашение, для сокращения уровня повышения температуры в этом столетии до 2 градусов Цельсия.

Использование электрического водного транспорта с применением альтернативных источников энергии обеспечивает автономность и независимость от береговой линии и заправочных станций, что позволяет применять его с целью разведки, добычи и транспортировки георесурсов, в том числе в природоохраненных зонах [11–13].

Объект исследования

Объектом исследования является электромоторная лодка «Valentina Queen» (рис. 1, 2), построенная студентами Московского политехнического университета в рамках дисциплины «Проектная деятельность» в 2018 г. Лодка имеет фанерный корпус, ламинированный углетканью. В качестве силовой установки используется электрический мотор мощностью 5 кВт, 8 солнечных панелей суммарной мощностью 800 Вт, аккумуляторная батарея энергоёмкостью 1920 Вт·ч и номинальным напряжением 48 В. В состав дополнительного электрооборудования входят: контроллер электромотора; MPPT (Maximum Power Point Tracker)-контроллер солнечного заряда со слежением за точкой максимальной мощности; контактор; шунт; Bluetooth-модуль; преобразователь 48–12 В; трюмная помпа; насос; батарейный монитор, тумблеры и переключатели. Длина лодки 4,0 м; ширина 1,68 м; суммарный вес конструкции вместе с пилотом составляет 200 кг.

Данный прототип используется в качестве спортивного инвентаря для участия в соревнованиях, а также является платформой для опытов и исследований в области энергетики, фотовольтаики, гидродинамики и материаловедения.

Энерго-пропульсивная составляющая лодки имеет последовательный принцип работы. Генерируемая солнечной батареей электроэнергия поступает в аккумуляторную батарею, после чего передаётся электромотору. Одновременная зарядка и разрядка предполагают наличие аккумуляторов, обеспечивающих высокую производительность, долговечность и безопасность при большом количестве циклов заряда–разряда [14–18]. Соединение электрических компонентов лодки показано на рис. 3.

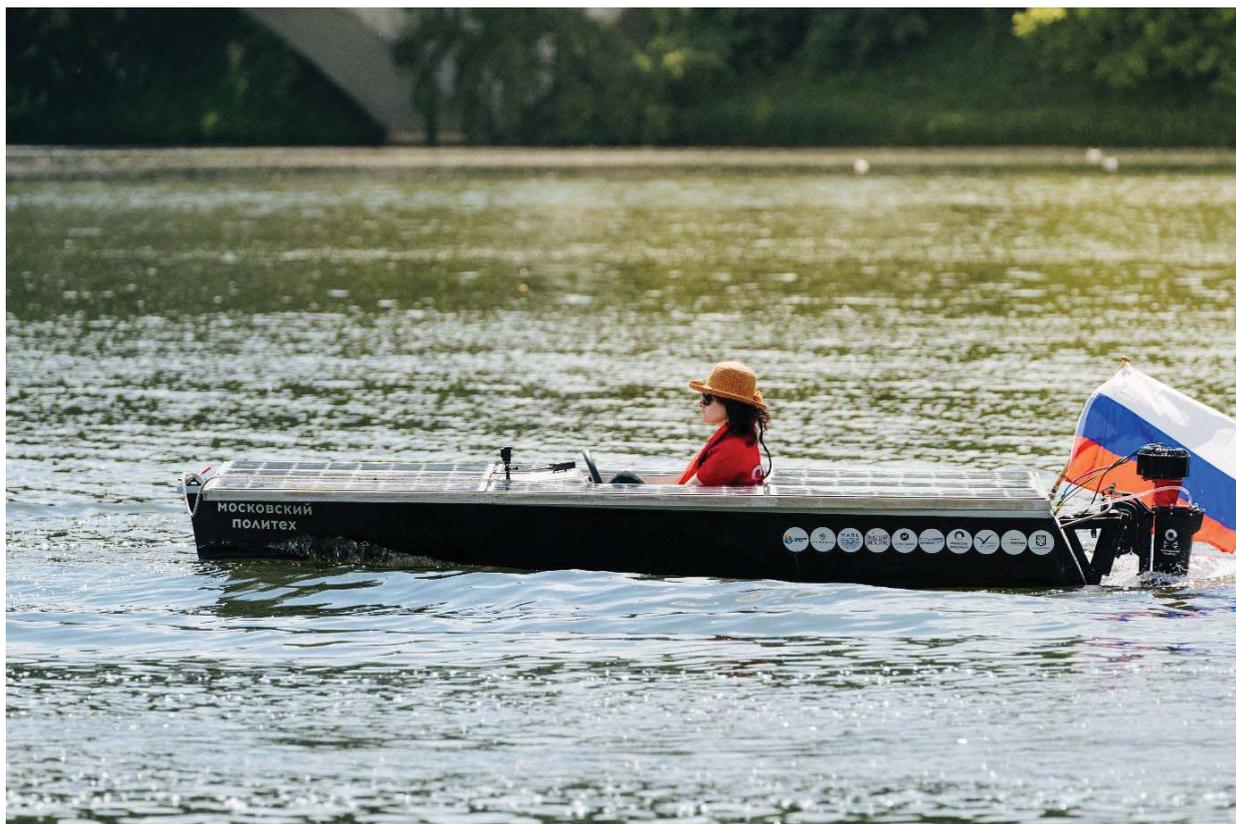


Рис. 1. Электрическая лодка «Valentina Queen», вид сбоку
Fig. 1. Electric boat "Valentina Queen", side view

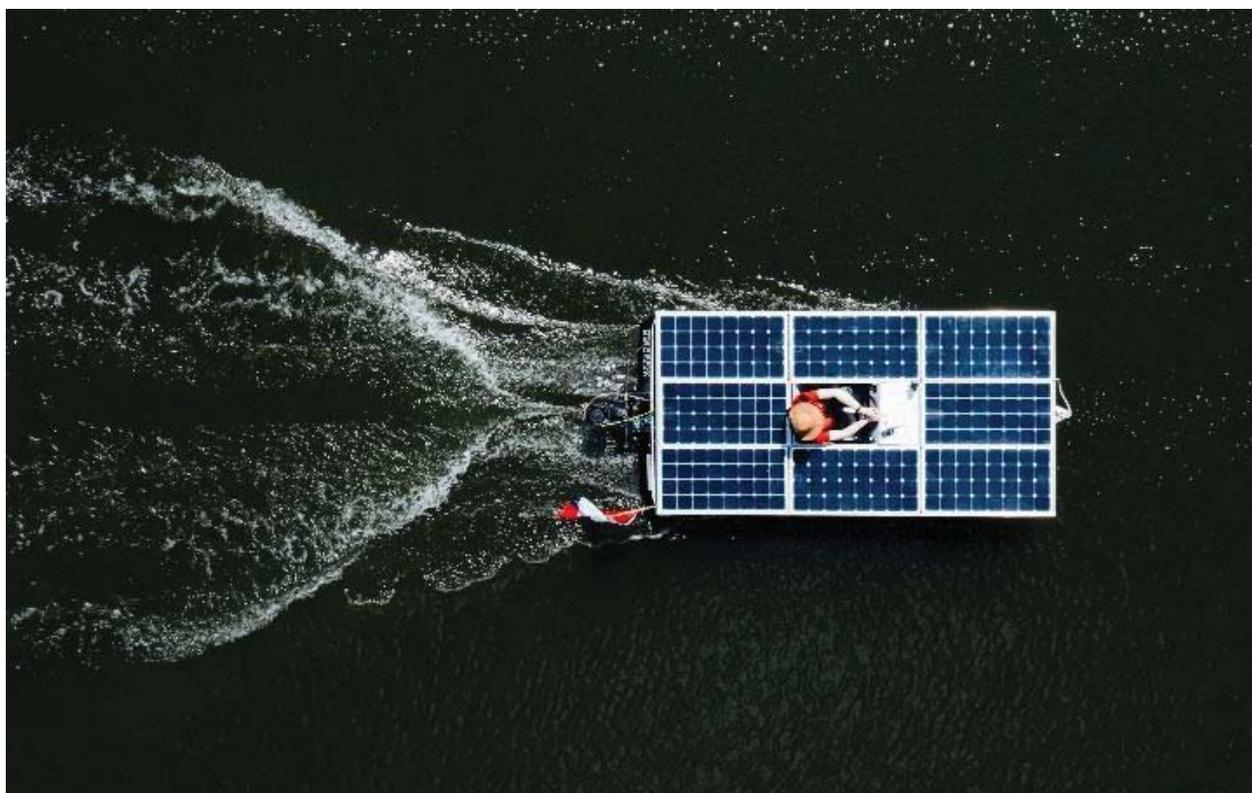


Рис. 2. Электрическая лодка «Valentina Queen», вид сверху
Fig. 2. Electric boat "Valentina Queen", top view

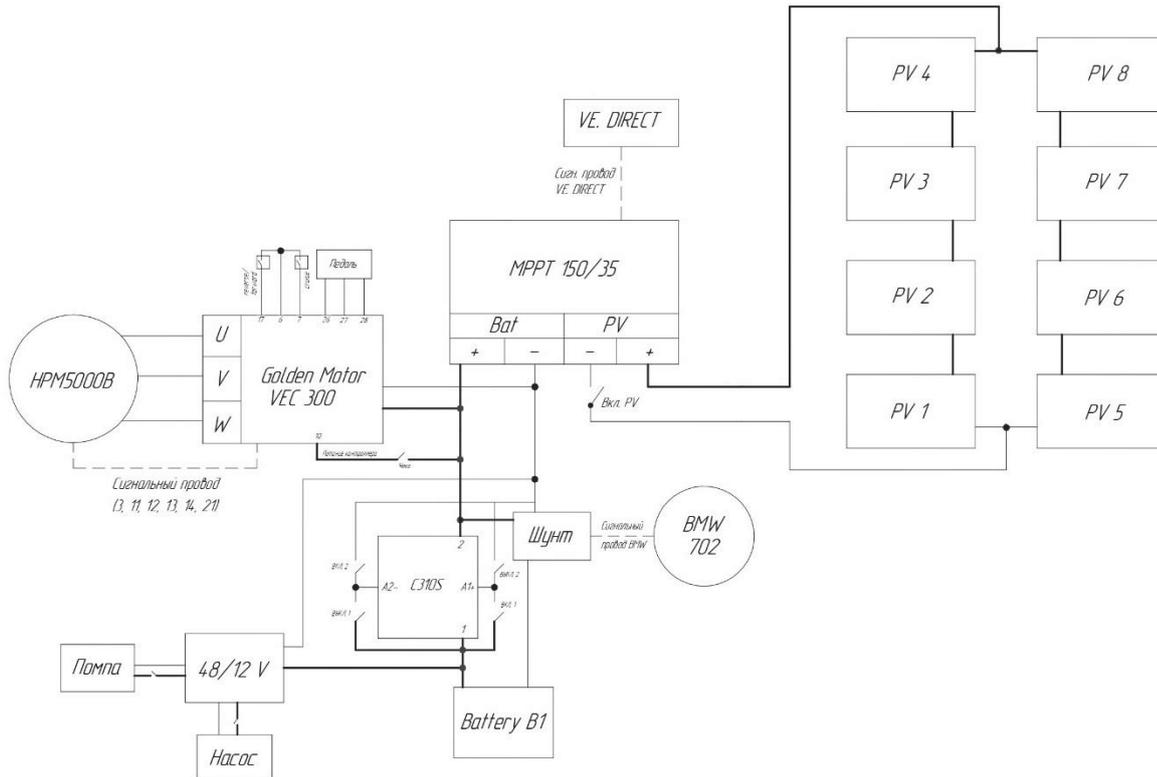


Рис. 3. Электрическая схема лодки «Valentina Queen»
Fig. 3. Electrical diagram of the "Valentina Queen" boat

Солнечные панели соединяются параллельно-последовательным методом – два комплекта из четырёх последовательно соединённых панелей подключены параллельно. Такой подход обеспечивает необходимые для корректной работы системы напряжение и силу тока 72 В и 11,1 А, соответственно. В случае выхода из строя одной из панелей сохраняется работоспособность второго контура. Для обеспечения непрерывного мониторинга состояния солнечной батареи используется MPPT-контроллер заряда. Использование данного типа контроллеров позволяет отслеживать максимальную мощность, генерируемую солнечными панелями, и подстраивать напряжение и ток заряда для обеспечения максимальной эффективности и производительности системы [19, 20].

Результаты исследования

Время движения лодки определяется уравнением баланса источников и потребителей энергии (1):

$$\Sigma W_n + \Sigma W_{pv} - \Sigma W_n = 0, \quad (1)$$

где ΣW_n – сумма энергий всех накопителей электрической энергии, Вт·ч; ΣW_{pv} – сумма получаемой электрической энергии за время движения от всех солнечных панелей, Вт·ч; ΣW_n – сумма потребляемой электрической энергии всеми потребителями лодки, Вт·ч.

В данной лодке установлена одна литий-ионная аккумуляторная батарея ёмкостью 1920 Вт·ч. Для сохранения эксплуатационного ресурса АБ необходимо избегать его полного разряда и ограничить его до уровня, рекомендованного производителем и указанного в паспорте продукта. Для литий-ионных АБ допустимая глубина разряда составляет DOD (Depth of Discharge)=80 %. Таким образом полезная ёмкость, доступная для использования данным транспортом средством, составляет 1536 Вт·ч.

Для получения данных о поступающей энергии от солнечных панелей воспользуемся открытыми базами данных по инсоляции [21]. Значения средних почасовых показателей инсоляции были взяты для широты города Томска за июль 2023 г. Данные приведены в табл. 1

Рассчитаем количество энергии, вырабатываемой солнечной батареей лодки за каждый час, по формуле (2):

$$W_{pv} = \frac{E_{инс} \cdot P_{сп}}{P_{инс}}, \quad (2)$$

где $E_{инс}$ – значение инсоляции за выбранный период для заданной широты, Вт·ч/м²; $P_{сп}$ – суммарная мощность всех солнечных панелей, Вт; $P_{инс}$ – максимальное значение солнечной радиации на 1 м² земной поверхности, принимается равным 1000 Вт/м².

Таблица 1. Почасовые показатели инсоляции

Table 1. Hourly solar insolation data

Часы/Hours	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00
Излучение всего неба (Втч/м ²) All sky surface shortwave downward irradiance (Wh/m ²)	0,00	0,00	0,00	0,00	23,04	89,98	183,90	287,22
Часы/Hours	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00
Излучение всего неба (Втч/м ²) All sky surface shortwave downward irradiance (Wh/m ²)	387,87	471,99	529,66	564,68	596,61	575,90	525,82	455,17
Часы/Hours	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
Излучение всего неба (Втч/м ²) All sky surface shortwave downward irradiance (Wh/m ²)	364,21	261,49	162,54	73,42	17,29	0,00	0,00	0,00

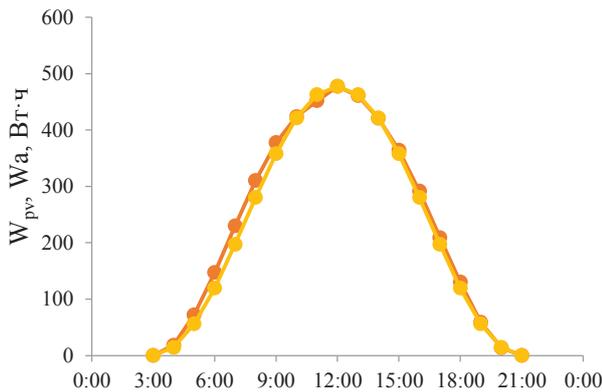


Рис. 4. Аппроксимация данных по выработке электроэнергии по местному времени

Fig. 4. Data approximation on electricity generation by local time

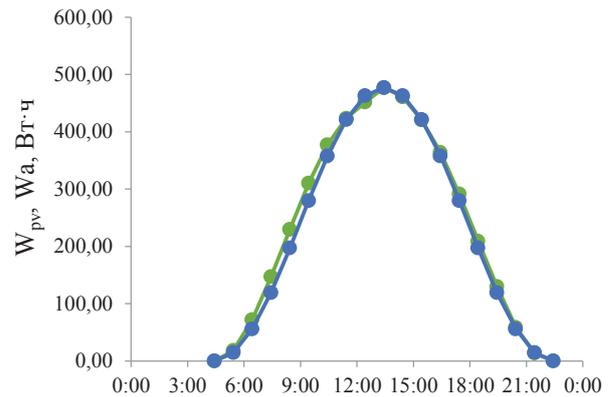


Рис. 5. Аппроксимация данных по выработке электроэнергии по истинному времени

Fig. 5. Data approximation on electricity generation by apparent time

Для упрощения дальнейшей интеграции данных была выполнена аппроксимация функцией косинуса. Ниже представлены графики аппроксимирующей функции в сравнении с вычисленными значениями для местного (рис. 4) и истинного времени (рис. 5). Для Томска разница времени в июле составляет 86 минут. Данную величину необходимо учитывать при определении времени восхода и захода солнца при расчётах по истинному времени для конкретного дня.

Из графика для местного времени видно, что в период с 3:00 до 21:00 вырабатываемая солнечной батареей электроэнергия практически идеально совпадает с описывающей её функцией косинуса (3):

$$W_a = (1 - \cos \alpha) \frac{W_{\max}}{2}, \quad (3)$$

где W_{\max} – максимальное значение получаемой электроэнергии, Вт.

Для построения графика функции косинуса использовалась величина условного угла наклона солнца относительно линии горизонта α (4):

$$\alpha = 2\pi \frac{t - t_B}{t_3 - t_B}, \quad (4)$$

где t – фактическое время, для которого рассчитывается угол α ; t_B – время восхода солнца; t_3 – время захода солнца.

Значения условного угла α для каждого часа приведены в табл. 2.

Таблица 2. Значения условного угла α

Table 2. Values of the conditional angle α

Часы/Hours	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00
α , рад	–	–	–	0,00	0,35	0,70	1,047	1,396
Часы/Hours	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00
α , рад	1,745	2,094	2,443	2,793	3,142	3,491	3,840	4,189
Часы/Hours	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
α , рад	4,538	4,887	5,236	5,585	5,934	6,283	–	–

Для определения показателей расхода электрической энергии всеми системами лодки были проведены испытания. Скорость движения замерялась при помощи GPS-трекера Garmin eTrex 32x. Данные о расходе электроэнергии были сняты с батарейного монитора Victron Energy BMV-702.

Полученные данные были аппроксимированы линейной функцией и показаны на рис. 6.

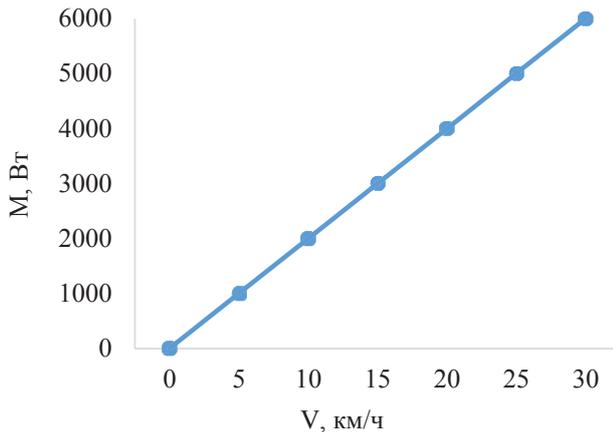


Рис. 6. Зависимость расхода электроэнергии от скорости движения

Fig. 6. Dependency of electricity consumption on speed

Для использования графика в дальнейших расчётах показатель расхода электрической энергии выбирается исходя из постоянной скорости движения лодки.

Составим уравнение движения лодки, учитывающее все накопители и потребители энергии (5):

$$\int_{\alpha_c}^{\alpha_\phi} W_a d\alpha + W_n \cdot \eta - Mt = 0, \quad (5)$$

где W_a – аппроксимирующая функция показателей вырабатываемой солнечными панелями электроэнергии относительно условного угла α ; α_c – условный угол α , соответствующий времени старта лодки; α_ϕ – условный угол α , соответствующий времени финиша лодки; W_n – энергоёмкость аккумуляторной батареи; η – суммарный КПД АБ и зарядного устройства, которым в данном случае является контроллер заряда; Вт·ч; M – мощность, затрачиваемая на выбранной скорости, Вт; t – время движения лодки, ч.

Приведём уравнение энергетического баланса к одной неизвестной, выразив t через α . Конечное уравнение будет иметь вид (6):

$$\frac{W_{\max}}{2} \int_{\alpha_c}^{\alpha_\phi} (1 - \cos \alpha) d\alpha + W_n \cdot \eta - M(t_\phi - t_c) = 0, \quad (6)$$

Проинтегрируем уравнение, домножив подынтегральное значение на масштабирующий коэффициент (7):

$$\frac{(t_\phi - t_c) \cdot W_{\max}}{2\pi} (\alpha_\phi - \sin \alpha_\phi - \alpha_c + \sin \alpha_c) + W_n \cdot \eta - M(t_\phi - t_c) = 0, \quad (7)$$

Приведём полученное уравнение к t , подставив вместо α выражение (4) с соответствующими значениями t для α . Получим (8):

$$\frac{(t_\phi - t_c) \cdot W_{\max}}{2\pi} \left(\frac{2\pi \frac{t_\phi - t_c}{t_\phi - t_c} - \sin \left(2\pi \frac{t_\phi - t_c}{t_\phi - t_c} \right) - \left(-2\pi \frac{t_c - t_c}{t_\phi - t_c} + \sin \left(2\pi \frac{t_c - t_c}{t_\phi - t_c} \right) \right)}{2} \right) + W_n \cdot \eta - M(t_\phi - t_c) = 0. \quad (8)$$

где t_ϕ – время финиша лодки; t_c – время старта лодки.

Для решения данного уравнения рекомендуется применять графический метод или метод подбора значений в ПО Excel.

Примем начальные данные времени старта в 11:00 и скорости движения лодки 7 км/ч. Подставив значения времени старта и значение расходуемой мощности при заданной скорости движения, получим два графика, отображающие поступающую энергию от фотоэлектрических элементов и затрачиваемую электромотором энергию. Разницей графиков до точки пересечения является значение заряда АБ в конкретное время движения лодки. Точка пересечения графиков показывает момент остановки лодки.

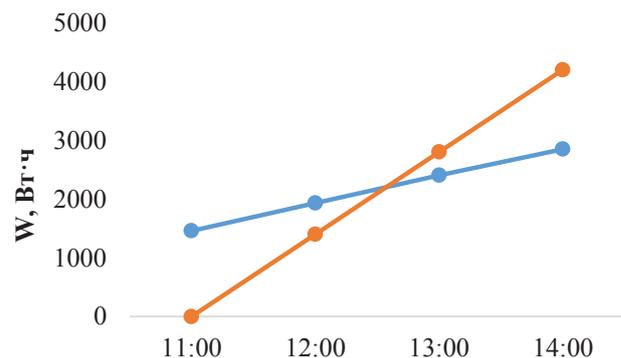


Рис. 7. Графический метод решения уравнения
 Fig. 7. Graphical method for solving the equation

Из рис. 7 видим, что при начале движения в 11:00 по местному времени с постоянной скоростью 7 км/ч запас хода лодки для широты Томска составит 1 час 40 минут.

Заключение

Лодки на солнечной энергии, а также аналогичные им беспилотные плавсредства могут стать рациональной альтернативой привычным видам водного транспорта при работах по изысканию, добыче и транспортировке георесурсов в ограниченных условиях особых природных территорий. В данной работе была рассмотрена обобщённая методика расчёта времени движения электромоторной лодки с использованием солнечных панелей. Стоит отметить, что расчётные показатели со-

поставимы с реальными для данной лодки в описанной комплектации, что говорит о корректности выбранного метода. Предложенная методика может быть использована для предварительных расчётов плавучих средств: как пассажирских, так и беспилотных исследовательских платформ. Для дальнейшего совершенствования расчётов методика может быть дополнена учётом зависимости выработки солнечной энергии от ориентации панелей, а также от температуры.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гасанова Э.Р., Мананков А.В. Проблемы транспортной инфраструктуры и пути их решения // 65-я юбилейная университетская научно-техническая конференция студентов и молодых ученых: Труды научно-тех. конф. – Томск, 25 апреля 2019. – Томск: Томск. гос. арх.-стр. ун-т, 2019. – С. 367–373.
2. Martínez-Díaz M., Soriguera F. Autonomous vehicles: theoretical and practical challenges // *Transportation Research Procedia*. – 2018. – Vol. 33. – P. 275–282. DOI: 10.1016/j.trpro.2018.10.103.
3. Асанов А.А., Мекенбаев Б.Т., Турдакун уулу Нургазы. Разработка автономных плавучих водозаборов и гидростанций // *Известия кыргызского государственного технического университета им. И. Раззакова*. – 2022. – № 4. – С. 505–510.
4. Григорьев М.Н. Создание новой логистики экспорта арктических минеральных ресурсов как условие их устойчивого освоения // *Георесурсы*. – 2023. – № 2. – С. 36–46. DOI: 10.18599/grs.2023.2.3.
5. Лебедева М.А. Управление развитием альтернативной энергетики в северном регионе России // *Вестник владимирского государственного университета им. Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых*. – 2021. – № 3. – С. 48–64. DOI: 10.18413/2409-1634-2021-7-2-0-2.
6. Марченко М.А., Войтенко О.В., Демехин Ф.В. Проблемные вопросы организации заправки маломерных судов // *Вестник Санкт-Петербургского университета Государственной противопожарной службы МЧС России*. – 2011. – № 4. – С. 7–9.
7. Ерофеева Н.В. Шум на судах: расчет, нормирование и методы борьбы // *Неделя науки Санкт-петербургского государственного морского технического университета: Труды Всерос. фест. науки*. – СПб, 22–26 ноября 2021. – СПб: Санкт-Пет. гос. мор. тех. ун-т, 2021. – С. 536–539.
8. Остапенко С.П., Месяц С.П. Оценка потенциала восстановления экологического состояния природных экосистем, нарушенных при освоении георесурсов, по спутниковым данным // *Горная промышленность*. – 2023. – № 5S. – С. 80–86. DOI: 10.30686/1609-9192-2023-5S-80-86.
9. Маломерные суда: спектр их использования и проблемы / М.Н. Покусаев, К.Е. Хмельницкий, А.А. Кадин, Б.С. Айдынбеков, С.В. Власов // *Вестник астраханского государственного технического университета*. – 2023. – № 2. – С. 47–53. DOI: 10.24143/2073-1574-2023-2-47-53.
10. United Nations Climate Change. The Paris Agreement // UNCC. URL: https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf (дата обращения 10.09.2023).
11. Павленко И.В., Никитенко В.А., Авдеев Б.А. Разработка электроэнергетической установки маломерного судна с электродвижением // *Образование, наука и молодёжь: Труды научно-практ. конф.* – Керчь, 2–13 апреля 2018. – Керчь: Керч. гос. мор. тех. ун-т, 2018. – С. 156–160.
12. Егорова Н.И., Митяков О.И. Экологические инновации и устойчивое развитие // *Труды НГТУ им. Р.Е. Алексеева*. – 2015. – № 3 – С. 299–305.
13. Пичугин Д.Д., Чабанов Е.А. Использование солнечных батарей в качестве альтернативного источника энергии на водном транспорте // *Транспорт: проблемы, цели, перспективы: Труды Всерос. научно-техн. конф.* – Пермь, 15 февраля 2020. – Пермь: Перм. фил. Волж. гос. ун-т водн. тран., 2020. – С. 220–223.
14. Лукутина Б.В., Муравлева И.О., Плотникова И.А. Системы электроснабжения с ветровыми и солнечными электростанциями. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 81 с.
15. Кулова Т.Л., Скундин А.М. Проблемы развития литий-ионных аккумуляторов в мире и России // *Электрохимическая энергетика*. – 2023. – № 3. – С. 111–120. DOI: 10.18500/1608-4039-2023-23-3-111-120.
16. Larsson F., Andersson P., Mellander B. Lithium-ion battery aspects on fires in electrified vehicles on the basis of experimental abuse tests // *Batteries*. – 2016. – Vol. 2. – P. 1–13. DOI: 10.3390/batteries2020009.
17. Knoop J.E., Ahn S. Recent advances in nanomaterials for high-performance Li-S batteries // *Energy Chemistry*. – 2020. – Vol. 47. – P. 86–106. DOI: 10.1016/j.jchem.2019.11.018.
18. Grey C.P., Hall D.S. Prospects for lithium-ion batteries and beyond – a 2030 vision // *Nature communication*. – 2020. – Vol. 11. – P. 1–4. DOI: 10.1038/s41467-020-19991-4.
19. Canny D., Yusivar F. Maximum Power Point Tracking (MPPT) algorithm simulation based on fuzzy logic controller on solar cell with boost converter // *International Conference on Smart Grid and Smart Cities*. – Kuala Lumpur, Malaysia, 12–14 August 2018. – P. 117–121.
20. A Review on MPPT algorithms for solar PV systems / S. Senthilkumar, V. Mohan, R. Deepa, M. Nuthal Srinivasan, T.S. Kumar, S.B. Thanikanti, N. Prathap // *Granthaalayah*. – 2023. – Vol. 11. – P. 25–64. DOI: 10.29121/granthaalayah.v11.i3.2023.5086.
21. Data Access Viewer. URL: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/> (дата обращения 28.08.2023).

Информация об авторе

Валентина Васильевна Каплина, преподаватель Центра проектной деятельности и кафедры технической механики и компьютерного моделирования, Московский политехнический университет, Россия, 107023, г. Москва, ул. Большая Семёновская, 38; kaplinavv25@gmail.com

Поступила в редакцию: 22.02.2024

Поступила после рецензирования: 14.03.2024

Принята к публикации: 28.11.2024

REFERENCES

1. Gasanova E.R., Manankov A.V. Problems of transport infrastructure and ways to solve them. *65th Anniversary University Scientific and Technical Conference of Students and Young Scientists*. Tomsk, April 25, 2019. Tomsk, Tomsk State University of Architecture and Civil Engineering Publ., 2019. pp. 367–373. (In Russ.)
2. Martínez-Díaz M., Soriguera F. Autonomous vehicles: theoretical and practical challenges. *Transportation Research Procedia*, 2018, vol. 33, pp. 275–282. DOI: 10.1016/j.trpro.2018.10.103.
3. Asanov A.A., Mekenbaev B.T., Turdakun uulu Nurgazy Development of autonomous floating water intakes and hydropower plants. *Proceedings of the Kyrgyz State Technical University named after I. Razzakov*, 2022, vol. 4, pp. 505–510. (In Kyrg.)
4. Grigoryev M.N. Creation of a new logistics system for the export of Arctic mineral resources as a condition for their sustainable development. *Georesources*, 2023, vol. 2, pp. 36–46. (In Russ.) DOI: 10.18599/grs.2023.2.3.
5. Lebedeva M.A. Management of alternative energy development in the northern region of Russia. *Bulletin of the Vladimir State University named after Alexander Grigoryevich Stoletov and Nikolai Grigoryevich Stoletov*, 2021, vol. 3, pp. 48–64. (In Russ.) DOI: 10.18413/2409-9192-2021-7-2-0-2.
6. Marchenko M.A., Voytenok O.V., Demekhin F.V. Problems of refueling small vessels. *Bulletin of the St. Petersburg State University of the State Fire Service of the Ministry of Emergency Situations of Russia*, 2011, vol. 4, pp. 7–9. (In Russ.)
7. Erofeeva N.V. Noise on ships: calculation, regulation, and methods of combating. *Week of Science of the Saint Petersburg State Maritime Technical University*. St. Petersburg, November 22–26, 2021. St. Peterburg, St. Petersburg State Marine Technical University Publ., 2021. pp. 536–539. (In Russ.)
8. Ostapenko S.P., Mesyats S.P. Assessment of the potential for restoring the ecological state of natural ecosystems disrupted during the development of georesources, using satellite data. *Mining industry*, 2023, vol. 5S, pp. 80–86. (In Russ.) DOI: 10.30686/1609-9192-2023-5S-80-86.
9. Pokusaev M.N., Khmelniyskiy K.E., Kadin A.A., Aydynbekov B.S., Vlasov S.V. Small vessels: their range of use and issues. *Bulletin of Astrakhan State Technical University*, 2023, vol. 2, pp. 47–53. (In Russ.) DOI: 10.24143/2073-1574-2023-2-47-53.
10. *United Nations Climate Change. The Paris Agreement. UNCC*. Available at: https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf (accessed 10 September 2023).
11. Pavlenko I.V., Nikitenko V.A., Avdeev B.A. Development of an electric power installation for a small vessel with electric propulsion. *Education, Science, and Youth*. Kerch, April 2–13, 2018. Kerch, Kerch State Maritime Technological University Publ., 2018. pp. 156–160. (In Russ.)
12. Egorova N.I., Mityakov O.I. Ecological innovations and sustainable development. *Proceedings of R.E. Alekseyev Nizhny Novgorod State Technical University*, 2015, vol. 3, pp. 299–305. (In Russ.)
13. Pichugin D.D., Chabanov E.A. The use of solar panels as an alternative energy source in water transport. *Transport: Problems, Goals, Perspectives*. Perm, February 15, 2020. Perm, Perm Branch of the Volga State University of Water Transport Publ., 2020. pp. 220–223. (In Russ.)
14. Lukutina B.V., Muravleva I.O., Plotnikova I.A. *Electric power supply systems with wind and solar power plants*. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ. house, 2015. 81 p. (In Russ.)
15. Kulova T.L., Skundin A.M. Problems of development of lithium-ion batteries in the world and Russia. *Electrochemical energy industry*, 2023, vol. 3, pp. 111–120. (In Russ.) DOI: 10.18500/1608-4039-2023-23-3-111-120.
16. Larsson F., Andersson P., Mellander B. Lithium-ion battery aspects on fires in electrified vehicles on the basis of experimental abuse tests. *Batteries*, 2016, vol. 2, pp. 1–13. DOI: 10.3390/batteries2020009.
17. Knoop J.E., Ahn S. Recent advances in nanomaterials for high-performance Li–S batteries. *Energy Chemistry*, 2020, vol. 47, pp. 86–106. DOI: 10.1016/j.jchem.2019.11.018.
18. Grey C.P., Hall D.S. Prospects for lithium-ion batteries and beyond - a 2030 vision. *Nature communication*, 2020, vol. 11, pp. 1–4. DOI: 10.1038/s41467-020-19991-4.
19. Canny D., Yusivar F. Maximum Power Point Tracking (MPPT) algorithm simulation based on fuzzy logic controller on solar cell with boost converter. *International Conference on Smart Grid and Smart Cities*. Kuala Lumpur, Malaysia, April 12–14, 2018. pp. 117–121.
20. Senthilkumar S., Mohan V., Deepa R., Nuthal Srinivasan M., Kumar T.S., Thanikanti S.B., Prathap N. A Review on MPPT algorithms for solar PV Systems. *Granthaalayah*, 2023, vol. 11, pp. 25–64. DOI: 10.29121/granthaalayah.v11.i3.2023.5086.
21. *Data Access Viewer*. Available at: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/> (accessed 28 August 2023).

Information about the autor

Valentina V. Kaplina, Lecturer, Moscow Polytechnic University, 38, Bolshaya Semenovskaya street, Moscow, 107023, Russian Federation, kaplinavv25@gmail.com

Received: 22.02.2024

Revised: 14.03.2024

Accepted: 28.11.2024

УДК 631.423.2

DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4617

Шифр специальности ВАК: 03.02.13, 25.00.27

Моделирование водного режима почвы под насаждениями яблони горного сада (на примере чернозема выщелоченного опытной станции «Горно-Алтайское»)

С.В. Бабошкина¹✉, О.А. Ельчининова², А.В. Пузанов¹, Т.А. Рождественская¹

¹ Институт водных и экологических проблем СО РАН, Россия, г. Барнаул

² Горно-Алтайский филиал Института водных и экологических проблем СО РАН, Россия, с. Кызыл-Озек

✉ svetlana@iwep.ru

Аннотация. *Актуальность* исследования водного режима почв сельхозугодий обусловлена их прогрессирующей деградацией: эрозией, засолением, опустыниванием. *Цель:* выявить особенности водно-физических свойств и связанные с ними закономерности профильного распределения влаги в черноземе выщелоченном под яблоневым садом в летний период в условиях дефицита осадков. *Методы.* Содержание влаги в почвенных горизонтах определялось термостатно-весовым методом. Для определения гранулометрического состава почв использовали пипеточный метод. Плотность сложения почвы определяли методом режущего кольца, плотность твердой фазы – пикнометрическим методом. При переходе от отечественной к зарубежной классификации гранулометрического состава почв применяли метод графической интерполяции. Моделирование движения влаги в почве выполнялось в программе HYDRUS-1D. Параметры аппроксимации основной гидрофизической характеристики почв уравнением Ван-Генухтена получали расчетным методом педотрансферных функций «Rosetta Lite» программы RETC с использованием данных о плотности почвы и ее гранулометрическом составе. *Результаты.* Установлено, что большей вододерживающей способностью отличаются верхние хорошо структурированные горизонты чернозема выщелоченного под яблоневым садом, их кривые вододерживания более выположены. Основная гидрофизическая характеристика более легкого по гранулометрическому составу бесструктурного В2к горизонта смещена в сторону меньшей влажности. Дефицит влаги в почве в период жаркого и сухого летнего периода отмечен только в верхней двадцатисантиметровой толще (14 мм); уровень увлажненности нижних горизонтов, где сосредоточена основная масса корней деревьев, удовлетворительный. В условиях почвенно-мелиоративного эксперимента наименьшие расхождения с измеренными показателями влажности модель демонстрирует через сутки после начала исследования. Быстрому нисходящему проникновению влаги в нижние почвенные слои препятствует низкое давление в глинистых А и АВ горизонтах. Подбор входных параметров и отладка модели по экспериментальным данным позволяет использовать ее для моделирования дальнейших процессов, происходящих в почве. Выявлено, что существенное влияние на распределение влаги в черноземе под яблоневым садом оказывает формирование положительных (восходящих) потоков, обеспечивающих «подтягивание» солей и веществ из нижней части профиля в верхние слои во время засушливых периодов года.

Ключевые слова: почвенная гидрология, основная гидрофизическая характеристика, чернозем выщелоченный, HYDRUS-1D, педотрансферные функции, гранулометрический состав, дефицит влаги, внутрисочвенное движение влаги

Благодарности: Работа выполнена в рамках государственного задания Института водных и экологических проблем СО РАН по проекту FUFZ-2021-0003.

Для цитирования: Моделирование водного режима почвы под насаждениями яблони горного сада (на примере чернозема выщелоченного опытной станции «Горно-Алтайское») / С.В. Бабошкина, О.А. Ельчининова, А.В. Пузанов, Т.А. Рождественская // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 1. – С. 147–159. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4617

UDC 631.423.2
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4617

Computer simulation of the soil water regime under an apple orchard in a mountainous area (using the example of the leached chernozem of the experimental agricultural station Gorno-Altayskoe)

S.V. Baboshkina¹✉, O.A. Elchinina², A.V. Puzanov¹, T.A. Rozhdestvenskaya¹

¹ Institute for Water and Environmental Problems SB RAS, Barnaul, Russian Federation

² Gorno-Altai branch of the Institute for Water and Environmental Problems SB RAS, Kyzyl-Ozek, Russian Federation

✉svetlana@iwep.ru

Abstract. Relevance. Progressive degradation of farmland soils – erosion, salinization, desertification. **Aim.** To establish features of water-physical properties of leached chernozem under an apple orchard and associated patterns of soil profile moisture distribution in summer period when precipitation deficiency observed. **Methods.** Moisture content in soil horizons was determined by the gravimetric method. To determine the granulometric composition of soils, the pipette method was used. The soil bulk density was determined by the cutting ring method. For solid phase density determination the pycnometric method was used. The method of graphic interpolation was used for transition the soil texture classification from Russian to international one. Water infiltration modeling into the soil profile was carried out using the HYDRUS-1D program. The parameters of approximating of the water retention curve of soils by the Van Genuchten equation were obtained by the calculation method of pedotransfer functions «Rosetta Lite» of the RETC program, using data on soil density and soil texture. **Results.** It has been established that the upper well-structured horizons of leached chernozem under an apple orchard have a greater water-holding capacity; their water-retention curves are more flattened. The water retention curve of the more structureless B2k horizon, the soil texture of which is dominated by sandy fractions, is shifted towards lower humidity. During hot and dry summer period the moisture deficiency in the soil was noted only in the upper twenty-centimeter soil column (14 mm). The moisture of the lower horizons, where the bulk of tree roots are concentrated, is satisfactory. The model demonstrates the smallest discrepancies with the moisture values measured during the soil reclamation experiment one day after the start. The downward moisture penetration into the lower soil layers is prevented by low pressure in the clayey A and AB horizons. Selection of input parameters and debugging of the model based on experimental data allows it to be used to simulate further processes occurring in the soil. It was revealed that the formation of positive (upward) water flows, which ensure the “pull-up” of salts and substances from the lower part of the profile to the upper layers during dry periods of the year, has a significant impact on moisture distribution in the chernozem under the apple orchard.

Keywords: soil hydrology, basic hydrophysical characteristics, leached chernozem, HYDRUS-1D, pedotransfer functions, soil texture, moisture deficiency, moisture movement in soil profile

Acknowledgements: The study was carried out within the framework of the state task of the Institute for Water and Environmental Problems SB RAS under project FUFZ-2021-0003.

For citation: Baboshkina S.V., Elchinina O.A., Puzanov A.V., Rozhdestvenskaya T.A. Computer simulation of the soil water regime under an apple orchard in a mountainous area (using the example of the leached chernozem of the experimental agricultural station Gorno-Altayskoe). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 1, pp. 147–159. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4617

Введение

Влага в почве является основным фактором всех происходящих в ней процессов. В связи с проблемами, вызванными прогрессирующей деградацией почвенного покрова, миграцией токсичных веществ в почвах, ухудшением состояния почв сельскохозяйственных земель, их эрозией, засолением и опустыниванием, актуальность исследования водного режима почв в последнее время возрастает. Важность изучения процессов хранения и транспортировки влаги поверхностью суши подчеркивают и ожидаемые вследствие потепления климата изменения коли-

чества осадков [1]. Одним из современных методов изучения водных режимов почв является моделирование – относительно молодое научное направление, которое начало развиваться с середины 60-х гг. прошлого столетия в связи с необходимостью предвидеть последствия, рассчитывать эффективность и выбирать оптимальный вариант мероприятий [2].

Основой для расчетов состояния и переноса влаги в ненасыщенных влагой почвах является модифицированное Л.А. Ричардсом уравнение А. Дарси, описывающее движение влаги в насы-

ценных пористых средах со скоростью потока, пропорциональной гидравлическому напору и коэффициенту фильтрации. В российской физике почв подход с использованием дифференциального уравнения переноса влаги в условиях vadозной зоны стал распространяться в конце 80-х гг. прошлого столетия благодаря работам А.М. Глобуса [3], и гидрофизика почв стала центральной концепцией количественной почвенной гидрологии.

Вертикальное движение влаги в ненасыщенных влагой почвах характеризуется функцией влагопроводности – зависимостью между коэффициентом влагопроводности ($K_{вл}$) и капиллярно-сорбционным давлением влаги в почве ($P_{к-с}$) [4]. В свою очередь, зависимость между $P_{к-с}$ и влажностью описывается главной количественной характеристикой влагоудерживающей способности почв – ее основной гидрофизической характеристикой (ОГХ) [3], отражающей практически все основные особенности состава и структуры почвенного горизонта. В современной количественной гидрологии почв для расчета переноса влаги в почве на основе ОГХ принято использование прогнозных математических моделей, например, удобной и доступной программы HYDRUS-1D, представляющей собой физически обоснованную модель влаго-, тепло- и солепереноса [5]. ОГХ, аппроксимированная уравнением Ван-Генухтена, и коэффициент фильтрации являются ее основным экспериментальным обеспечением.

Закономерности формирования режима влажности почвы определяются ее гидрофизическими свойствами, которые зависят от плотности, порозности, дисперсности почвенных горизонтов [6]. Внутрипрофильное распределение почвенных частиц различного размера определяет особенности водного, а также воздушного и теплового режимов почв [7].

Яблоня является одним из самых урожайных фруктовых деревьев, но ее выращивание в условиях горной страны во всем мире считается сложной задачей. Горное садоводство – научное направление, за которым стоит огромный труд и постоянное решение различных агротехнических проблем, связанных в том числе с дефицитом тепла, питательных веществ и влаги в субстрате. Так, согласно исследованиям китайских ученых, урожайность яблоневых садов в горных районах северного Китая после достижения максимума (на ранней стадии роста деревьев) существенно снижается, что определяется в том числе возникновением водного стресса на поздних стадиях развития деревьев, особенно в условиях плотной их посадки, когда урожайность сильно зависит от количества осадков. Интересно, что влажность почвы в корнеобитаемом слое при разной плотности произрастания деревь-

ев, согласно этому исследованию, одинаково постепенно снижалась с глубиной [8].

Цель исследования: выявление особенностей водно-физических свойств чернозема выщелоченного под горным яблоневым садом и установление закономерностей профильного распределения влаги в нем в летний период в условиях дефицита осадков.

В задачи исследования входило: 1) определение основных водно-физических и физико-химических свойств почвы под яблоневым садом; 2) проведение почвенно-заливочного эксперимента с построением профилей влажности; 3) выполнение перехода от отечественной (двухмерной) классификации гранулометрического состава почв к международной (трехмерной) методом графической интерполяции с использованием треугольника Ферре текстурных классов почв; 4) получение кривых влагоудержания почвенных горизонтов на основе их базовых физико-химических свойств расчетным методом педотрансферных функций; 5) выделение критически важных состояний почвенной влаги и оценка оптимальности водного режима почвы; 6) моделирование процесса распределения влаги в черноземе выщелоченном под яблоневым садом в HYDRUS-1D с использованием полученных параметров аппроксимации ОГХ функцией Ван-Генухтена.

Объекты и методы исследования

Алтай обладает богатыми, но главное – в значительной степени уникальными природными условиями для развития горного садоводства. Сегодня садовые хозяйства Горного Алтая с успехом выращивают плоды, ягоды и устойчивый к суровым природным условиям горной страны посадочный материал, за производством которого стоит огромный, в том числе научный труд.

Объектом нашего исследования была выбрана почва под яблоневым садом, который был заложен в 2011 г. на территории ФГУП Опытная станция «Горно-Алтайское», – агрочернозем выщелоченный среднемощный среднегумусный суглинистый, подтаежного эрозионно-денудационного ландшафта Северного Алтая, на карбонатных глинисто-щебнистых делювиально-пролювиальных отложениях. Расположенная в северной низкогорной части Алтая, на высокой наклонной левобережной террасе р. Катунь, на восточной окраине г. Горно-Алтайска, опытная станция «Горно-Алтайское» по почвенно-климатическим факторам является наиболее благоприятной для садоводства территорией Горного Алтая. Сейчас это одно из крупнейших питомниководческих хозяйств Сибири. Рассматриваемый нами агроландшафт занимает чуть наклоненный и топографически однородный уча-

сток, находящийся на склоне юг-юго-восточной экспозиции на высоте 418 м над ур. м. (N 51°56'30''. E 085°59'48,6''). Почвенный разрез (рис. 1) был заложен во вспаханном четыре года назад междурядье шириной 5,5 м в яблоневых насаждениях, в которых встречается в качестве примеси клен, а также другие типичные представители осиново-березово-сосновых разреженных лесов низкогорий Алтая: береза, осина, калина, сосна, липа. Проективное покрытие травянистого яруса составляет не более 50 %, видовой состав фитоценоза в целом соответствует составу типичных в данных природно-климатических условиях злаково-разнотравных полидоминантных лугов (еланей) на лугово-черноземных почвах: ежа сборная, мятлик, земляника, подмаренник северный, осочка, пырей ползучий, золотарник, клевер розовый, клевер белый, горошек мышиный, подорожник ланцетовидный, лапчатка обыкновенная, вероника дубравная.

Верхние горизонты изученной нами почвы под яблоневым садом имеют неоднородную темно-серую до бурой окраску (особенно АВ горизонт, из-за затеков гумуса), хорошо оструктурены. Плотность сложения почвы сверху вниз увеличивается.

Горизонты В чернозема выщелоченного плотные, бесструктурные, окарбоначенные.

Исследования проводились в середине июня 2023 г., в период сильной жары, сопровождавшейся в некоторых районах Алтая интенсивным таянием ледников, что вызвало тогда существенный подъем уровня воды в реках и привело к подтоплению некоторых территорий Республики Алтай. В ходе исследования был проведен почвенно-мелиоративный (заливочный) эксперимент, при котором почва проливалась водой в количестве, эквивалентном выпадению 20 мм осадков. В рассматриваемом случае горизонтальное передвижение влаги считалось малым в сравнении с вертикальным.

Влажность почвы определялась термостатно-весовым методом, гранулометрический состав почв – пипеточным методом по Н.А. Качинскому, плотность сложения почвы определяли методом режущего кольца, плотность твердой фазы – пикнометрически. Общую пористость рассчитывали через соотношение плотности сложения почвы и плотности ее твердой фазы [9].



Рис. 1. Карта-схема расположения и фото объекта исследования: А) Республика Алтай на карте Российской Федерации; В) г. Горно-Алтайск на карте Республики Алтай; С) ОПХ «Горно-Алтайское» на карте г. Горно-Алтайска; D) фото разреза чернозема выщелоченного на участке ОПХ «Горно-Алтайское»

Fig. 1. Research object location map and photo: A) Altai Republic on the Russian Federation map; B) Gorno-Altaysk town on the Altai Republic map; C) experimental agricultural station Gorno-Altayskoe on the Gorno-Altaysk town map; D) leached chernozem section at the Gorno-Altayskoe experimental station plot

Отметим, что в определении плотности сложения почвы существуют некоторые методические нюансы. Известно, что на результат определения плотности сложения (но не на саму плотность) влияет влажность почвы, из-за способности почвы к объемным изменениям (набуханию) под воздействием воды. Почвенные образцы одной и той же почвы, различающиеся по содержанию влаги, различаются и по объему. В идеале эту динамику объема нужно учитывать при определении плотности почвы, т. е. различать плотность сухой почвы на пределе усадки и плотность влажной почвы на пределе набухания [10]. Но еще в 1960-х гг. было предложено определять плотность сложения при значениях влажности, соответствующих наименьшей влагоемкости почвы [11]. В нашей работе в качестве входных данных мы выбрали значения плотности почвенных горизонтов при влажности, соответствующей «физической спелости почвы» – от 23 до 25 % (расхождения измеренных результатов и вычисленных значений увлажненности почвенного профиля при такой плотности оказались минимальны).

Расчет и моделирование процессов влагопереноса в почве с учетом ее физико-химических свойств были выполнены с использованием программы HYDRUS-1D [5]. При расчете параметров аппроксимации ОГХ функцией Ван-Генухтена по педотрансферным функциям Rosetta Lite 1.1 программа подразумевает использование данных гранулометрического состава по международной классификации FAO, границы фракций которой не совпадают с границами фракций отечественной классификации. Переход от отечественной классификации к международной выполнялся методом графической интерполяции: для каждого горизонта в равномерно-логарифмическом масштабе шкалы была построена интегральная (кумулятивная) кривая гранулометрического состава [4], по которой находилось содержание частиц диаметров по классификации FAO: <0,002 мм – глина, 0,002–0,05 мм – пыль, >0,05 мм – песок. По треугольнику Ферре были найдены соответствующие названия почв по гранулометрии.

Чрезвычайно важен при изучении водного режима плодовых садов (особенно в период отсутствия осадков) показатель эвапотранспирации (ЕТ – *evapotranspiration*). Однако его измерения и расчеты трудно выполнимы и часто не производятся [12]. По литературным данным, для песчаных садовых почв расчетное (в т. ч. по формуле Пенмана–Монтейна) значение ЕТ составляло 4,2–6,9 мм, а измеренное с помощью весовых лизиметров – 5,7 мм, что указывает на возможность адекватной оценки ЕТ по уравнениям [12]. В нашем исследовании интенсивность потенциальной транспирации

для экосистемы яблоневого сада приняли 2,5 мм/сут. (или 0,000175 см/мин.), исходя из того, что, например, интенсивность потенциальной транспирации для напочвенного покрова лесных экосистем может составлять 3 мм/сут. [13], а для поля с кукурузой – 1,6 мм/сут. [14] (транспирация растениями лесных экосистем больше, чем растениями степей, а испарение с поверхности лесных почв ниже). Эвапотранспирацию, как сумму эвапорации и транспирации, можно рассчитать в программе автоматически, по формуле Пенмана–Монтейта, которая аппроксимирует значение по метеорологическим данным. Для этого во вкладке Метрологические параметры нужно задать высоту (в нашем случае 418 м), широту (51°), скорость ветра (1 м/с), максимальные (25 °С) и минимальные (7 °С) температуры в период исследования. Полученные такими способами результаты моделирования распределения влаги в профиле почвы различались несущественно, хотя на последнем этапе наблюдались расхождения в выраженности положительных потоков влаги.

Задавали равномерно-убывающее распределение корней в почве.

Общие запасы влаги (в мм) в почвенных горизонтах определяли по формуле: $3B=W(\%)*\rho*N(\text{см})*0,1$, где W – влажность в процентах; ρ – плотность; N – мощность почвенного слоя; 0,1 – поправочный коэффициент пересчета в мм водного столба. Дефицит влаги определялся как разница между содержанием влаги в данный момент и показателем наименьшей влагоемкости почвы (НВ), найденной по кривой ОГХ, соответствующей давлению –330 см водн. ст.

Результаты исследования и обсуждение

Содержание гумуса в почве под яблоневым садом опытной станции «Горно-Алтайское» достигает 4,4 % в верхнем горизонте Ад. Уровень рН верхних горизонтов варьирует от 5,3 до 5,5, реакция среды нижних окарбончатых слоев щелочная, рН=8,3 (табл. 1). Общая пористость верхних горизонтов с выраженной комковатой структурой достигает 52 % и заметно выше пористости нижних плотных и бесструктурных карбонатных горизонтов В. Есть научные исследования, подтверждающие положительное влияние опавшей листвы яблони (больше, чем других семечковых плодовых деревьев) на физические свойства почв – константы влажности и пористость [15]. Есть мнение, что для выращивания яблони очень важна структура верхнего слоя почвы, его физические свойства (влажность, порозность, плотность) и содержание в нем углерода [16].

Плотность горизонтов изученной нами почвы под яблоневым садом изменяется от 1,18–1,21 г/см³

в верхних А горизонтах до 1,51 г/см³ в В2к горизонте, показатель постепенно увеличивается с глубиной. Считается, что для выращивания яблоневых культур важным является низкая плотность и высокая гидравлическая проводимость А1 горизонта почвы – особенно в садах, где используются подвой [17]. По мнению австралийских исследователей, при плотности 1,32 г/см³ и выше А1 горизонты почв яблоневых садов имеют недостаточную воздухопроницаемость, а структура их сильно нарушена [16].

Изученный нами чернозем выщелоченный яблоневое сада опытной станции «Горно-Алтайское» является легкоглинистым по гранулометрическому составу (по отечественной классификации), за исключением горизонта В2к. С глубиной наблюдается изменение гранулометрического состава почвенных слоев (рис. 2): в горизонтах А, АВ и В1к преобладает илистая фракция, но в Вк горизонтах ее доля в гранулометрическом составе заметно уменьшается. В В2к горизонте происходит накопление фракции крупной пыли с размерами частиц 0,05–0,01 мм, а в нижнем окарбончатом слое, примыкающем к подстилающим карбонатным глинисто-щебнистым отложениям, возрастает участие фракции мелкой пыли.

Неравномерность распределения гранулометрических элементов по почвенному профилю является важным аспектом и играет заметную роль в водном режиме почв: различные по гранулометрическому составу почвенные горизонты могут формировать гидрологические экраны [7], создавать в профиле почвы застойные гидрологические условия, определяя особенности вертикального движения влаги в почве.

По литературным данным, в черноземах выщелоченных под старыми яблоневыми садами Липецкой области гранулометрический состав существенно изменяется, с заметным снижением содержания физической глины. Постепенное замещение глини-

стых фракций почв старых яблоневых садов на песчаные, как и снижение их наименьшей влагоемкости, свидетельствуют, по мнению авторов, о подзолообразующей активности корней яблони [18].

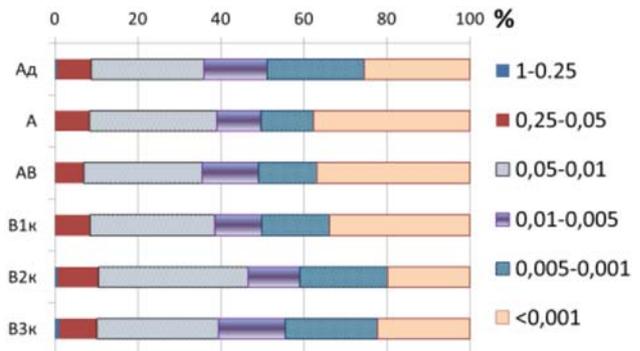


Рис. 2. Диаграмма распределения гранулометрических фракций (по [9]) с глубиной в профиле чернозема выщелоченного под яблоневым садом опытной станции «Горно-Алтайское»

Fig. 2. Diagram of the granulometric fractions distribution (according to [9]) in the leached chernozem under the apple orchard of the experimental station Gorno-Altaiiskoe

Как уже упоминалось выше, расчет параметров аппроксимации ОГХ почв по педотрансферным функциям Rosetta Lite v.1.1 программы RETC подразумевает использование данных гранулометрического состава почв в границах международной классификации, основанной на пропорциональном содержании песка, пыли и глинистых частиц. Принадлежность к классам в ней находят по равностороннему треугольнику (рис. 3, А), на осях которого отложены процентные содержания песка, пыли и глины – по пересечению линий, отражающих их содержание, можно определить текстурный класс почв.

Таблица 1. Физические и химические свойства агрочернозема под яблоневым садом опытной станции «Горно-Алтайское»

Table 1. Physical and chemical properties of agrochernozem under the apple orchard of the Gorno-Altaiiskoe experimental station

Горизонт Soil horizon	Содержание гранулометрических фракций, % Content of granulometric fractions, %						ρ, г/см ³ g/cm ³	ε	Содержание гумуса Humus content %	pH
	по Качинскому According to Kachynskii		по классификации FAO according to FAO classification							
	<0,001	<0,01	Глина Clay	Ил Silt	Песок Sand	Название Texturial class				
	мм/мм									
Ад	25,3	64,0	33,5	57,7	8,8	Silty clay loam	1,18	52,0	4,4	5,3
А	37,6	60,9	40,5	51,5	8,0	Silty clay	1,20	53,6	2,5	5,4
АВ	36,8	64,4	40,5	52,0	7,5	Silty clay	1,21	52,5	1,4	5,5
В1к	33,8	61,4	39,7	52,0	8,3	Silty clay	1,36	44,8	0,7	6,1
В2к	19,7	53,3	27,0	62,5	10,5	Silt loam	1,51	44,9	0,3	8,3
В3к	22,2	60,5	29,0	60,8	10,2	Silt loam	1,29	48,7	0,5	8,3

Примечание: ρ – плотность сложения, ε – общая пористость.

Note: ρ – bulk density, ε – total porosity.

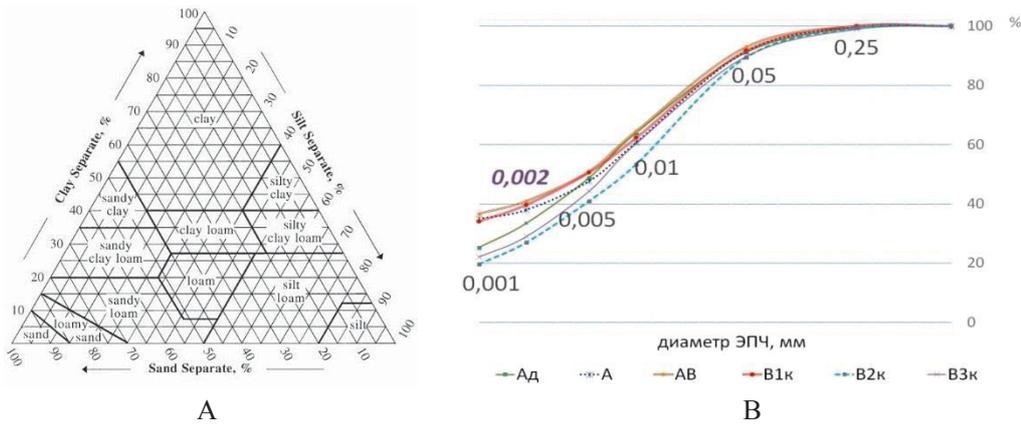


Рис. 3. Применение метода графической интерполяции для определения процентного содержания почвенных частиц в границах международной классификации: А) треугольник Ферре с названиями классов почв по международной классификации; В) интегральные кривые распределения содержания элементарных почвенных частиц разного размера в горизонтах чернозема выщелоченного агроландшафта яблоневого сада опытной станции «Горно-Алтайское»

Fig. 3. Application of the graphic interpolation method to determine the certain sizes soil particles percentage within the international classification: А) soil texture triangle with the names of soil classes according to FAO classification; В) integral curves of the different sizes soil particles distribution in the horizons of the apple orchard leached agrochernozem of the Gorno-Altayskoe experimental station

Однако прямой переход от отечественной «двухмерной» классификации почв к международной «трехмерной» невозможен, т. к. границы классов не совпадают (в отечественной методике не определяется содержание частиц менее 0,02 мм). Поэтому, используя полученные по методу Качинского данные о содержании гранулометрических фракций, мы построили кумулятивные кривые гранулометрического состава почвенных горизонтов (рис. 3, В). Далее методом графической интерполяции [4] были определены содержания почвенных частиц тех размеров, которые используются в международной «трехмерной» классификации (рис. 3, В, табл. 1).

Отметим, что названия частиц определенных размеров в зарубежной классификации почв по гранулометрии соответствуют названиям и диаметру фракций в отечественной классификации грунтов. Так, согласно [19], к глинистым частицам (clay) относятся фракции диаметром менее 0,002 мм, к пылеватым (silt) – частицы размером от 0,02 до 0,05 мм, а к песчаным – фракции размером более 0,05 мм. Классификационная принадлежность грунтов по ГОСТ 25100-2020 выполняется по двум параметрам – содержанию песчаных частиц и показателю пластичности (по аналогии с классификацией почв, в которую внесена «поправка» на тип почвообразования).

Данные гранулометрического состава, приведенные к международной классификации FAO, использовались при работе в программе HYDRUS-1D (рис. 4) и RETC 6.02 для получения по педотрансферным функциям Rosetta Lite v.1.1 параметров аппроксимации ОГХ функцией Ван-Генухтена:

$$\theta(P) = \frac{\theta_s - \theta_r}{(1 + (\alpha P)^n)^m} + \theta_r$$

где θ – равновесная влажность (влажность, соответствующая определенному давлению почвенной влаги P); θ_s – влажность, близкая к влажности насыщения за вычетом объема, занятого заземленным воздухом; θ_r – остаточная влажность; α – величина, обратная величине капиллярно-сорбционного давления, приближающегося к давлению входа воздуха; n – коэффициент, определяющий крутизну кривой, $m = 1 - 1/n$.

Оказалось, что величины θ_s и θ_r , а также $K\phi$ (табл. 2) в большей степени зависят от сложения почвенного образца, чем от его гранулометрического состава: чем выше плотность сложения почвы, тем ниже значения ее полной и остаточной влагоемкости, и тем меньше $K\phi$ (коэффициенты корреляции изменяются от $-0,81$ до $-0,96$). Поэтому кривые ОГХ более плотных горизонтов В будут сдвинуты в сторону меньшей влажности. В свою очередь, коэффициент n в меньшей степени зависит от плотности сложения почвы и в основном определяется гранулометрическим составом, более высокое значение параметра n в почвах с повышенным содержанием песчаной фракции Sand ($r = +0,97$) определит в них больший угол наклона кривой ОГХ. Параметр α , обратно пропорциональный величине давления входа воздуха, в большей степени зависит от содержания в почве глинистой фракции, значения α минимальны в более легких по гранулометрическому составу, но плотных и бесструктурных горизонтах В2к и В3к.

Отметим, что расчетные величины полной влагоемкости θ_s практически для всех горизонтов (кроме В2к) совпали со значениями полной влаго-

емкости как почвенно-гидрологической константы (характерная влажность почвы, определяемая по ее состоянию или по состоянию контактирующих с ней объектов) по энергетической концепции Воронина [2], когда $\epsilon \Rightarrow pF=0$, где ϵ – пористость почв (табл. 1).

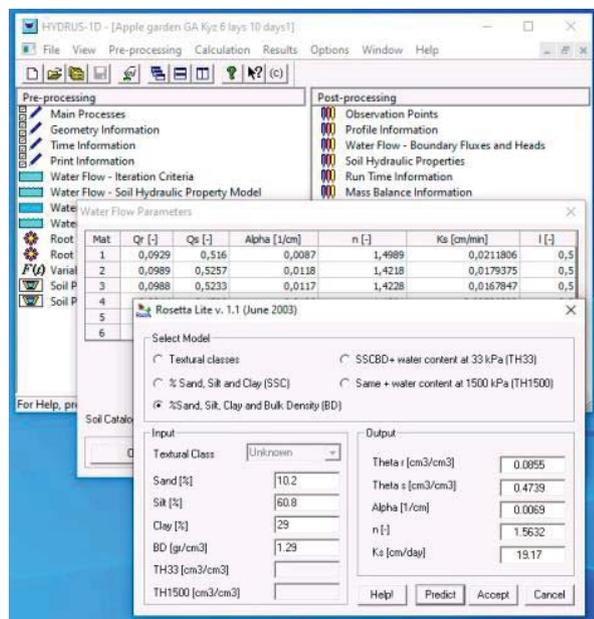


Fig. 4. Interface of the Hydrus 1D program, Pre-processing stage, calculation of parameters for approximating the water retention curve (WRC) by the Van Genuchten function and the filtration coefficient (saturated hydraulic conductivity, K_s)

Fig. 4. Interface of the Hydrus 1D program, Pre-processing stage, calculation of parameters for approximating the water retention curve (WRC) by the Van Genuchten function and the filtration coefficient (saturated hydraulic conductivity, K_s)

Полученные коэффициенты фильтрации для почвенных горизонтов чернозема выщелоченного легкоглинистого в целом укладываются в диапазон средних значений K_f для глинистых и тяжелосуглинистых почв [4].

Таблица 2. Гидрофизические свойства чернозема выщелоченного под яблоневым садом: параметры аппроксимации ОГХ функцией Ван-Генухтена и коэффициенты фильтрации, полученные с помощью педотрансферных функций Rosetta Lite

Table 2. Hydrophysical properties of leached chernozem under an apple orchard: parameters for approximating the WRC by the Van Genuchten function and filtration coefficients obtained using Rosetta Lite pedotransfer functions

Горизонт (глубина, см) Soil horizon (depth, cm)	θ_s	θ_r	n	α	K_f , см/сут K_s , cm/day
	см ³ /см ³ /см ³ /см ³				
Ад (0–7)	0,516	0,0929	1,4989	0,0087	30,5
A1 (8–20)	0,527	0,0989	1,4218	0,0122	25,8
AB (21–40)	0,524	0,0988	1,4227	0,0119	24,2
B1к (41–60)	0,479	0,0944	1,4361	0,0106	10,5
B2к (61–90)	0,415	0,0776	1,559	0,0068	6,64
B3к (91–130)	0,474	0,0855	1,5632	0,0069	19,17

Полученные кривые ОГХ почвенных горизонтов почвы под яблоневым садом опытной станции «Горно-Алтайское» (рис. 5) позволяют сказать, что разные по гранулометрическому составу почвенные слои при одном уровне влагосодержания могут существенно различаться по степени подвижности влаги и ее доступности для растений.

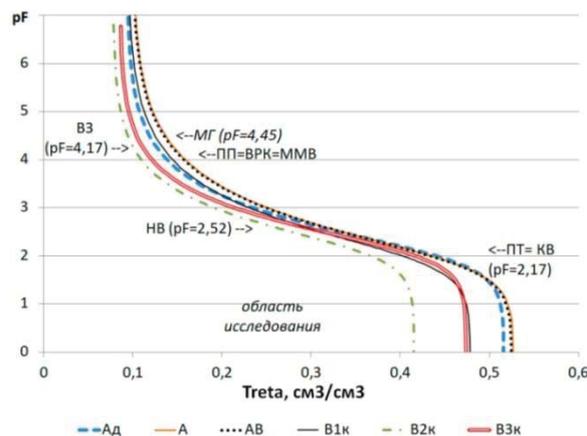


Fig. 5. Basic hydrophysical characteristics of different soil horizons under the apple orchard at the Gorno-Altai skoe experimental station and critical moisture conditions. МГ – maximum soil hygroscopicity, В3 – wilting moisture, ВРК – moisture of breaking of capillary bonds (slowly mobile film moisture), НВ – field capacity or minimum moisture capacity, corresponding to capillary-sorption moisture capacity, КВ – capillary moisture capacity (mobile moisture contained in large pores) [2]

Fig. 5. Basic hydrophysical characteristics of different soil horizons under the apple orchard at the Gorno-Altai skoe experimental station and critical moisture conditions. МГ – maximum soil hygroscopicity, В3 – wilting moisture, ВРК – moisture of breaking of capillary bonds (slowly mobile film moisture), НВ – field capacity or minimum moisture capacity, corresponding to capillary-sorption moisture capacity, КВ – capillary moisture capacity (mobile moisture contained in large pores) [2]

Таблица 3. Начальные значения содержания влаги и давления (P), наименьшая влагоемкость (НВ) и дефицит влаги (ДВ) на 17 июля 2023 г. в черноземе выщелоченном под яблоневым садом опытной станции «Горно-Алтайское»

Table 3. Initial values of moisture content and pressure (P), lowest moisture (field) capacity (FC) and moisture deficit (MD) as of July 17, 2023 in leached chernozem under an apple orchard at the Gorno-Altayskoe experimental station

Горизонт (глубина, см) Soil horizon (depth, cm)	ρ , г/см ³ g/cm ³	Влажность/Moisture		P, см водн. столба P, cm of water column	НВ, см ³ /см ³ (cm ³ /cm ³) (pF=2,52) FC	ДВ, мм, MD, mm
		весовая, % gravimetric, %	объемная, см ³ /см ³ volumetric, cm ³ /cm ³			
Ад (0–8)	1,18	20,1	0,247	–827	0,326	5,53
А1 (8–20)	1,20	21,2	0,252	–978	0,330	9,36
АВ (21–40)	1,21	21,8	0,264	–788	0,329	12,35
В1к(41–60)	1,36	24,8	0,338	–237	0,306	–6,08
В2к(61–90)	1,51	19,6	0,297	–249	0,274	–6,67
В3к(91–130)	1,29	23,6	0,303	–350	0,307	1,56

Например, при влажности 0,15 см³/см³ из более легких по гранулометрическому составу Вк2 и Вк3 почвенных горизонтов вода сможет свободно вытекать и будет доступна растениям, в частности корням древесных яблоневых культур, проникающим в возрасте от 10 лет на глубину 70 см и ниже [20]. Но в глинистых А, АВ, Вк горизонтах почвы такой уровень содержания влаги уже соответствует почвенно-гидрологической константе В3 при капиллярно-сорбционном давлении влаги –15000 см водн. ст. (или pF=4,17), травянистые растения при таком содержании влаги в верхних почвенных горизонтах будут испытывать ее недостаток.

Считается, что существует определенный начальный порог влажности почвы, с которого возможен вклад почвенной влаги в сток с водосборного бассейна. Например, пороговое значение содержания влаги в горных районах Китая составляет 0,28 см³/см³ [21]. Содержание влаги в черноземе выщелоченном под яблоневым садом ОПХ «Горно-Алтайское» на 17 июля 2023 г. в верхних гумусовых горизонтах не превышает 0,24 см³/см³, тогда как нижние горизонты увлажнены лучше, и содержание влаги на глубине 40 см уже достигает 0,29 см³/см³ и более. Повышенное испарение с поверхности почвы способствует потере влаги из ее верхних слоев.

Расчеты показали, что несущественный дефицит влаги в середине июня 2023 г. в черноземе выщелоченном под яблоневыми насаждениями опытной станции «Горно-Алтайское» отмечается только в верхних горизонтах (табл. 3). Уровень содержания влаги в В1к и В2к горизонтах на начало эксперимента превышал НВ, поэтому на глубине 40–90 см, где сосредоточена основная масса корней яблонь старше 10 лет, уровень увлажненности можно признать оптимальным. Для сравнения, в 2004 г. в черноземах под насаждениями яблони НИИСС им. Лисавенко (Алтайский край, г. Барнаул) водный дефицит в

верхнем пахотном горизонте мощностью 20 см достигал 37 мм в июне и 44 мм в августе [19]. В июле 2004 г. после дождей водная обстановка в почве под яблоневым садом НИИСС им. Лисавенко улучшилась, и дефицит влаги в пахотном горизонте, по данным авторов, составил только 4,5 мм под яблоней, что позволяло тогда исключить полив [20]. По нашим данным, дефицит влаги в почвенном 20-см слое чернозема выщелоченного под яблоневым садом опытной станции «Горно-Алтайское» составляет на момент начала эксперимента всего 14 мм. Влагосодержание изучаемого чернозема под яблоневым садом в середине июня 2023 г. можно признать удовлетворительным.

На рис. 6 приведены результаты послойного изменения содержания влаги во время проведения почвенно-мелиоративного эксперимента. Судя по представленным профилям движения влаги в изучаемой почве, в реальных условиях влага уже через 10 минут после дождевания начинает медленно проникать в глубину, и влажность всех А горизонтов на этом этапе эксперимента уже становится выше, чем исходная (светлая толстая линия на рис. 6, а). Однако результаты моделирования в Hydrus-1D на этом этапе не вполне сходятся с реальными значениями: согласно модели, в первые 10 минут практически вся влага задерживается в верхнем горизонте, увлажняя его до 0,4 см³/см³ (светлая толстая линия Т2, рис. 6, б). Из-за низкого давления в А горизонте (P= –978 см водн. ст., табл. 5) влага не может стекать вниз, в горизонт АВ с более высоким капиллярно-сорбционным давлением (P= –788 см. водн. ст.), пока горизонт А не увлажнится и пока не возникнет соответствующий градиент давления. Некоторое несоответствие между измеренными и расчетными данными влажности, возможно, вызвано тем, что при моделировании мы не учитывали горизонтальное движение влаги на заливочной площадке.

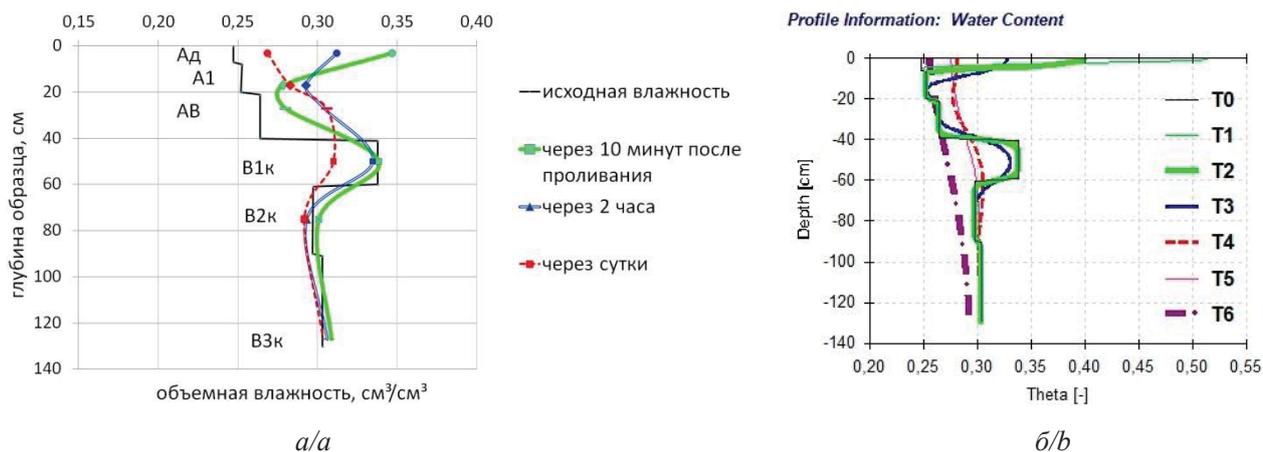


Рис. 6. Профильное распределение влаги в черноземе выщелоченном яблоневого сада опытной станции «Горно-Алтайское» после дождевания (эквивалентно выпадению 20 мм осадков): измеренные содержания (а) и смоделированные в Hydrus-1D значения (б)

Fig. 6. Profile moisture distribution in leached chernozem of the apple orchard at the Gorno-Altayskoe experimental station after irrigation (equivalent to 20 mm of precipitation): measured contents (a) and values modeled in Hydrus-1D (b)

Так, например, в ходе экспериментальных исследований вертикального и горизонтального движения влаги в почвах крупных яблоневых садов Индии авторами было установлено, что в нижних супесчаных (Sandy loam) слоях вертикальное гравитационное движение влаги по капиллярам преобладало над горизонтальным и более легкие по гранулометрическому составу слои увлажнялись на большую глубину, в отличие от верхних суглинистых (Loam) горизонтов почвы, в которых был более выражен горизонтальный фронт смачивания и увлажнению которых в целом также препятствовало повышенное испарение с поверхности почвы [15].

Через два часа после начала эксперимента фронт увлажнения захватывает все большую глубину почвенного профиля. На этом этапе вычисленные значения лучше сопоставимы с реальными показателями влажности (рис. 6, темные синие графики, T3). Наилучшим образом программа воспроизводит реальные значения влажности на этапе через сутки после начала эксперимента (рис. 6, красные пунктирные линии, T4).

Можно считать, что физически обоснованная модель движения влаги в почве адаптирована к исследуемым условиям, т. к. дает небольшие отклонения в величинах влажности, по сравнению с экспериментальными значениями. Калибровка модели по почвенно-мелиоративному эксперименту дает основание для ее дальнейшего использования в данном агроландшафте для прогнозных расчетов динамики влажности почвы.

На рис. 7 приведен график изменения скорости потоков влаги разной направленности. Согласно расчетам Hydrus-1D, сразу после дождя скорость нисходящего водного потока достигала в верхнем

почвенном горизонте 3 мм в минуту (T1), но влага проникла всего лишь на 6 см в глубину. Из-за высокого P_k -с в B1k горизонте ($P = -237$ см водн. ст.), в течение всего эксперимента в этой части профиля происходит движение влаги вверх (рис. 7) и «подпитка» дефицитного по содержанию влаги АВ горизонта с низким P_k -с, градиент давлений между ними определяет положительный (вверх) переток. Считается, что восходящие потоки влаги в агроchernоземах создают благоприятные условия для конвективного переноса карбонатов в верхнюю часть профиля [14]. В черноземах выщелоченных в период засухи положительно (вверх) направленные потоки влаги особенно выражены в почвах тяжелого гранулометрического состава [22]. Есть мнение, что под орошаемыми яблоневыми садами в нижних горизонтах почв в корневой зоне из-за поливов и фертигации могут быть существенны потери питательных веществ [16].

Через 10 минут после дождевания (рис. 7) скорость водного нисходящего потока снизилась в верхнем горизонте до 0,098 мм в минуту, или 1,4 см/сут. (T2, толстая светлая линия), но фронт увлажнения проникает уже на более значительную глубину – до 18 см, с постепенным снижением скорости водного потока на глубине до 0,0014 см/сут. Через 2 часа скорость водного нисходящего потока продолжала снижаться и составляла уже в верхнем горизонте не более 0,0067 мм/мин, или 0,95 см/сут. Скорость положительно направленного потока на глубине 40 см через 10 минут после начала эксперимента на достигала 2,16 см/сут. Через 24 ч во всей почвенной толще чернозема выщелоченного содержание влаги выравнивается, движение влаги практически на всей глубине происходит только

вверх (положительные потоки влаги) – от 0,000089 мм/сут. в глубоких слоях до 0,000175 мм/сут. в верхнем горизонте.

Profile Information: Water Flux

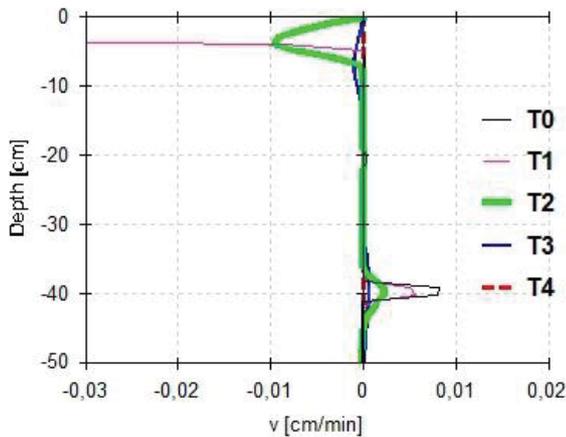


Рис. 7. Потоки влаги в верхних (до 50 см) почвенных слоях чернозема выщелоченного под яблоневым садом опытной станции «Горно-Алтайское»

Fig 7. Water fluxes in the upper (up to 50 cm) soil layers of leached chernozem under the apple orchard of the Gorno-Altai skoe experimental station

Коэффициент влагопроводности ($K_{вл}$), согласно модели, в первую минуту после пролива исследуемой нами почвы под яблоневым садом в самом верхнем горизонте достигает 10,2 см/сут. Через 10 минут после начала эксперимента влагопроводность верхнего горизонта снижается до 0,5 см/сут., а в горизонтах А и АВ коэффициент влагопроводности постепенно увеличивается. Через 2 часа $K_{вл}$ в верхнем горизонте почвы под яблоневым садом составляет 0,093 см/сут., как и в В1к горизонте (0,094 см/сут.), в АВ горизонте $K_{вл}$ не превышает 0,033 см/сут. По литературным данным, коэффициент влагопроводности, определенный экспериментально, в черноземе выщелоченном под сливой (НИИСС им. Лисавенко, г. Барнаул) в пахотном горизонте в июле снижался до 0,05 см/сут. [6].

Настроенную по почвенно-мелиоративному эксперименту модель использовали для прогноза динамики почвенной влаги через 10 суток, в отсутствие дождей (рис. 7, толстая штрихпунктирная линия Т6): согласно расчетам, содержание влаги во всем почвенном профиле будет изменяться от 0,256 до 0,293 см³/см³. Дефицит влаги в верхних горизонтах немного сократится, горизонты Вк станут дефицитными по уровню увлажненности из-за формирующихся преимущественно положительных (восходящих) потоков влаги, которые обеспечивают вертикальную восходящую миграцию во-

дорастворимых солей в черноземах в сухие периоды года. Общий дефицит влаги через 10 дней в 130 см почвенной толще в отсутствие дождей будет составлять 42 мм.

Заключение

Неоднородность гранулометрического состава почвенных горизонтов изученного чернозема выщелоченного под яблоневым садом опытной станции «Горно-Алтайское» определяет различия в формах нахождения, степени подвижности и доступности для растений почвенной влаги при одном и том же уровне влагосодержания. Верхние хорошо структурированные тяжелосуглинистые А горизонты исследованного чернозема выщелоченного обладают большей водоудерживающей способностью, их ОГХ сдвинуты вправо и более выположены, чем ОГХ более легких по гранулометрическому составу, но более плотных и бесструктурных В горизонтов. Полученные кривые ОГХ можно использовать для выделения критически важных состояний почвенной влаги – наименьшей влагоемкости и влажности завядания растений, служащих для оценки оптимальности водно-воздушного режима почвы. Расчеты показали, что в верхних горизонтах в середине июня 2023 г. отмечался дефицит влаги (14 мм в толще 20 см), тогда как на глубине 40–90 см, где сосредоточена основная масса корней яблонь старше 10 лет, влагосодержание было удовлетворительным.

Скорость нисходящих водных потоков в черноземе выщелоченном в первые минуты после обильных осадков достигает 3 мм/мин., однако влага не может быстро проникать на всю глубину почвенного профиля из-за отсутствия должного градиента давления в разных по гранулометрическому составу и плотности почвенных слоях.

Наиболее точно программа Hydrus-1D воспроизводит заливочный эксперимент через сутки после его начала, когда вычисленные значения влажности во всех горизонтах совпадают с измеренными показателями. Настроенную по почвенно-мелиоративному эксперименту модель движения влаги в черноземе выщелоченном можно использовать для дальнейших прогнозов и расчетов содержания влаги в почве. Так, через 10 суток в отсутствие дождей в почве будет наблюдаться дальнейшее снижение и выравнивание профиля содержания влаги. Преимущественными потоками влаги станут положительные (восходящие), с которыми обычно связывают процессы вертикальной восходящей миграции солей в черноземах в сухие периоды года. Дефицит влаги, по расчетам, составит 42 мм для 130 см почвенной толщи через 10 дней в условиях полного отсутствия атмосферных осадков.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Plant and soil communities are associated with the response of soil water repellency to environmental stress / F. Seaton, D.L. Jones, S. Creer, P.B.L. George // *Science of the Total Environment*. – 2019. – № 687. – P. 929–938.
2. Шейн Е.В., Щеглов Д.И., Москвин В.В. Моделирование процесса водопроницаемости черноземов Каменной степи // *Почвоведение*. – 2012. – № 6. – С. 648–657.
3. Глобус А.М. Почвенно-гидрофизическое обеспечение агроэкологических математических моделей. – Л.: Гидрометеиздат, 1978. – 427 с.
4. Шейн Е.В. Курс физики почв. – М.: МГУ, 2005. – 432 с.
5. Simunek J., Van Genuchten M.T., Sejna M. Recent developments and applications of the HYDRUS computer software packages // *Vadose Zone Journal*. – 2016. – № 15. – P. 1–25.
6. Макарычев С.В., Болотов А.Г., Гончаров И.А. Сезонная динамика коэффициента влагопроводности чернозема выщелоченного в садах Алтайского Приобья // *Вестник Алтайского государственного аграрного университета*. – 2015. – № 5 (127). – С. 47–52.
7. Гранулометрический состав почв конечно-моренной гряды Верхневолжского постледникового района (Восточно-Европейская равнина, Тверская область) / Е.В. Шейн, Д.А. Иванов, А.Г. Болотов, А.В. Дембовецкий // *Бюллетень Почвенного института имени В.В. Докучаева*. – 2022. – Вып. 110. – С. 5–21.
8. Water productivity of apple orchards with different planting densities in semi-arid mountainous regions of Loess Plateau, Northwest China: a simulation study / L. Jun, F. Peng, C. Yu, G. Zheng, Y. Xiao-Li // *Ying Yong Sheng Tai Xue Bao*. – 2013. – № 24. – P. 2878–2887.
9. Агрохимические методы исследования почв / под ред. А.В. Соколова. – М.: Наука, 1975. – 655 с.
10. К вопросу об определении плотности сложения для оценки агрофизического состояния набухающих почв и грунтов / И.В. Морозов, В.Э. Болдырева, Д.Э. Варельджан, Н.А. Колесникова // *Живые и биокосные системы* (научное электронное периодическое издание ЮФУ). – 2020. – № 32. – С. 1–10.
11. Панин И.С. К вопросу о влиянии влажности на величину объемного веса почвы // *Почвоведение*. – 1960. – № 9. – С. 108–110.
12. Hess A.J., Wadzuk B., Welker A. Evapotranspiration estimation in rain gardens using soil moisture sensors // *Vadose Zone Journal*. – 2021. – Vol. 20. – P. 1–12. DOI: 10.1002/vzj2.20100
13. Смагин А.В. Моделирование гидрологической функции лесной подстилки // *Экологический вестник Северного Кавказа*. – 2011. – Т. 7. – № 1. – С. 10–20.
14. Архангельская Т.А., Хохлова О.С., Мякшина Т.Н. Математическое моделирование водного режима двух агрочерноземов с различным уровнем залегания карбонатов // *Компьютерные исследования и моделирование*. – 2016. – Т. 8. – № 2. – С. 401–410.
15. Aydemir M., Kara Z. The effect of soft core fruit tree leaves on some soil properties // *Journal of Agricultural Sciences*. – 2023. – Vol. 7 (1). – P. 45–52 DOI: 10.5281/zenodo.769886
16. Health and characteristics of Australian apple growing soils / M. Hardie, G. Oliver, W. Cotching, B. Walker, R. Lancaster, N. Swarts // *Applied and Environmental Soil Science*. – 2024. – P. 1–15. DOI: <https://doi.org/10.1155/2024/9479986>.
17. DuPont S.T., Granatstein D., Sallato B. Soil health in orchards. – Pullman, WA, USA: Washington State University, 2020. – P. 1–13
18. Granulometric composition and moisture capacity of the soil in old-age apple orchards of the Lipetsk region / V. Zakharov, V. Gulidova, V. Kravchenko, B. Sotnikov // *E3S Web of Conferences*. – 2023. – Vol. 420. DOI: 10.1051/e3sconf/202342003004
19. ГОСТ 25100-2020 «Грунты. Классификация». – М.: Стандартинформ, 2020. – 37 с.
20. Гефке И.В., Макарычев С.В. Яблоневый сад: водно-почвенный режим и поливные нормы // *Вестник Алтайского государственного аграрного университета*. – 2022. – № 11 (217). – С. 16–22.
21. Li Y., Cong Zh., Yang D. The ecohydrological response to soil moisture based on the distributed hydrological assimilation model in the mountain region // *Ecohydrology*. – 2023. – Vol. 17 (1). – P. 1–11. DOI: 10.1002/eco.2606
22. Сенькова Л.А. Восходящее движение почвенной влаги при испарении в черноземе выщелоченном // *Агарный вестник Урала*. – 2007. – № 6 (42). – С. 44–55.

Информация об авторах

Светлана Вадимовна Бабошкина, кандидат биологических наук, старший научный сотрудник лаборатории биогеохимии Института водных и экологических проблем СО РАН, Россия, 656038, г. Барнаул, ул. Молодежная, 1. svetlana@iwer.ru, arsenida@rambler.ru, <https://orcid.org/0000-0001-9904-991X>

Ольга Анатольевна Ельчинова, доктор сельскохозяйственных наук, директор Горно-Алтайского филиала Института водных и экологических проблем СО РАН, Россия, 649105, с. Кызыл-Озек, пер. Мирный, 8. eo59@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-4482-9000>

Александр Васильевич Пузанов, доктор биологических наук, профессор, заместитель директора по науке Института водных и экологических проблем СО РАН, Россия, 656038, г. Барнаул, ул. Молодежная, 1. puzanov@iwer.ru, <https://orcid.org/0000-0002-1340-486X>

Тамара Анатольевна Рождественская, кандидат биологических наук, старший научный сотрудник лаборатории биогеохимии Института водных и экологических проблем СО РАН, Россия, 656038, г. Барнаул, ул. Молодежная, 1. rtamara@iwer.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8487-2495>

Поступила в редакцию: 14.03.2024

Поступила после рецензирования: 27.03.2024

Принята к публикации: 28.11.2024

REFERENCES

1. Seaton F., Jones D.L., Creer S., George P.B.L. Plant and soil communities are associated with the response of soil water repellency to environmental stress. *Science of the Total Environment*, 2019, no. 687, pp. 929–938.
2. Shein E.V., Shcheglov D.I., Moskvina V.V. Simulation of water permeability processes in chernozems of the Kamennaya steppe. *Eurasian Soil Science*, 2012, vol. 45, no. 6, pp. 578–587. (In Russ.)
3. Globus A.M. *Soil-hydrophysical support of agroecological mathematical models*. Leningrad, Gidrometeoizdat Publ., 1978. 427 p. (In Russ.)
4. Shein E.V. *Soil physics course*. Moscow, MGU Publ., 2005. 432 p. (In Russ.)
5. Simunek J., Van Genuchten M.T., Sejna M. Recent developments and applications of the HYDRUS computer software packages. *Vadose Zone Journal*, 2016, no. 15, pp. 1–25.
6. Makarychev S.V., Bolotov A.G., Goncharov I.A. The seasonal dynamics of hydraulic conductivity coefficient of leached chernozem in the gardens of the Priobye (the Ob river area) of the Altai region. *Vestnik AGAU*, 2015, no. 5 (127), pp. 47–52. (In Russ.)
7. Shein E.V., Ivanov D.A., Bolotov A.G., Dembovetskiy A.V. Granulometric composition of the finite moraine ridge soils of the Upper Volga postglacial region (East European plain, Tver region). *Dokuchaev Soil Bulletin*, 2022, vol. 110, pp. 5–21. (In Russ.)
8. Jun L., Peng F., Yu C., Zheng G., Xiao-Li Y. Water productivity of apple orchards with different planting densities in semi-arid mountainous regions of Loess Plateau, Northwest China: a simulation study. *Ying Yong Sheng Tai Xue Bao*, 2013, no. 24, pp. 2878–2887.
9. *Agrochemical methods of soil investigation*. Ed. by A.V. Sokolov. Moscow, Nauka Publ., 1975. 655 p. (In Russ.)
10. Morozov I.V., Boldyreva V.E., Vareldzhan D.E., Kolesnikova N.A. On the issue on the determination of bulk density for the estimation of agrophysical state of swelling soils. *Living and Bioinert Systems (scientific electronic periodical)*, 2020, no. 32, pp. 1–10. (In Russ.)
11. Panin I.S. On the issue of humidity impact on soil volumetric weight. *Pochvovedenie*, 1960, no. 9, pp. 108–110. (In Russ.)
12. Hess A., Wadzuk B., Welker A. Evapotranspiration estimation in rain gardens using soil moisture sensors. *Vadose Zone Journal*, 2021, vol. 20, pp. 1–12. DOI: 10.1002/vzj2.20100
13. Smagin A.V. Modeling of litter fall hydrological function. *Ecological Bulletin of the North Caucasus*, 2011, vol. 7, no. 1, pp. 10–20. (In Russ.)
14. Arkhangelskaya T.A., Khokhlova O.S., Myakshina T.N. Mathematical modeling of soil hydrology in two arable chernozems with different depth to carbonates. *Computer Research and Modeling*, 2016, vol. 8, no. 2, pp. 401–410. (In Russ.)
15. Aydemir M., Kara Z. The effect of soft core fruit tree leaves on some soil properties. *Journal of Agricultural Sciences*, 2023, vol. 7 (1), pp. 45–52 DOI: 10.5281/zenodo.769886
16. Hardie M., Oliver G., Cotching W., Walker B., Lancaster R., Swarts N. Health and characteristics of Australian apple growing soils. *Applied and Environmental Soil Science*, 2024, pp. 1–15. DOI: 10.1155/2024/9479986
17. DuPont S.T., Granatstein D., Sallato B. *Soil health in orchards*. Pullman, WA, USA, Washington State University, 2020. pp. 1–13.
18. Zakharov V., Gulidova V., Kravchenko V., Sotnikov B. Granulometric composition and moisture capacity of the soil in old-age apple orchards of the Lipetsk region. *E3S Web of Conferences*, 2023, vol. 420. DOI: 10.1051/e3sconf/202342003004
19. *SS 25100-2020. Soils. Classification*. Moscow, Standartinform Publ., 2020. 37 p. (In Russ.)
20. Gefke I.V., Makarychev S.V. Apple orchard: water-soil regime and irrigation rate. *Vestnik AGAU*, 2022, no. 11 (217), pp. 16–22. (In Russ.)
21. Li Y., Cong Zh., Yang D. The ecohydrological response to soil moisture based on the distributed hydrological assimilation model in the mountain region. *Ecohydrology*, 2023, vol. 17 (1), pp. 1–11. DOI: 10.1002/eco.2606
22. Senkova L.A. Upward movement of soil moisture during evaporation in leached chernozem. *Agrarian Bulletin of the Urals*, 2007, no. 6 (42), pp. 44–55. (In Russ.)

Information about the authors

Svetlana V. Baboshkina, Cand. Sc., Senior Researcher, Institute for Water and Environmental Problems SB RAS, 1, Molodezhnaya street, Barnaul, 656038, Russian Federation. svetlana@iwep.ru, arsenida@rambler.ru, <https://orcid.org/0000-0001-9904-991X>

Olga A. Elchininova, Dr. Sc., Director, Gorno-Altai branch of the Institute for Water and Environmental Problems SB RAS, 8, Mirny Lane, Kyzyl-Ozek, 649105, Russian Federation. eoa59@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-4482-9000>

Alexander V. Puzanov, Dr. Sc., Professor, Deputy Director for Research, Institute for Water and Environmental Problems SB RAS, 1, Molodezhnaya street, Barnaul, 656038, Russian Federation. puzanov@iwep.ru, <https://orcid.org/0000-0002-1340-486X>

Tamara A. Rozhdestvenskaya, Cand. Sc., Senior Researcher, Institute for Water and Environmental Problems SB RAS, 1, Molodezhnaya street, Barnaul, 656038, Russian Federation. rtamara@iwep.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8487-2495>

Поступила в редакцию: 14.03.2024

Поступила после рецензирования: 27.03.2024

Принята к публикации: 28.11.2024

УДК 51-74, 004.023
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4576
Шифр специальности ВАК: 05.13.18

Алгоритмы выбора путей для подключения базовых станций беспроводной связи к центрам питания в шахте

Д.А. Мигов[✉], А.Н. Юргенсон

Институт вычислительной математики и математической геофизики СО РАН, Россия, г. Новосибирск

[✉]mdinka@rav.sccc.ru

Аннотация. Актуальность. Необходимым условием функционирования систем безопасности и управления технологическими процессами в шахтах является обеспечение энергоснабжения соответствующих объектов. В статье рассматривается одна из задач проектирования сети электроснабжения в шахте в рамках иерархичного подхода организации структуры сети. В рамках этого подхода к автоматам осветительным шахтным подключаются контроллеры питания, предназначенные для питания базовых станций. Для их подключения к контроллерам питания используется многожильный кабель. Количество таких жил, а также количество таких кабелей, исходящих из контроллера питания, являются параметрами задачи. **Цель.** Рассмотреть задачу выбора маршрутов для подключения базовых станций беспроводной связи в шахте к центрам питания. Предполагается, что в шахте уже размещены базовые станции и автоматы осветительные шахтные, имеющие возможности для подключения к ним определённого числа контроллеров питания. Таким образом, необходимо выбрать места для размещения контроллеров питания и опередить, как по штрекам прокинуть многожильные кабели для подключения всех базовых станций. При этом схема подключения, которая определяется из стоимости используемого кабеля, должна быть оптимальной по стоимости. **Методы.** Для поставленной математической задачи предложено несколько алгоритмов, в том числе жадный алгоритм, основанный на стратегии «иди в ближайший пункт», и метод имитации отжига. **Результаты.** Для решения задачи предложено и протестировано несколько приближённых методов. Количество жил в кабеле для подключения является параметром задачи. Лучшим из рассмотренных алгоритмов стал алгоритм имитации отжига. Однако, если центры питания необходимо тоже разместить, включение в алгоритм перебора также даёт хорошие результаты при подходящем сочетании количества контроллеров питания и возможных мест их размещения. **Практическая значимость.** Предложенные математическая постановка и методы позволяют находить маршруты минимальной стоимости для подключения многожильными кабелями базовых станций беспроводной связи к источникам питания в шахте.

Ключевые слова: сеть электроснабжения в шахте, беспроводная сеть, граф, гиперсеть, задача коммивояжера, метод имитации отжига

Благодарности: Работа выполнена в рамках проекта № 0251-2022-0005 Программы фундаментальных исследований Института вычислительной математики и математической геофизики СО РАН.

Для цитирования: Мигов Д.А., Юргенсон А.Н. Алгоритмы выбора путей для подключения базовых станций беспроводной связи к центрам питания в шахте // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 1. – С. 160–168. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4576

UDC 004.722
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4576

Path selection algorithms for connecting wireless base stations to power centers in a mine

D.A. Migov[✉], A.N. Yurgenson

*Institute of Computational Mathematics and Mathematical Geophysics
of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation*

[✉]mdinka@rav.sccc.ru

Abstract. Relevance. Necessary condition for the systems of safety and process control functioning in a mine is to provide power supply to the relevant facilities. The paper deals with one of the tasks of designing a power supply network in a mine within the framework of a hierarchical approach to organizing the network structure. Within this approach, power controllers are connected to mine lighting breaker. To supply base stations to power controllers, a multi-core cable is used. The number of such cores, as well as the number of such cables emanating from a power controller, are the parameters of the problem. **Aim.** To consider the problem of choosing routes for connecting base stations of wireless communication in a mine to power centers. It is assumed that base stations and mine lighting breakers are already located in a mine, having the ability to connect a given number of power controllers to them. The connection scheme must be optimal in terms of cost, which is determined by the cost of the cable used. **Methods.** The authors have proposed several algorithms for solving the mathematical problem, including a greedy algorithm, based on the “go to the nearest point” strategy, and a simulated annealing method. **Results.** To solve the problem, several approximate methods were proposed and tested. The number of cores is parameter of the problem. The best of the considered algorithms is the annealing simulation algorithm. However, if power centers need to be placed as well, brute force enumeration in the algorithm also gives good results with an appropriate combination of the number of power controllers and the number of possible locations for their placement. **Practical relevance.** The mathematical problem stated and the mathematical methods make it possible to find minimum cost routes for connecting wireless base stations by multi-core cables to power sources.

Keywords: power network in a mine, wireless network, graph, hypernet, traveling salesman problem, annealing simulation method

Acknowledgements: The study was supported by a project of the Institute of Computational Mathematics and Mathematical Geophysics of the SB RAS 0251-2022-0005.

For citation: Migov D.A., Yurgenson A.N. Path selection algorithms for connecting wireless base stations to power centers in a mine. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 1, pp. 160–168. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4576

Введение

Обеспечение энергоснабжения для многофункциональной системы безопасности и управления технологическими процессами (МСБ и УТП) на горнодобывающих предприятиях является необходимым условием их функционирования [1]. Требования к подобным системам содержатся в федеральных нормах и правилах [2] и госстандартах [3, 4]. Одним из подходов к их построению является использование единой подземной сети передачи данных. В свою очередь, ее работоспособность напрямую зависит от подачи электроэнергии и наличия резервных аккумуляторных источников питания. Как правило, в целях экономии оборудования систем безопасности и систем управления технологическими процессами зачастую имеют общие точки подключения к сети энергоснабжения.

На угольных шахтах используется однолинейная система распределения энергии. Поскольку на опасных производственных объектах должно проходить две независимых линии питания, на каждой шахте имеется две независимые энергоподстанции. К ним подключены различные комплексы горношахтного оборудования (комбайны, насосы, др.) и подземная осветительная сеть. От осветительной сети получает питание и оборудование МСБ и УТП.

Различные аспекты построения и анализа электротехнических и телекоммуникационных сетей в шахтах являются предметом интенсивных исследований [2–5]. Одним из используемых подходов к организации сети энергоснабжения является вы-

страивание её структуры иерархичным способом [6]. К автоматам осветительным шахтным (АОШ) подключают контроллеры питания (КП), которые преобразуют искробезопасное переменное напряжение 127 В в искробезопасное постоянное напряжение 60 В для питания основных элементов системы – базовых станций (БС). Базовые станции, в свою очередь, обеспечивают беспроводную связь на территории шахты [7–11]. Для их подключения к КП используются многожильный кабель, который проходит через несколько БС и запитывает каждую БС через отдельную жилу. Каждый КП имеет ограниченные возможности для подключения БС, поэтому для подключения их всех необходимо использовать некоторое количество контроллеров.

Задача проектирования сети электроснабжения в шахте является комплексной и содержит ряд математических подзадач большой вычислительной сложности. Правила для построения сети энергоснабжения шахты изложены в [5]. В [12] изучается задача точного позиционирования шахтеров с помощью станций беспроводной связи и предложены рекомендации по расстановке таких станций. Не только задачи проектирования актуальны для шахт, также важной проблемой является нахождение оптимальных путей в уже существующих шахтах. В [13, 14] описана задача поиска оптимального пути для робота с помощью генетических алгоритмов (алгоритма муравьиной колонии, метода роя частиц). В [15] для построения пути робота также использованы алгоритмы решения задачи коммивояжера.

В данной статье рассматривается одна из таких подзадач в рамках описанного выше иерархического подхода организации структуры сети. Предполагается, что в шахте уже размещены БС и АОШы, имеющие возможности для подключения к ним определённого числа КП. Таким образом, необходимо выбрать места для размещения КП и определить, как по штрекам прокинуть многожильные кабели для подключения всех БС. При этом схема подключения, которая определяется из стоимости используемого кабеля, должна быть оптимальной по стоимости. В качестве параметров задачи выступает максимально возможное число подключаемых БС на одной линии (т. е. количество жил в кабеле) и максимально возможное число таких подключаемых кабелей к одному КП.

Ниже мы предлагаем несколько подходов к решению данной задачи. Большинство алгоритмов являются улучшенными версиями алгоритмов, ранее опубликованных в [11]. Также проводится численный анализ соответствующих алгоритмов на различных входных данных.

Постановка задачи и подходы к её решению

Рассматриваемую прикладную задачу можно по-разному сформулировать математически. В [6] мы её сформулировали как задачу дискретной оптимизации на графе. В [11] приведена формулировка с использованием аппарата гиперсетей [16]. Ниже мы приводим именно эту формулировку. Отметим, что изложение задачи и методов её решения в терминах гиперсетей не является необходимым, и вполне можно обойтись и более простым аппаратом теории графов. Однако гиперсетевая формулировка является более наглядной, как показано ниже. Также это позволяет в компактной форме учитывать развитие и усложнение данной прикладной задачи, например, учёт надёжности и живучести проектируемых сетей, так как в явном виде будет информация о проходящих через каждый штрек линий связи. Аппарат гиперсетей позволяет также описывать и решать и другие задачи, связан-

ные в том числе и с добычей и транспортировкой георесурсов [9, 17, 18].

Гиперсеть называется объект $HN=(X, V, R, F)$, включающий в себя: $X=(x_1, x_2, \dots, x_n)$ – множество вершин; $PN=(X, V)$ – граф первичной сети, где $V=(v_1, v_2, \dots, v_g)$ – множество рёбер (ветвей) первичной сети; $WN=(X, R)$ – граф вторичной сети, где $R=(r_1, r_2, \dots, r_m)$ – множество ребер вторичной сети; $F: R \rightarrow 2^V$ – отображение, сопоставляющее каждый элемент $r \in R$ и маршрут из ветвей в графе PN ; $c(v)$ – стоимость ветви $v \in V$ первичной сети.

Стоимость ребер вторичной сети равна сумме стоимостей их ветвей.

Графы первичной и вторичной сетей являются не ориентированными.

На рис. 1 представлен пример первичной сети PN (графа выработок) в виде решетки и вторичной сети WN (графа линий связи в шахте) для описания топологий шахты и коммуникаций в ней. Зелёным цветом отмечены БС, красным – КП.

Постановка задачи:

Пусть задан граф первичной сети $PN=(X, V)$, $A \subseteq X$ – множество «возможных» начальных вершин для ребер (АОШ), $B \subseteq X$ – множество вершин (БС), через которые должны пройти ребра вторичной сети, $A \cap B = \emptyset$. Требуется построить вторичную сеть минимальной стоимости:

$$\sum_{r \in R} c(r) \rightarrow \min,$$

такую, что выполнены следующие ограничения;

- 1) число начальных вершин ребер $A': |A'| \leq K_A$, где $A' \subseteq A$ (ограничение на количество задействованных КП);
- 2) каждая вершина из A' может быть началом ограниченного числа рёбер вторичной сети, по умолчанию этот параметр равен 2 (т. е. максимальное число многожильных кабелей, которые могут исходить из одного КП), однако предлагаемые алгоритмы работают и с другими его значениями;
- 3) в каждом ребре r должно быть не больше K_B вершин из множества B .

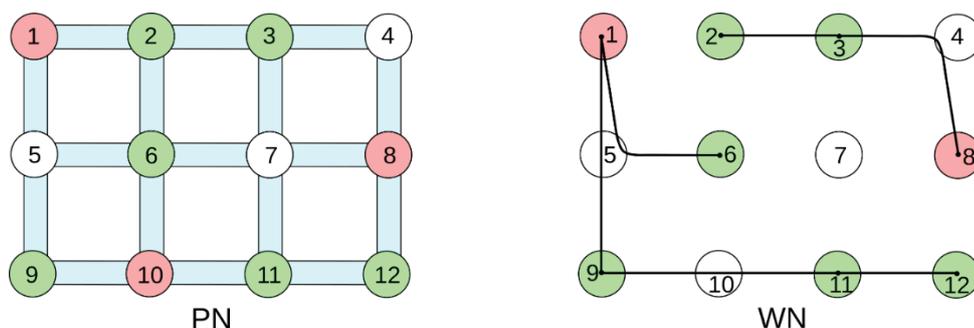


Рис. 1. Пример гиперсети: граф выработок (слева) и граф линий связи в проложенных выработках (справа)
Fig. 1. Example of a hypernet: a graph of mine tunnels (left) and a graph of communication lines in a mine (right)

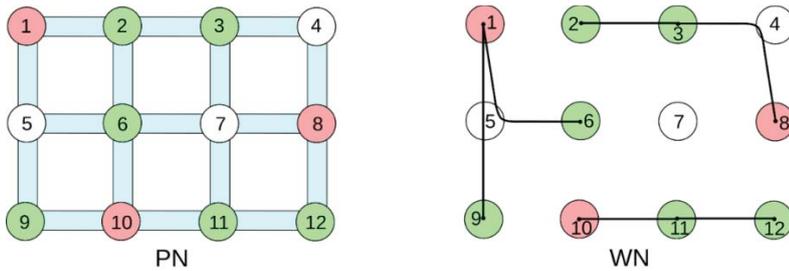


Рис. 2. Пример работы жадного алгоритма для случая, когда длины всех ветвей совпадают
Fig. 2. Example of the greedy algorithm result for the case, when the lengths of all branches are the same

На рис. 2 приведен пример, где множество «возможных» начальных вершин $A = \{1, 8, 10\}$, ограничения $K_A = 2$, $K_B = 3$, в построенной гиперсети множество начальных вершин $A' = \{1, 8\}$.

Без ограничения общности будем считать, что граф первичной сети PS является связным и поставленная задача является разрешимой.

В экспериментах ниже предполагается, что стоимость подключения пропорциональна длине прокладываемого кабеля, т. е. геометрическому расстоянию. В противном случае вместо матрицы расстояний может быть использована матрица стоимости подключения БС с номером i до АОШ с номером j без каких-либо изменений в предлагаемых алгоритмах.

В базовом варианте задачи предполагается, что КП уже размещены и требуется оптимальным образом прокинуть кабели от них для запитывания всех БС. Тогда $A = A'$. В общем же случае в дополнение этой задаче контроллеры питания также необходимо расставить по потенциальным местам размещения, т. е. АОШ.

Другой подход математического описания подобных прикладных задач – это их формулировка в терминах задачи коммивояжера (Travelling salesman problem (TSP)), одной из классических задач теории графов [19, 20], которая является NP-трудной. Для задач коммивояжера используются разные подходы: метод ветвей и границ, жадный алгоритм, биоинспирированные техники, метод имитации отжига [21] и другие, а также комбинации методов, что позволяет за приемлемое время получить решение с заданной погрешностью [22–24].

Рассматриваемая задача может быть сформулирована как задача нескольких коммивояжеров (Multiple TSP), к тому же незамкнутых, в условиях ряда ограничений. Во-первых, наличие нескольких «депо», когда коммивояжеры могут выезжать из одного или нескольких пунктов, такие задачи также изучаются (например, [23]). В нашем случае такие пункты – это набор КП. Во-вторых, ограничение на число пунктов в маршруте (но не на длину маршрута), то есть на количество жил в кабеле. В-третьих, ограничение на число коммивояжеров, выезжающих из одного депо, то есть на количество кабелей, исхо-

дящих из одного КП. В-четвертых, мы также рассматриваем задачу оптимального размещения КП и прокладки кабелей от них к БС. В этом случае цель не только в оптимизации пути каждого коммивояжера в условиях ряда ограничений, но и в оптимизации размещения депо с ограничениями на их расположение, а также на количество депо, которые могут быть размещены в одном пункте, что соответствует возможному числу подключаемых КП к одному АОШ (то есть мощности АОШ). Подобных задач, описанных в литературе, нами найдено не было, поэтому предлагается ряд алгоритмов для их решения.

Алгоритмы основаны на известных подходах, модифицированных и адаптированных для учета указанной выше специфики. Одним из основных подходов для решения задач MTSP является жадный алгоритм, реализующий стратегию «иди в ближайший пункт». Другой популярный подход – метод имитации отжига, имитирующий соответствующий физический процесс [21].

Жадный алгоритм для нахождения путей подключения объектов к центрам питания

Жадный алгоритм основан на принципе «иди в ближайший пункт», далее будем обозначать его как *Nearest*. Данный алгоритм можно использовать лишь в случае, когда $|A| = |A'|$, либо когда множество A' заранее найдено и зафиксировано каким-либо образом. Модификация алгоритма для решения рассматриваемой задачи реализуется тремя шагами:

Шаг 1. Алгоритмом Флойда найти матрицу расстояний для множества вершин $A' \cup B$.

Шаг 2. Среди всех ребер (a, b) $a \in A'$, $b \in B$ найти наименьшее и включить его в путь.

Шаг 3. Среди всех ребер, еще не включенных в пути (x, x') , $x, x' \in A' \cup B$ (причем вершина x уже является крайней в каком-либо пути, либо вершина $x \in A'$, из которой еще выходил ни один путь) найти наименьшее (по стоимости) ребро и включить его в соответствующий путь. Повторить Шаг 3, пока все вершины не будут включены в какой-либо путь.

Пример работы алгоритма для случая, когда длины $c(v) = 1 \forall v$, приведен на рис. 3. Зеленым цветом отмечены БС, красным – КП.

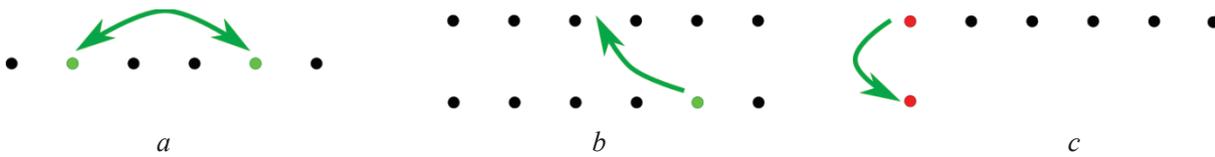


Рис. 3. Изменение путей в алгоритме имитации отжига в пунктах а–с шага 3
Fig. 3. Changing the paths in the simulated annealing algorithm in a–c points of the step 3

Очевидно, что в случае, когда все стоимости ребер равны, путь, найденный жадным алгоритмом, будет не более чем в два раза хуже оптимального. Отношение стоимостей найденного алгоритма и оптимально стремится к 2 при больших n : $Q=C/C_{opt}=2$.

В случае, когда стоимости ребер близки по значению друг к другу, можно использовать дополнительную балансировку. Для этого на Шаге 3 алгоритма *Nearest* при наличии нескольких наименьших ребер выбирается ребро, принадлежащее к самому короткому на данный момент пути. Далее эту вариацию алгоритма будем обозначать *Nearest+Balance*. Подобный подход ниже также используется и для других алгоритмов, что обозначено аналогичной пометкой в названии.

Часто число контроллеров питания и мест их размещения гораздо меньше, чем количество подключаемых БС. В этом случае можно перебрать все возможные варианты расположения контроллеров. Если же число комбинаций всё ещё велико, можно воспользоваться каким-либо приближённым алгоритмом направленного перебора. Далее для каждого варианта можно воспользоваться уже описанным жадным алгоритмом, обозначать этот алгоритм будем как *Perebor Nearest* (т. е. перебираем подходящие комбинации множества A' и для каждого варианта жадным алгоритмом *Nearest* находим решение).

Нахождение путей подключения объектов к центрам питания с использованием подхода имитации отжига

Метод имитации отжига для поставленной задачи предлагается реализовывать следующим алгоритмом:

Шаг 1. Алгоритмом Флойда найти матрицу расстояний для множества вершин $A \cup B$.

Шаг 2. Случайным образом сформировать пути $(a'_i, b'_1, b'_2, \dots)$, удовлетворяющие ограничениям. Задать некоторое начальное значение температуры T_0 .

Шаг 3. Совершить одно из действий (рис. 4):

- в случайно выбранном пути поменять местами две случайно выбранные его вершины;
- в случайно выбранных двух путях случайно выбранную вершину из одного пути перенести в другой, вставив ее случайным образом;
- случайный путь отцепить от первой вершины и присоединить к другой, ранее не использованной вершине из множества A .

Шаг 4. Если стоимость новой конфигурации путей меньше, чем изначальная, то принять изменения. Иначе, пусть $DistDifference$ – разница стоимостей конфигураций путей. Принять новые пути с вероятностью $exp(-DistDifference/temperature)$. Уменьшить температуру: $temperature=temperature * (1-T')$. Если $temperature>1$, то перейти на Шаг 3.

В классической реализации алгоритма имитации отжига Шаг 3 состоит только из пункта (а). С учётом специфики рассматриваемой задачи были добавлены пункты (b) и (c). Этот алгоритм будем обозначать как *Otzig*.

Также была рассмотрена вариация данного алгоритма, в которой Шаг 3 в пунктах (а), (с) производит разворот пути или части пути, т. е. выстраивает узлы в обратном порядке. Далее будем называть эту вариацию *OtzigReverse*.

Результаты численных экспериментов

Сравнение результатов работы алгоритмов проводилось на графе-решетке $|X|=100$, стоимость ветвей – случайные числа от 1 до 10 условных единиц. Число вершин (БС), которые необходимо подключить к КП, отражено на оси абсцисс ($|B|$) на рис. 4. На этом рисунке по оси ординат представлено среднее значение стоимости найденных путей для 50 запусков программы.

На рис. 4, а показан случай, когда $|A|=|A'|=5$. Видно, что для небольших значений $|B|$ лучший результат дает алгоритм *OtzigReverse*. Для больших значений $|B|$ лучший результат дает алгоритм *Nearest*.

На рис. 4, б показан случай, когда $|A|=10$ и $|A'|=5$. В этом случае лучший результат дает алгоритм *OtzigReverse*.

На рис. 5 слева показаны результаты работы алгоритма *Nearest* с добавлением балансировки (*Balance*) в условиях $|A|=|A'|=5$. То есть при наличии нескольких наименьших ребер выбирается ребро, принадлежащее к самому короткому на данный момент пути.

На рис. 5 справа показаны результаты работы жадного алгоритма с переборным алгоритмом (*Perebor Nearest*). В этом случае можно использовать алгоритм *Nearest*. Алгоритм *Perebor Nearest* показывает лучшие результаты при больших $|B|$. Данный алгоритм целесообразно использовать при небольших значениях $|A|$ и $|A'|$.

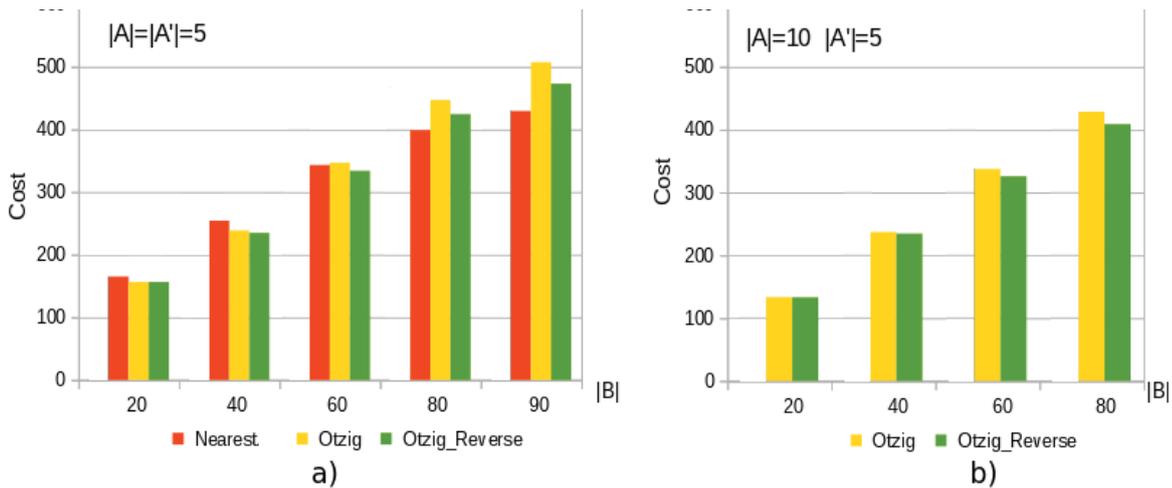


Рис. 4. Сравнение результатов работы алгоритмов при условии, что стоимости ветвей – случайные числа от 1 до 10 для $|A|=|A'|=5$ (a) и $|A|=10, |A'|=5$ (b)

Fig. 4. Comparison of the results of the algorithms under assumption that the cost of the branches are random numbers from 1 to 10 for $|A|=|A'|=5$ (a) and $|A|=10, |A'|=5$ (a)

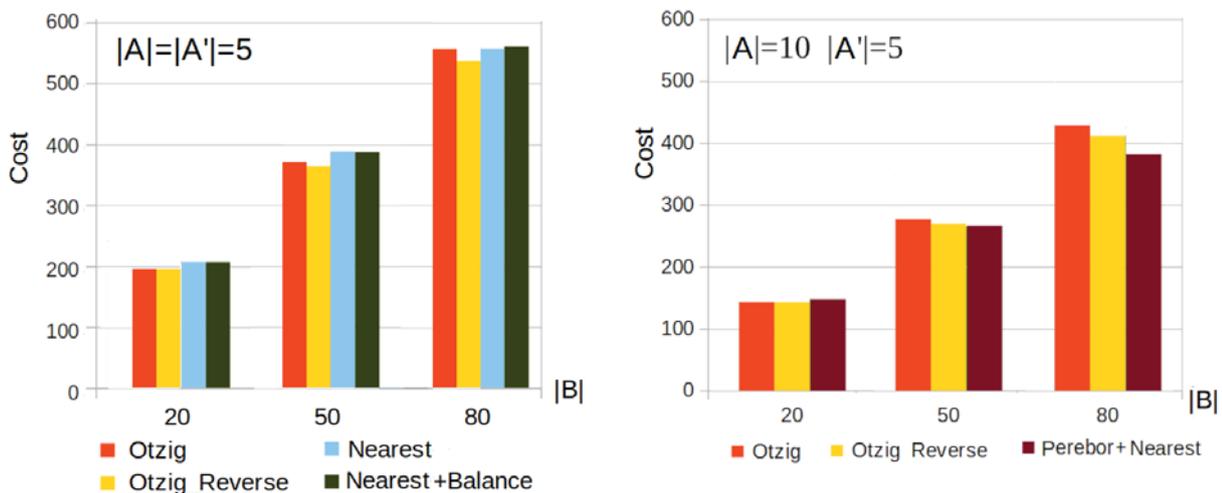


Рис. 5. Сравнение результатов работы алгоритмов с использованием балансировки и перебора для $|A|=|A'|=5$ (слева) и $|A|=10, |A'|=5$ (справа)

Fig. 5. Comparison of the results of the algorithms using balancing and enumeration for $|A|=|A'|=5$ (left) and $|A|=10, |A'|=5$ (right)

Также были проведены численные эксперименты на структуре шахты, приведённой на рис. 6. Требуется разместить 2 КБ, из каждого КП может выходить 2 многожильных провода. Стоимость равна геометрическому расстоянию.

В первом случае (рис. 6, слева) полагается, что уже размещены 2 КП, т. е. $|A|=|A'|=2$ и $K_B=10$, т. е. в кабеле 10 жил. Решение, найденное алгоритмом *Nearest*, имеет стоимость 104,9 условных единиц, алгоритмом *Otzig* – 102, *OtzigReverse* – 97,1. Цветными линиями показаны пути, найденные лучшим алгоритмом (*OtzigReverse*). Как видно из рисунка, обратный метод отжига, в силу того что он является эвристическим, нашел не самые оптимальные пути: синий путь заканчивается вершина-

ми $\{...,6,23,24\}$, хотя эффективнее было бы пройти вершины в другом порядке $\{...,6,24,23\}$. Это произошло из-за того, что алгоритм имитации отжига всё-так является приближенным алгоритмом.

Таблица. Стоимости путей, найденные разными алгоритмами для $|A|=3, |A'|=2$

Table. Path costs found by various algorithms for $|A|=3, |A'|=2$

Алгоритм/Algorithm	Стоимость/Cost		
	($K_B=10$)	($K_B=15$)	($K_B=20$)
Otzig	101,4	101,8	101,7
OtzigReverse	98,4	100,8	98
PereborNearest	104,9	96,7	96,7
PereborNearest+Balance	103,1	95,9	93,6

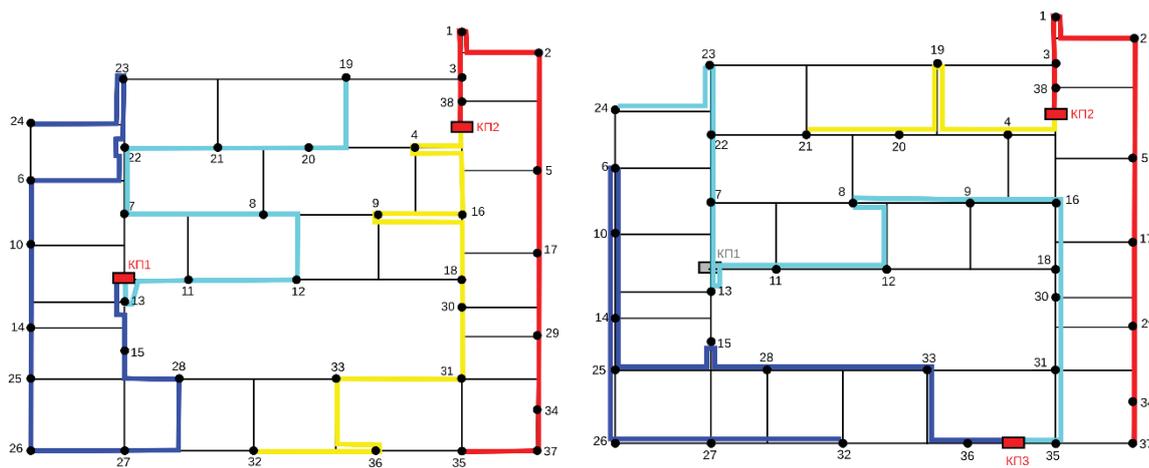


Рис. 6. Лучшие из найденных маршрутов прокладки кабелей при разных условиях: 2 КП, $K_B=10$ (слева) и 2 КП в 3 возможных АОШ, $K_B=15$ (справа)

Fig. 6. The best of the found cable laying routes under different conditions: 2 PCs, $K_B=10$ (left) and 2 PCs in 3 possible locations, $K_B=15$ (right)

Во втором случае (рис. 6, справа) полагается, что имеется три АОШ для размещения 2 КП, т. е. $|A|=3$, $|A'|=2$. Рассматривались три варианта, когда $K_B=10$ (в кабеле 10 жил), а также 15 и 20. Из КП может также выходить два провода. В таблице приведены результаты работы разных алгоритмов для данного графа. Цветными линиями показаны пути, найденные для пятнадцатизильного провода лучшим методом (*Perebor Nearest Balance*), со стоимостью 95,9. Отметим также, что для разных значения K_B оптимальные решения даются разными алгоритмами.

Заключение

Для задачи поиска путей минимальной стоимости для подключения базовых станций беспроводной связи к источникам питания в шахте многожильными кабелями предложено и протестировано несколько приближённых методов. Количество жил является параметром задачи, предполагается также, что из источника питания может исходить два таких кабеля. Кроме того, рассмотренная математическая постановка при введении дополнительных ограничений может быть полезной при решении других прикладных задач.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ваганов В.С. Правила безопасности в угольных шахтах – развитие многофункциональных систем безопасности // Горная промышленность. – 2017. – № 2 (132). – С. 77–83.
2. Шпенст В.А. Комплексование телекоммуникационных и электротехнических систем в шахтах и подземных сооружениях // Записки Горного института. – 2019. – Т. 235. – С. 78–87.
3. Шкрабец Ф.П. Электроснабжение подземных потребителей глубоких и энергоёмких шахт // Горные науки и технологии. – 2017. – № 3. – С. 25–46.
4. Шатунова Н.А., Шпенст В.А. Алгоритм выбора местоположения элементов беспроводных систем управления электротехническими комплексами подземных горных комбайнов // Горная Промышленность. – 2016. – № 3 (127). – С. 84–85.
5. Ваганов В.С., Гоффарт Т.В., Дубков И.С. Мультисервисные компьютерные сети в угольных шахтах. Особенности реализации и развития // Вестник научного центра по безопасности работ в угольной промышленности. – 2018. – № 3. – С. 56–69.
6. Насибуллина Т.В., Мигов Д.А. Практические аспекты моделирования сети энергоснабжения оборудования многофункциональной системы безопасности угольной шахты // Имитационное моделирование. Теория и практика: Труды 9-й Всерос. научно-практической конф. по имитационному моделированию и его применению в науке и промышленности. – Екатеринбург, 16–18 октября 2019. – Екатеринбург: Урал. гос. пед. ун-т., 2019. – С. 327–332.
7. Давыдов В.В. Шахтная беспроводная связь // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2010. – № 11. – С. 221–229.
8. Ваганов В.С., Урусов Л. В. Анализ способов организации сетей передачи данных для построения современных МФСБ в угольных шахтах // научно-технический журнал ВЕСТНИК. – 2016. – № 3. – С. 72–81.
9. Designing of optimal power supply networks for the equipment of multifunctional safety systems / A. Kalney, D. Migov, T. Nasibullina, A. Rodionov, K. Tkachev, G. Toktoshov // Optimization Problems of complex systems: Proc. of the IEEE 15th Int. Asian School-Seminar. – Novosibirsk, Russia, 2019. – P. 187–191.
10. A network communication frequency routing protocol of coal mine safety monitoring system based on wireless narrowband data communication network / Zhang Jin, Chen Min, Liu YaHui, Yao Pingjian // Mobile Information Systems. – 2022. – P. 1–8.

11. Migov D., Yurgenson A. On optimal connection of base stations of wireless communication network to power supply centers in a mine // Proc. of the IEEE 2022 Int. Multi-Conf. on Engineering, Computer and Information Sciences (SIBIRCON). – Novosibirsk, Russia, 2022. – P. 980–983.
12. Zheng X., Wang B., Zhao J. High-precision positioning of mine personnel based on wireless pulse technology // PLoS One. – 2019. – Vol. 14 (7). – P. 1–25.
13. Baoye Song, Huimin Miao, Lin Xu. Path planning for coal mine robot via improved ant colony optimization algorithm // Systems Science & Control Engineering. – 2021. – Vol. 9:1. – P. 283–289.
14. Gao Yongxin, Dai Zhonglin, Yuan Jing. A multiobjective hybrid optimization algorithm for path planning of coal mine patrol robot // Computational Intelligence and Neuroscience. – 2022. – P. 1–10.
15. Jia-Chang Xu, You-Rui Huang. Path planning of robot in coal mine using genetic membrane algorithms // Proc. of the 2nd International Conference on Information Technologies and Electrical Engineering (ICITEE-2019). – New York, NY, USA, Association for Computing Machinery, 2019. – Article 137. – P. 1–5.
16. Popkov V.K. On modeling city traffic systems with hypernetworks // Automation and Remote Contr. – 2011. – Vol. 72. – № 6. – P. 1309–1318.
17. Токтошов Г.Ы., Юргенсон А.Н., Мигов Д.А. Оптимизация маршрутов прокладки магистрального трубопровода для транспортировки георесурсов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 6. – С. 41–49. DOI: 10.18799/24131830/2019/6/2124
18. Токтошов Г.Ы. Методология выбора трасс для прокладки сетей и коммуникаций // Вестник СибГУТИ. – 2022. – Т. 1. – № 1. – С. 97–107.
19. Melamed I.I., Sergeev S.I., Sigal I.Kh. The traveling salesman problem. Approximate algorithms // Autom. Remote Control. – 1989. – Vol. 50:11. – P. 1459–1479.
20. Костюк Ю.Л. Задача коммивояжера: приближенный алгоритм по методу ветвей и границ с гарантированной точностью // ПДМ. – 2019. – № 45. – С. 104–112.
21. Ипатов А.В. Модифицированный метод имитации отжига в задаче маршрутизации транспорта // Труды ИММ УрОПАН. – 2011. – № 4. – Вып. 17. – С. 121–125.
22. Hamza A., Darwish A.H., Rihawi O. A new local search for the bees algorithm to optimize multiple traveling salesman problem // Intelligent Systems with Applications. – 2023. – Vol. 18. – 200242
23. Necula R., Breaban M., Raschip M. Tackling the Bi-criteria facet of multiple traveling salesman problem with ant colony systems // 2015 IEEE 27th International Conference on Tools with Artificial Intelligence (ICTAI), IEEE. – Italy, 2015. – P. 873–880.
24. Assaf M., Ndiaye M. Multi travelling salesman problem formulation // 2017 4th International Conference on Industrial Engineering and Applications (ICIEA), IEEE. – Cambodia, 2017. – P. 292–295.

Информация об авторах

Денис Александрович Мигов, кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник Института вычислительной математики и математической геофизики СО РАН, Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Лаврентьева, 6. mdinka@rav.sccc.ru, <https://orcid.org/0000-0003-3386-4641>

Анастасия Николаевна Юргенсон, кандидат физико-математических наук, научный сотрудник Института вычислительной математики и математической геофизики СО РАН, Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Лаврентьева, 6. nastya@rav.sccc.ru, <https://orcid.org/0009-0009-3743-1393>

Поступила в редакцию: 13.02.2024

Поступила после рецензирования: 11.04.2024

Принята к публикации: 28.11.2024

REFERENCES

1. Vaganov V.S. Safety rules in coal mines – development of multifunctional safety systems. *Mining industry*, 2017, no. 2 (132), pp. 77–83. (In Russ.)
2. Shpenst V.A. Integration of telecommunication and electrical systems in mines and underground structures. *Zapiski Gornogo instituta*, 2019, vol. 235, pp. 78–87. (In Russ.)
3. Shkrabets F.P. Electric supply of underground consumers of deep energy-intensive mines. *Mining Science and Technology*, 2017, vol. 3, pp. 25–46. (In Russ.)
4. Shatunova N.A., Shpenst V.A. Algorithm for selecting the location of elements of wireless control systems for electrical complexes of underground mining machines. *Mining Industry*, 2016, no. 3 (127), pp. 84–85. (In Russ.)
5. Vaganov V.S., Goffart T.V., Dubkov I.S. Multiservice computer networks in coal mines. Features of implementation and development. *Bulletin of the scientific center for the safety of work in the coal industry*, 2018, no. 3, pp. 56–69. (In Russ.)
6. Nasibullina T.V., Migov D.A. Practical aspects of modeling the power supply network for equipment of a multifunctional security system of a coal mine. *Proceedings of the 9th All-Russia. Scientific and Practical Conf. on simulation modeling and its application in science and industry. Simulation modeling. Theory and Practice*. October 16–18, 2019. Yekaterinburg, Ural State Pedagogical University Publ., 2019. pp. 327–332. (In Russ.)
7. Davydov V.V. Mining wireless communication. *Mining information and analytical bulletin*, 2010, no. 11, pp. 221–229. (In Russ.)
8. Vaganov V.S. Urusov L. V. Analysis of methods of organizing data transmission networks to build modern MFSB in coal mines. *Scientific and technical journal VESTNIK*, 2016, no. 3, pp. 72–81. (In Russ.)

9. Kalney A., Migov D., Nasibullina T., Rodionov A., Tkachev K., and Toktoshov G. Designing of optimal power supply networks for the equipment of multifunctional safety systems. *Proc. of the IEEE 15th Int. Asian School-Seminar. Optimization Problems of complex systems*. Novosibirsk, Russia, 2019. pp. 187–191.
10. Zhang Jin, Chen Min, Liu YaHui, Yao Pingjian. A network communication frequency routing protocol of coal mine safety monitoring system based on wireless narrowband data communication network. *Mobile Information Systems*, 2022, pp. 1–8.
11. Migov D., Yurgenson A. On optimal connection of base stations of wireless communication network to power supply centers in a mine. *Proc. of the IEEE 2022 Int. Multi-Conf. on Engineering, Computer and Information Sciences (SIBIRCON)*. Novosibirsk, Russia, 2022. pp. 980–983.
12. Zheng X., Wang B., Zhao J. High-precision positioning of mine personnel based on wireless pulse technology. *PLoS One*, 2019, vol. 14 (7), pp. 1–25.
13. Baoye Song, Huimin Miao, Lin Xu. Path planning for coal mine robot via improved ant colony optimization algorithm. *Systems Science & Control Engineering*, 2021, vol. 9:1, pp. 283–289.
14. Gao Yongxin, Dai Zhonglin, Yuan Jing. A multiobjective hybrid optimization algorithm for path planning of coal mine patrol robot. *Computational Intelligence and Neuroscience*, 2022, pp. 1–10.
15. Jia-Chang Xu, You-Rui Huang. Path planning of robot in coal mine using genetic membrane algorithms. *Proc. of the 2nd International Conference on Information Technologies and Electrical Engineering (ICITEE-2019)*. New York, NY, USA, Association for Computing Machinery, 2019. Article 137, pp. 1–5.
16. Popkov V.K. On modeling city traffic systems with hypernetworks. *Automation and Remote Contr*, 2011, vol. 72, no. 6, pp. 1309–1318.
17. Toktoshov G.Y., Yrgenson A.N., Migov D.A. Optimization of routes for laying trunk pipeline to transport georesources. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 6, pp. 41–49. (In Russ.)
18. Toktoshov G.Y. The route choosing methodology for networks and communications laying. *The Herald of the Siberian State University of Telecommunications and Information Science*, 2022, vol. 1, no. 1, pp. 97–107. (In Russ.)
19. Melamed I.I., Sergeev S.I., Sigal I.Kh. The traveling salesman problem. Approximate algorithms. *Autom. Remote Control*, 1989, vol. 50:11, pp. 1459–1479.
20. Kostyuk Yu.L. The traveling salesman problem: approximate algorithm by branch-and-bound method with guaranteed precision. *Prikladnaya Diskretnaya Matematika*, 2019, no. 45, pp. 104–112. (In Russ.)
21. Ipatov A.V. Enhanced simulated annealing in the vehicle routing problem. *Trudy IMM UrORAN*, 2011, no. 4, vol. 17, pp. 121–125. (In Russ.)
22. Hamza A., Darwish A.H., Rihawi O. A new local search for the bees algorithm to optimize multiple traveling salesman problem. *Intelligent Systems with Applications*, 2023, vol. 18, 200242.
23. Necula R., Breaban M., Raschip M. Tackling the Bi-criteria facet of multiple traveling salesman problem with ant colony systems. *2015 IEEE 27th International Conference on Tools with Artificial Intelligence (ICTAI)*, IEEE. Italy, 2015. pp. 873–880.
24. Assaf M., Ndiaye M. Multi travelling salesman problem formulation. *2017 4th International Conference on Industrial Engineering and Applications (ICIEA)*, IEEE. Cambodia, 2017. pp. 292–295.

Information about the authors

Denis A. Migov, Cand. Sc., Senior Researcher, Institute of Computational Mathematics and Mathematical Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 6, Academic Lavrentiev avenue, Novosibirsk, 630090, Russian Federation. mdinka@rav.sccc.ru, <https://orcid.org/0000-0003-3386-4641>

Anastaiya N. Yurgenson, Cand. Sc., Researcher, Institute of Computational Mathematics and Mathematical Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 6, Academic Lavrentiev avenue, Novosibirsk, 630090, Russian Federation. nastya@rav.sccc.ru, <https://orcid.org/0009-0009-3743-1393>

Received: 13.02.2024

Revised: 11.04.2024

Accepted: 28.11.2024

УДК 622.276.8:621.1(571.51)
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4864
Шифр специальности ВАК: 2.6.13

Определение потенциала энергоэффективности установки подготовки и стабилизации нефти на промысле

Л.М. Ульев¹✉, М.Н. Чернышов^{1,2}

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

² АО «ТомскНИПИнефть», Россия, г. Томск

✉ ulyevlm@tpu.ru

Аннотация. *Актуальность* данного исследования определяется стремлением к увеличению энергоэффективности промышленных предприятий и уменьшению выбросов парниковых газов от их деятельности. Снижение удельного энергопотребления на крупных нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводах не ново и достаточно широко используется. Этим направлениям посвящены десятки монографий и тысячи статей. Но следует учесть, что в нефтеперерабатывающей отрасли вся сырая нефть, даже та, которая не попадает на нефтеперерабатывающие заводы, обязательно проходит через установки подготовки и стабилизации нефти на промыслах. Поэтому для создания энергоэффективных и экологически безопасных процессов всей цепи переработки нефти необходимо повышать энергоэффективность установок подготовки и стабилизации нефти, расположенных на промыслах. Исследовательских работ по теплоэнергетической интеграции установок подготовки и стабилизации нефти крайне мало. **Цель:** определение целевых проектных и энергетических значений для энергоэффективного проекта реконструкции системы теплообмена обследуемой установки подготовки и стабилизации нефти и определение ее потенциала энергоэффективности. **Методы.** Для определения целевых значений проекта энергоэффективной реконструкции применяются методы пинч-анализа. Математическое моделирование процессов теплообмена системы теплообмена и экономический анализ выполнялись с помощью программного обеспечения Pinch 2.02, для создания имитационной инженерной модели установки подготовки и стабилизации нефти использовался пакет программного обеспечения Aspen HYSYS. **Результаты.** При определении целевых значений проекта реконструкции системы теплообмена были учтены стоимость энергии и теплообменного оборудования, стоимость коллекторов для расщепления технологических потоков, а также технические ограничения на размещение секций теплообменных аппаратов. Включение топливного газа в потоковую таблицу процесса позволило эволюционировать определение целевых параметров проекта оптимальной системы теплообмена установки. В процессе эволюции целевых значений был определен потенциал энергоэффективности обследуемой установки подготовки и стабилизации нефти, который показывает возможность снижения удельного энергопотребления на 77 %. При внедрении проекта реконструкции системы теплообмена и достижении целевых параметров будут получены следующие экономические результаты: IRR=42 %, NPV=7425780 долл. США, DPP≈4 года. Также эмиссия CO₂ может быть уменьшена на 30 тысяч т в год. Следует отметить, что эволюция целеуказания и все целевые значения для проекта реконструкции получены еще до выполнения самого проекта системы теплообмена установки подготовки и стабилизации нефти.

Ключевые слова: подготовка и стабилизация нефти, энергоэффективность, пинч-анализ, составные кривые, точная диаграмма, система теплообмена, потоковая таблица, целевые значения

Для цитирования: Ульев Л.М., Чернышов М.Н. Определение потенциала энергоэффективности установки подготовки и стабилизации нефти на промысле // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 1. – С. 169–182. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4864

UDC 622.276.8:621.1(571.51)
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4864

Energy efficiency potential determination for an oil treatment and stabilization unit at the field

L.M. Ulyev^{1✉}, M.N. Chernyshov^{1,2}

¹ National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

² AO «TomskNIPIneft», Tomsk, Russian Federation

✉ ulyevlm@tpu.ru

Abstract. *Relevance.* The desire to increase the energy efficiency of industrial enterprises and reduce greenhouse gas emissions from their activities. Reducing specific energy consumption at large oil refineries and petrochemical plants is not new and is quite widely used. Dozens of monographs and thousands of articles are devoted to these areas. But it should be taken into account that in the oil refining industry, all crude oil, even that which does not reach the refinery, necessarily passes through oil preparation and stabilization units at the fields. Therefore, in order to create energy-efficient and environmentally friendly processes throughout the entire oil refining chain, it is necessary to increase the energy efficiency of the oil preparation and stabilization units located at the fields. There are very few research works on thermal energy integration of oil preparation and stabilization units. ***Aim.*** Determination of target design and energy values for an energy-efficient retrofit project of the heat exchange network for the surveyed oil preparation and stabilization units and of its energy efficiency potential. ***Methods.*** Pinch analysis methods are used to determine the target values of an energy-efficient retrofit project. Mathematical modeling of heat exchange processes in the heat exchange network and economic analysis were performed using the Pinch 2.02 software; the Aspen HYSYS software package was used to create a simulation engineering model of the oil preparation and stabilization units. ***Results.*** When determining the target values of the heat exchange network retrofit project, the cost of energy and heat exchange equipment, the cost of collectors for splitting process streams, and technical restrictions on the placement of heat exchanger sections were taken into account. The inclusion of fuel gas in the process stream table has allowed the definition of target parameters for the optimal unit heat exchange network design to evolve. In the process of evolution of target values, the energy efficiency potential of the surveyed oil preparation and stabilization units was determined, which shows the possibility of reducing specific energy consumption by 77%. Upon implementation of the heat exchange network retrofit project and achievement of target parameters, the following economic results will be obtained: IRR=42%, NPV=7425780 USD, DPP≈4 years. Also, CO₂ emissions can be reduced by 30 thousand tons per year. It should be noted that the evolution of target designation and all target values for the reconstruction project were obtained before the implementation of the heat exchange network oil preparation and stabilization units project itself.

Keywords: oil preparation and stabilization, energy efficiency, pinch-analysis, composite curves, grid diagram, heat exchange network, stream table, target value

For citation: Ulyev L.M., Chernyshov M.N. Energy efficiency potential determination for an oil treatment and stabilization unit at the field. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 1, pp. 169–182. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4864

Введение

Человечество существует и развивается в мире ограниченных резервов ископаемого топлива и постоянно растущей угрозы изменения климата вследствие переработки углеводородного сырья для получения высококачественной энергии. Поэтому для устойчивого развития общества необходимо стремиться к снижению удельного энергопотребления в промышленности, в транспорте и в коммунальном хозяйстве. Но пока углеводородное сырье во всех этих сферах деятельности человека является преобладающим. Поэтому ключевой

ролью в сокращении выбросов CO₂ в сценарии с нулевыми выбросами является повышение энергоэффективности в промышленности [1].

Пути и методы повышения энергоэффективности и снижения техногенной нагрузки известны уже четыре десятилетия. Прежде всего, это методы теплоэнергетической интеграции процессов, которые позволяют значительно увеличить мощность рекуперации тепловой энергии на промышленных предприятиях нефтеперерабатывающей и нефтехимической отрасли. К теплоэнергетической интеграции относятся системные и обобщающие методы

проектирования экономически оптимальных систем теплообмена (СТО), в основе которых лежат методы системного анализа, термодинамики и математического моделирования, оптимизации. В настоящее время есть ряд подходов к синтезу оптимальных СТО, к ним относятся: эвристические, алгоритмические и термодинамические. К последним можно отнести и пинч-анализ, который в последнее время рассматривается как пинч-методология [2], где вместо множества уравнений или сложных компьютерных моделей используются простые термодинамические методы, позволяющие исследователям ясно увидеть, где и почему в химико-технологических процессах потребляется излишняя энергия, и показывающие как это исправить. Если раньше СТО в основном проектировались с помощью эвристических методов, которые не давали оптимальных решений, то пинч-анализ, формализовав процедуру проектирования СТО, превратил искусство проектирования в строгое научное направление.

Для добычи и переработки нефти применяются различные процессы, причем многие из них характеризуются значительным энергопотреблением при низкой энергоэффективности. В то же время одним из направлений повышения конкурентоспособности и рентабельности предприятия является повышение его энергоэффективности. Поэтому поиск и синтез системных технологических решений снижения удельного энергопотребления в этих областях промышленности является актуальной задачей.

До сих пор основное внимание при создании энергоэффективных методов переработки ископаемых углеводородов уделялось нефте- и газоперерабатывающим установкам в пределах нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) и газоперерабатывающих заводов (ГПЗ) [3].

Для повышения энергоэффективности и снижения выбросов парниковых газов правильно было бы рассматривать весь жизненный цикл переработки углеводородного сырья, начиная от его добычи и заканчивая потреблением товарных продуктов и утилизацией.

Пинч-анализ является одним из наиболее распространенных методов повышения энергоэффективности перерабатывающих предприятий [4]. Методы интеграции процессов получили широкое использование на предприятиях нефте- и газопереработки и в других перерабатывающих отраслях промышленности.

В работе [5] с целью перехода к низкоуглеродной энергетике рассматривается оптимальная пинч-интеграция теплового насоса в промышленные теплоэнергетические системы. В работе [6] разработано расширение пинч-анализа для планирова-

ния продажи углеродных квот в условиях временных ограничений, что должно привести к более точному прогнозированию прибыли промышленных предприятий за счет интеграции процессов. В исследовании [7] предлагается тепловая интеграция ректификационных колонн за счет использования теплового насоса с рекомпрессией пара. Эффективность данного подхода также подтверждается в работе [8], где использование теплового насоса приводит к снижению энергопотребления в процессе экстракционной перегонки.

Использование пинч-анализа позволило на установке разделения легких углеводородов снизить энергопотребление на 52 % [9]. А в работе [10] авторы показали возможность получения прибыли ~3 млн долл. США в год при тепловой интеграции процесса ректификации на установке первичной переработки нефти мощностью ~7 млн т сырой нефти в год.

В исследовании [11] приведены результаты применения пинч-анализа на малазийских нефтеперерабатывающих заводах. Показана возможность снижения удельного энергопотребления в интервале 41–47 %. Далее авторы, используя концепцию Плюс/Минус принципа пинч-анализа [12], показывают возможность эволюции СТО с дальнейшим уменьшением удельного энергопотребления в рассмотренных процессах.

В работе [13] предложен проект модернизации СТО ГПЗ с использованием методов пинч-анализа в Тайланде, который ведет к снижению операционных затрат на 6,3 %. В работе [14] рассмотрена интеграция процесса первичной переработки нефти. Предложено три проекта пинч-реконструкции СТО установки. А затем с помощью эксергоэкономического анализа один из них отклонен.

В работе [15] проведен пинч-анализ установки вакуумной перегонки мазута, в результате чего удалось повысить КПД печи с 80 до 84 % при выборе минимальной движущей силы теплообмена исходя из возможности предлагаемого теплообменного оборудования. В работе [16] исследуется пороговая задача повышения энергоэффективности технологической печи НПЗ. В таких задачах использование пинч-анализа не обязательно и приоритет получает эксергетический метод оптимизации. В работе [17] для повышения энергоэффективности рассмотрены четыре метода: пинч-анализ, энтропийный анализ, эксергетический анализ и энтрантный анализ.

В работе [18] предложен метод, основанный на пинч-анализе, для оптимизации систем теплообмена в условиях климатических изменений. Авторы [19] предложили эвристический алгоритм улучшения СТО в процессе ее эволюции за счет повышения эффективности уже установленных теплооб-

менников, но хорошо известно, что интеграция СТО с существующими теплообменными аппаратами дает на порядок большую прибыль, чем повышение эффективности каждого теплообменника в отдельности [12]. Авторы работы [20] для уменьшения удельного энергопотребления предложили метод мостового анализа – одну из последних модификаций пинч-анализа, которая в [21] используется для интеграции тепловых насосов в гальванические процессы.

В работе [22] для построения оптимальной СТО используется Aspen Energy Analyser. Было рассмотрено несколько вариантов, но данное ПО ограничено в выборе целеуказаний. В работе [23] предложен уточненный метод определения целеуказаний при выполнении пинч-реконструкции СТО промышленных предприятий. Метод основан на упрощении топологии системы теплообмена за счет разрыва петель [12], образованных технологическими потоками и теплообменными аппаратами. Но в работе [23] не учтена стоимость расщепления технологических потоков и их смещения. Авторы [23] утверждают, основываясь на численных экспериментах, что отклонение целевой приведенной стоимости проекта СТО от реальной приведенной стоимости, не должно превышать 10 %. В статье [24] оптимизируется энергопотребление на промышленном заводе по производству этиленгликоля. Пинч-анализ используется для определения минимальной нагрузки на утилиты. Для целеуказания используется каскадный метод. Но данный метод не позволяет определить мощность рекуперации тепловой энергии с СТО.

А в работе [25] представлен уточненный метод определения целевых значений в пинч-анализе, включающий учет стоимости коллекторов технологических потоков для различных топологий систем рекуперативного теплообмена на примере производства оксида этилена, который используется в настоящей работе. Работа [26] посвящена анализу устойчивости энергоэффективных СТО при нечетко заданных параметрах технологических потоков, участвующих в теплообмене, и идеи начала исследования устойчивость работы СТО еще на стадии целеуказания. В работе [27] авторы говорят о необходимости на стадии целеуказания определять не только конструкторские и технологические параметры, но и целевые экономические параметры СТО.

В работе [28] представлен основанный на пинч-анализе, удобный для проектирования метод синтеза сети СТО, призванный облегчить работу в процессе по выбору оптимальной СТО с учетом дополнительных аспектов промышленного дизайна. Новый метод вместо создания одной СТО генерирует список всех возможных СТО, ранжированных по совокупным годовым затратам.

Изначально методы пинч-анализа применялись к задачам большого масштаба, т. е. промышленным установкам с большим количеством технологических потоков, системы рекуперативного теплообмена которых состояли из десятков и сотен теплообменных аппаратов [29]. Авторы этой работы создали новую систему оптимизации для эффективного решения крупномасштабных задач синтеза СТО для получения почти глобальных оптимальных решений, одновременно учитывая и их временные затраты. Предложенная новая система оптимизации демонстрирует эффективность и применимость для решения крупномасштабных задач синтеза СТО. Но методы пинч-анализа полезны и для более простых предприятий, где сложные системы теплообмена не нужны. Именно к таким предприятиям относятся установки подготовки и стабилизации нефти на промыслах (УПСН).

Повышение энергоэффективности на УПСН практически не рассматривалось, существуют единичные статьи в этом направлении. Например, авторы исследования [30] представили результаты пинч-анализа для УПСН с ректификационным способом стабилизации нефти. Поэтому данная проблема является актуальной для нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, где зачастую товарный продукт используется в качестве топлива для обеспечения тепловой и электрической энергией как самого месторождения, так и УПСН. Установка, рассмотренная в настоящей работе, кардинальным образом отличается от установки, рассмотренной в работе [30], как по составу оборудования и производительности, так и по условиям эксплуатации. А сам процесс стабилизации нефти на этой установке основан на методе сепарации.

Извлекаемая на нефтяных промыслах нефтесодержащая пластовая жидкость имеет сложный состав. Она содержит: нефть, попутный нефтяной газ, пластовые воды, буровой раствор, различные механические включения. Такую смесь нерентабельно транспортировать по магистральным нефтепроводам. Поэтому непосредственно на промыслах сооружаются и эксплуатируются специальные установки подготовки и стабилизации нефти. На данных установках осуществляются процессы дегазации, обезвоживания, обессоливания и стабилизации добытого сырья, а эти процессы, как и большинство процессов в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, являются одними из наиболее энергоемких процессов среди всех производств.

Описание процесса

В данной работе оптимизирована СТО УПСН мощностью по сырью ~4 млн т/год. Установка состоит из блока электродегидраторов, системы сепараторов, системы теплообмена, включающей теплообменники

различных типов и путевые подогреватели, несколько насосных станций и факельную систему (рис. 1).

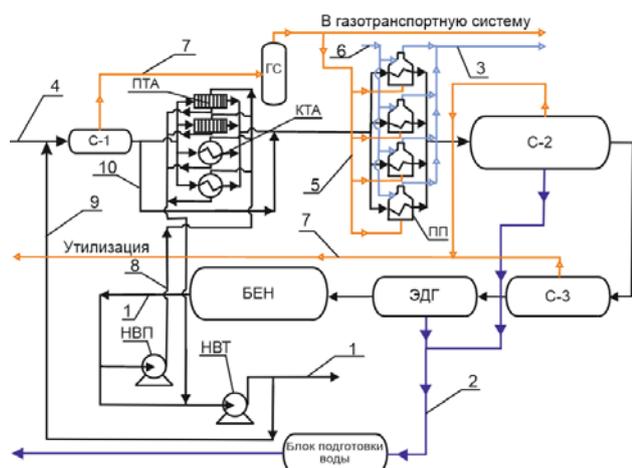


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема УПСН: 1 – поток товарной нефти; 2 – поток подтоварной воды; 3 – поток отходящих дымовых газов; 4 – поток сырой нефти; 5 – поток топливного газа; 6 – поток воздуха на горение; 7 – поток попутного нефтяного газа; 8 – поток части товарной нефти; 9 – рецикл товарной нефти на смешение с сырой нефтью; 10 – байпас сырой нефти в обход системы рекуперативного теплообмена; С-1 – сепараторы первой ступени; ПТА – пластинчатый теплообменный аппарат; КТА – кожухотрубчатый теплообменный аппарат; ГС – газовый сепаратор; ПП – путевой подогреватель; С-2 – сепараторы второй ступени; С-3 – сепараторы третьей ступени; ЭДГ – электродегидратор; БЕН – буферная емкость нефти; НВП – насос внутренней перекачки; НВТ – насос внешнего транспорта

Fig. 1. Basic process flowsheet diagram of the oil treatment and stabilization unit (OTSU): 1 – commercial oil flow; 2 – bottom water flow; 3 – exhaust gas flow; 4 – crude oil flow; 5 – flue gas flow; 6 – combustion air flow; 7 – associated petroleum gas (APG) flow; 8 – flow of part of the commercial oil through the recuperative heat exchange system; 9 – commercial oil recycle for mixing with crude oil; 10 – bypass of crude oil; С-1 – first stage separators; ПТА – plate heat exchanger; КТА – shell and tube heat exchanger; ГС – gas separator; ПП – line heater; С-2 – second stage separators; С-3 – third stage separators; ЭДГ – electric dehydrator; БЕН – oil buffer tank; НВП – internal pumping station; НВТ – external transport pumping station

Поток сырой нефти – 4 из центрального сборного пункта нефтепромысла подается в сепаратор, в котором происходит отделение основной части попутного нефтяного газа (ПНГ). Далее ПНГ направляется в сепаратор и оттуда часть его отбирается для сжигания в топках ПП. Остальной газ отводится в газораспределительную систему. После сепаратора сырая нефть четырьмя потоками проходит через

два ПТА и два КТА. Пропускной способности системы рекуперативного теплообмена не хватает для нагрева всего потока сырой нефти, поэтому часть потока проходит через байпас. Далее нефть направляется четырьмя параллельными потоками в ПП. В камеры горения ПП подается ПНГ – 5 и воздух на горение – 6. Топливный газ и воздух в настоящее время не подогреваются. Отходящие газы горения – 3 отводятся прямо в атмосферу. Подогретая нефть направляется в систему сепараторов, из которой попутный нефтяной газ направляется на утилизацию на факельной установке, а вода – 2 – в емкости установки водоподготовки. Нефть после сепараторов заходит в систему электродегидраторов, где происходит ее обессоливание и окончательное обезвоживание. Вода – 2 после электродегидраторов подается в резервуары системы водоподготовки. Обессоленная и обезвоженная нефть после ЭДГ подается в буферную емкость, откуда товарная нефть – 1 выводится с установки. Часть потока товарной нефти насосами НВП прокачивается через систему рекуперативного теплообмена, в которой он нагревает поток сырой нефти. Затем еще часть потока нагретой товарной нефти после насосов НВТ подается в сырую нефть, поступающую на установку для улучшения ее дегазации в сепараторе перед системой рекуперативного теплообмена. Понятно, что часть потока товарной нефти для острого смешения в теплообмене практически не участвует, поскольку приходит на смешение с температурой нефти после ПП. Поэтому данный поток не включается в теплоэнергетическую интеграцию.

Экстракция потоковых данных

Для проведения теплоэнергетической интеграции УПСН были определены начальные и конечные температуры всех технологических потоков на установке и значения их материальных расходов. От центральной заводской лаборатории получены значения теплофизических параметров всех потоков, выполнена разгонка товарной нефти (рис. 2) и получен компонентный состав ПНГ (табл. 1). Эти значения использовались для определения теплотворной способности ПНГ и для проверки материального и теплового баланса УПСН.

На основе полученных данных построена имитационная модель обследуемой установки (рис. 3), с помощью которой уточнены технологические параметры потоков установки, что позволило выбрать технологические потоки для их включения в теплоэнергетическую интеграцию. Этими потоками являются: поток товарной нефти, горячий поток – 1; поток подтоварной воды, горячий поток – 2; поток отходящих дымовых газов, горячий поток – 3; поток сырой нефти, холодный поток – 4; поток топочного газа, холодный поток – 5; поток воздуха на горение, холодный поток – 6 (рис. 1).

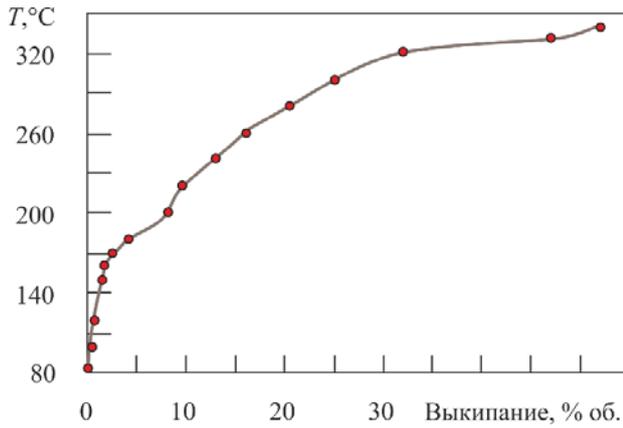


Рис. 2. Фракционный состав товарной нефти
 Fig. 2. Fractional composition of commercial oil

Таблица 1. Компонентный состав ПНГ
 Table 1. APG component composition

Компонент Component	мол. % mol. %
Кислород/Оxygen	0,038
Двуокись углерода/Carbon dioxide	0,041
Азот/Nitrogen	0,352
Метан/Methane	85,51
Этан/Ethane	3,65
Пропан/Propane	3,34
изо-Бутан/iso-Butane	1,56
н-Бутан/n-Butane	1,67
изо-Пентан/iso-Pentane	1,25
н-Пентан/n-Pentane	1,67
Гексаны/Hexanes	0,63
C7 +	0,289

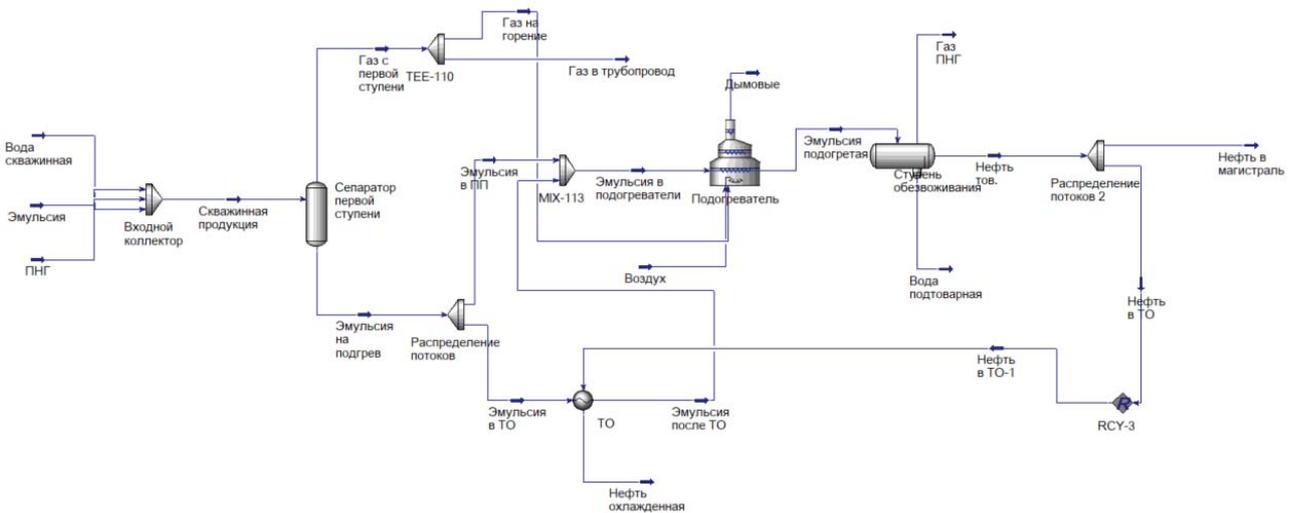


Рис. 3. Цифровая имитация процесса для существующей технологической схемы УПЧ
 Fig. 3. Digital process simulation for the existing OPSU flowsheet

Таблица 2. Поточная таблица СТО УПЧ

Table 2. Stream table for heat exchange network (HEN) OPSU

№ потока stream no.	Поток Stream	Тип Type	$T_s, ^\circ\text{C}$	$T_t, ^\circ\text{C}$	$G, \text{т/ч}$ t/y	$C, \text{кДж}/(\text{кг}\cdot^\circ\text{C})$ kJ/(kg·°C)	$CP, \text{кВт}/^\circ\text{C}$ kW/°C	$\alpha, \text{кВт}/\text{м}^2\cdot^\circ\text{C}$ kW/m ² ·°C	$\Delta H, \text{кВт}/\text{кВт}$ kW/kW
1	Товарная нефть/Commercial oil	гор hot	46,3	10	244,7	2,052	139,5	0,3	5063,1
2	Подтоварная вода/Bottom water		44,4	11	228,8	4,317	274,0	0,8	8877,9
3	Дымовые газы/Exhaust gases		326,7	150	3,3	1,101	1,01	0,02	178,3
4	Сырая нефть/Crude oil	хол col	12,6	46,3	508,2	3,00	423,5	0,8	14272,0
5	Топливный газ/Flue gas		5	900	0,9	3,5	0,88	0,02	787,6
6	Воздух на горение/Combustion air		5	900	7,4	0,999	2,1	0,02	1879,5

Используя полученные данные и характерные коэффициенты теплоотдачи α для технологических потоков установки [31] была составлена потоковая таблица (табл. 2), которая является цифровым образом СТО установки.

Измерения в рекуперативной СТО показали, что температура за объединяющим коллектором потоков сырой нефти после теплообменников составляет порядка 13,6 °С, а расход подогретой нефти ~9,84 т/ч.

Определение потенциала энергоэффективности рассматриваемой УПСН

С помощью принципиальной технологической схемы УПСН (рис. 1), потоковой табл. 2, выполненных измерений, анализа мнемосхем и построения имитационной модели УПСН была синтезирована сеточная диаграмма существующей СТО установки (рис. 4). С помощью сеточной диаграммы существующей СТО легко вычислить мощность рекуперации тепловой энергии, поскольку известно изменение температуры потока сырой нефти, проходящего через теплообменные аппараты, $\sim 32,7^\circ\text{C}$, а потоковая теплоемкость этого потока равна $\sim 9,84 \cdot 3600 / 3,00 = 8,2 \text{ кВт}/^\circ\text{C}$, и тогда $Q_{\text{Rec}} = 32,7 \cdot 8,2 = 268 \text{ кВт}$.

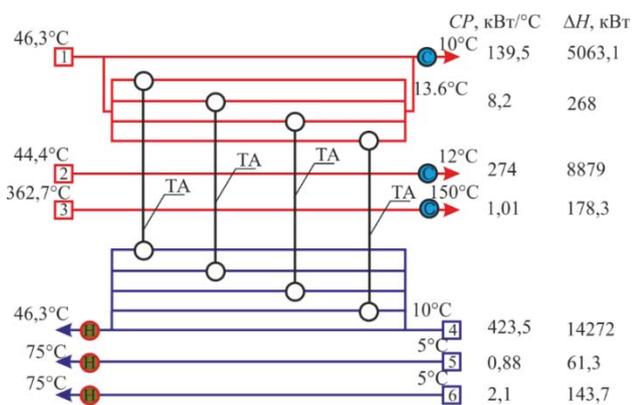


Рис. 4. Сеточная диаграмма для существующей СТО: С – холодная утилиты, Н – горячая утилиты, ТА – теплообменный аппарат

Fig. 4. Grid diagram for an existing HEN: C – cold utility, H – hot utility, TA – heat exchanger

С помощью потоковых данных (табл. 1) и программы Pinch 2.02 [32] построены составные кривые технологических потоков УПСН, включенных в теплоэнергетическую интеграцию так, чтобы энтальпийный интервал перекрытия горячей и холодной составных кривых по оси потоковых энтальпий был равен 268 кВт (рис. 5). Составные кривые можно перемещать относительно друг друга только параллельно оси потоковых энтальпий, т. к. начальные и конечные температуры технологических потоков неизменны и заданы регламентом процесса. Проекция холодной составной кривой на ось потоковых энтальпий показывает значение мощности, которую необходимо подвести к процессу, чтобы он был выполнен $\Delta H_{\text{ColdC}} = 18046 \text{ кВт}$, а проекция горячей составной на ось потоковых энтальпий показывает значение мощности, которую необходимо отвести от горячих потоков $\Delta H_{\text{HotC}} = 14418 \text{ кВт}$. Интервал перекрытия составных кривых по оси потоковых энтальпий показывает мощность рекуперации тепловой энергии в

системе рекуперативного теплообмена установки. Эти же кривые показывают значения полезной мощности горячих утилит $Q_{\text{OHmin}} = 17778,0 \text{ кВт}$ и полезной мощности холодных утилит $Q_{\text{OCmin}} = 14150,0 \text{ кВт}$. Составные кривые для существующей СТО показывают минимальную разность температур между теплоносителями в системе теплообмена для вертикального теплообмена – $\Delta T_{\text{Omin}} = 36^\circ\text{C}$. Понятно, что при увеличении минимальной движущей силы теплообмена ΔT_{min} в СТО мощность рекуперации тепловой энергии будет уменьшаться, а значит, будет уменьшаться необходимая площадь и ее стоимость. А вот стоимость потребляемой энергии будет возрастать.

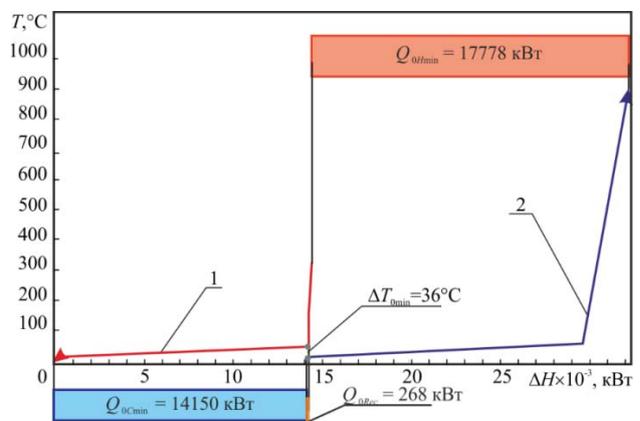


Рис. 5. Составные кривые существующей СТО УПСН: 1 – горячая составная кривая; 2 – холодная составная кривая; ΔT_{Omin} – минимальная разность температур между теплоносителями в теплообменном оборудовании в существующей СТО установки; Q_{OCmin} – мощность холодной утилиты; Q_{OHmin} – мощность горячей утилиты; Q_{ORec} – мощность рекуперации теплоты в СТО

Fig. 5. Composite curves of the existing HEN OPSU: 1 – hot composite curve; 2 – cold composite curve; ΔT_{Omin} – minimum temperature difference between the heat carriers in the heat exchange equipment in the existing HEN of the unit; Q_{OCmin} – power of the cold utility; Q_{OHmin} – power of the hot utility; Q_{ORec} – heat recuperation power in the HEN

Температура пинча горячих технологических потоков для исходной системы теплообмена равна $T_{\text{HP}} = 46^\circ\text{C}$ и $T_{\text{CP}} = 10^\circ\text{C}$ соответственно, что определяет локализацию области пинча [12]. Основные теплоэнергетические параметры для СТО с минимальной движущей силой теплообмена, равной $\Delta T_{\text{min}} = 36^\circ\text{C}$, представлены в табл. 3.

Тепловая интеграция УПСН требует определения энергетических и капитальных целей, которых необходимо достичь в процессе реконструкции. Основные параметры, влияющие на капитальные затраты СТО,

включают количество теплообменников, площадь поверхности теплообмена, тип теплообменников, стоимость установки теплообменника, а также количество расщепления и объединений технологических потоков (количество коллекторов) [25].

Таблица 3. Параметры СТО для $\Delta T_{min}=36\text{ }^{\circ}\text{C}$

Table 3. HEN parameters for $\Delta T_{min}=36\text{ }^{\circ}\text{C}$

Параметры СТО HEN parameters	Значение Value
Горячие утилиты, кВт/Hot utilities, kW	17778,0
Холодные утилиты, кВт/Cold utilities, kW	14150,0
Мощность рекуперации тепловой энергии, кВт Heat energy recuperation capacity, kW	268
Температура пинча горячих потоков, $^{\circ}\text{C}$ Hot streams pinch temperature, $^{\circ}\text{C}$	46
Температура пинча холодных потоков, $^{\circ}\text{C}$ Cold fstreams pinch temperature, $^{\circ}\text{C}$	10

По технологическим причинам при модернизации системы теплообмена могут быть использованы только КТА с индивидуальной установкой каждой секции теплообменного размещения, поэтому стоимость установленного теплообменного аппарата определяется выражением (1) [33]:

$$Cost_{T_m} = A \cdot \left[\frac{s}{s_{max}} \right] + B(S)^c, \quad (1)$$

где A – стоимость установки одной секции теплообменника; B – эквивалент стоимости 1 м^2 площади поверхности теплообмена; S_{max} – максимальная площадь поверхности теплообмена для одной секции теплообменного аппарата; c – показатель нелинейной зависимости стоимости, отражающий возможность размещения в одном корпусе теплообменного аппарата поверхности теплообмена разных размеров; $\left[\frac{s}{s_{max}} \right]$ – Айверсоновская функция потолка, возвращающая наименьшее целое число, большее или равное $\frac{s}{s_{max}}$. В данном случае фактические значения этих параметров составляют $A=40000$ долларов США; $B=1000$ долларов США; $S_{max}=250\text{ м}^2$; $c=0,87$.

Если удельную стоимость горячих и холодных утилит обозначить как C_H и C_C , зависимость общей дисконтированной стоимости проекта HEN от минимальной движущей силы теплообмена будет определяться по уравнению (2) [31]:

$$Cost_{HEN}(\Delta T_{min}) = \frac{i + (1 + i)^n}{(1 + i)^n + 1} \cdot$$

$$\left\{ \sum_{j=1}^{N_{ex}} \left[A_{exj} \cdot \left[\left(\frac{S_{NET}}{S_{max} \cdot N_{ex}} \right) \right] + B_{exj} \cdot \left(\frac{S_{NET}}{N_{ex}} \right)^c \right] \right\} + C_{sp} + N_{sp} \} + C_H \cdot Q_{Hmin} + C_C \cdot Q_{Cmin}, \quad (2)$$

где $N_{ex}=L-1$ – целевое количество теплообменников [4]; L – общее количество технологических потоков и утилит с учетом локализации пинча (L зависит от ΔT_{min}); i – процентная ставка; n – срок существования проекта (горизонт планирования); A_{exj} – стоимость установки j теплообменника; B_{exj} – удельная стоимость площади поверхности теплопередачи; c – показатель нелинейной зависимости стоимости поверхности теплопередачи; C_{sp} – стоимость коллекторов расщепления и смешивания технологических потоков; N_{sp} – количество расщеплений технологического потока (N_{sp} зависит от ΔT_{min}); C_H, C_C – годовая стоимость горячих и холодных утилит; S_{NET} – общая площадь поверхности теплообмена СТО (S_{NET} зависит от ΔT_{min}); Q_{Hmin}, Q_{Cmin} – тепловые нагрузки на горячие и холодные утилиты (Q_{Hmin}, Q_{Cmin} зависят от ΔT_{min}).

Чтобы синтезировать оптимальную СТО установки УПСН необходимо определить экономически оптимальное значение движущей силы теплообмена – ΔT_{minopt} . Для этого с помощью программы Pinch 2.02, потоковой табл. 1 и актуальных экономических и конструктивных значений $A=40000$ долл. США, $B=1000$ долл. США, $c, S_{max}, C_H=200$ долл. США, $C_C=20$ долл. США, $C_{sp}=40000$ долл. США, годовой процентной ставки $i=5\%$, горизонта планирования $n=10$ лет были построены стоимостные кривые для проекта реконструкции СТО УПСН [12] (рис. 6). Минимальное значение общей дисконтированной стоимости проекта наблюдается для значения $\Delta T_{min}=6\text{ }^{\circ}\text{C}$, т. е. это значение является оптимальной минимальной разностью температур между теплоносителями в СТО установки для существующего набора технологических параметров.

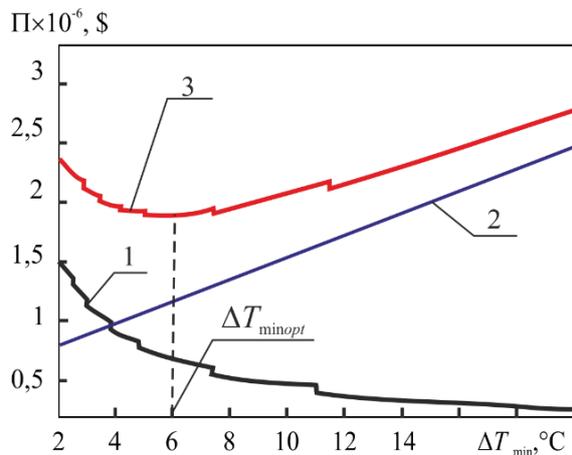


Рис. 6. Стоимостные кривые: 1 – дисконтированные капитальные затраты; 2 – операционные затраты (стоимость энергии); 3 – общая дисконтированная стоимость проекта реконструкции

Fig. 6. Cost curves: 1 – discounted capital costs; 2 – operating costs (cost of energy); 3 – total discounted cost of the retrofit project

Энергетические целевые значения и целевые значения для капитальных затрат определяются как компромисс между дисконтированными капитальными затратами и годовыми затратами на холодные и горячие утилиты, и он определяет соответствующее значение ΔT_{minopt} [4].

Прогнозируемая минимальная приведенная стоимость проекта реконструкции составляет $Cost_{min}=1898800$ долл. США, приведенная стоимость горячих утилит равна $Cost_{UHOT}=1167700$ долл. США, приведенная стоимость холодных утилит равна $Cost_{UCOL}=43842$ долл. США, прогнозируемая общая приведенная стоимость утилит равна $Cost_U=1211500$ долл. США, целевая площадь поверхности рекуперативного теплообмена в этом случае равна $S_{REC}=7373$ м², целевая площадь поверхности теплообмена для холодных утилит равна $S_{UCOL}=455$ м², а для горячих утилит – $S_{UHOT}=380$ м². Заметим, что в проекте реконструкции замена путей подогревателей на УПСН не предусмотрена, поскольку при реконструкции их нагрузка может быть только уменьшена, поэтому будет учитываться только стоимость их полезной тепловой нагрузки. И тогда в рассматриваемом случае совместная приведенная стоимость системы рекуперативного теплообмена и теплообменников системы охлаждения будет равна $Cost_{CTO}=670974$ долл. США. В дальнейшем СТО будет обозначать систему рекуперативного теплообмена и систему охлаждения УПСН.

Для определения целевых значений энергопотребления на обследуемой УПСН построим составные кривые для $\Delta T_{minopt}=6$ °С (рис. 7).

Построение составных кривых для $\Delta T_{min}=6$ °С позволило определить целевые энергетические значения проекта реконструкции. Полезная мощность горячих утилит составляет $Q_{Hmin}=5830$ кВт, холодных утилит – $Q_{Cmin}=2192$ кВт, мощность рекуперации тепловой энергии – $Q_{Rec}=12210$ кВт. Основные целевые параметры проекта реконструкции СТО УПСН приведены в табл. 4.

Таблица 4. Целевые энергетические значения для проекта реконструкции СТО УПСН для $\Delta T_{min}=6$ °С

Table 4. Energy target values for the HEN OPSU retrofit project for $\Delta T_{min}=6$ °С

Параметры СТО HEN parameters	Значение Value
Горячие утилиты, кВт/Hot utilities, kW	5380
Холодные утилиты, кВт/Cold utilities, kW	2192
Мощность рекуперации тепловой энергии, кВт Heat energy recuperation capacity, kW	12210
Температура пинча горячих потоков Hot streams pinch temperature, °С	16
Температура пинча холодных потоков Cold streams pinch temperature, °С	10
Сокращение удельного энергопотребления Reduction in specific energy consumption, %	70

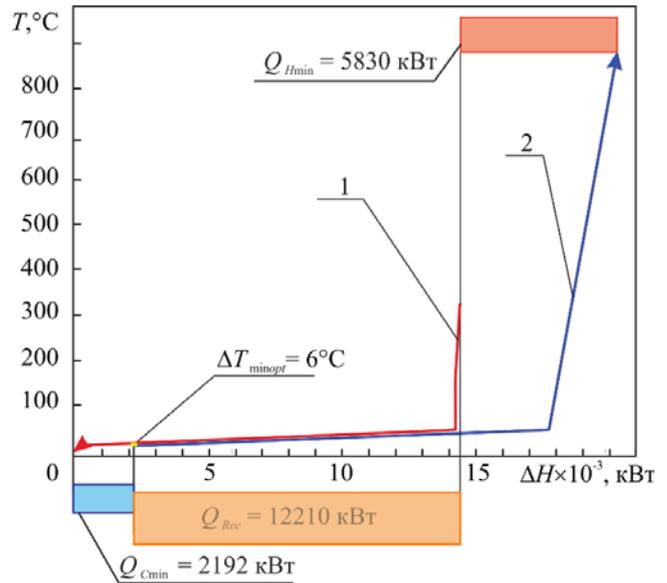


Рис 7. Составные кривые для проекта СТО: 1 – горячая составная кривая; 2 – холодная составная кривая; ΔT_{minopt} – минимальная разность температур между теплоносителями в теплообменном оборудовании для проекта СТО установки; Q_{Cmin} – мощность холодной утилиты; Q_{Hmin} – мощность горячей утилиты; Q_{Rec} – мощность рекуперации теплоты в СТО

Fig. 7. Composite curves for the HEN project: 1 – hot composite curve; 2 – cold composite curve; ΔT_{minopt} – minimum temperature difference between heat carriers in heat exchange equipment in the existing HEN for unit retrofit; Q_{Cmin} – power of the cold utility; Q_{Hmin} – power of the hot utility; Q_{Rec} – heat recuperation power in the HEN

За сокращение удельного энергопотребления принимается уменьшение полезной мощности горячих утилит.

Годовая прибыль от уменьшения энергопотребления в данном случае будет равна $Pro=(Q_{Hmin}-Q_{Hmin}) \cdot CH=(17778-5830) \cdot 200=2389600$ долл. США. Для процентной ставки $i=15$ %, горизонта проекта $n=10$ лет полученных дисконтированных капитальных затрат $Cost_{CTO}=670974$ долл. США целевое значение внутренней нормы рентабельности составит 34 % чистого дисконтированного дохода и будет равно 5283110 долл. США, дисконтированный срок окупаемости ~4,2 лет.

Данные значения показывают, что полезная мощность горячих утилит при синтезе СТО с $\Delta T_{min}=6$ °С уменьшится в 3,05 раза. Полезная нагрузка образуется при сжигании топочного газа, а это значит, что его расход на горение тоже должен уменьшится во столько же раз. Но топочный газ и воздух на горение нагреваются от температуры окружающей среды до температуры горения. Уменьшение расхода топочного газа приведет к снижению расхода воздуха во столько же раз, и,

следовательно, уменьшатся затраты тепловой энергии на подогрев. Поэтому необходимо переопределить исходную потоковую табл. 1. Расход топочно-го газа станет равным 0,295 т/ч, потоковая теплоемкость примет значение 0,3 кВт/°С, тепловая мощность нагрева до температуры горения станет равной 368,5 кВт. Для расхода воздуха эти значения будут равны 2,427 т/ч, 0,7 кВт/°С, 626,5 кВт. Используя эти значения и программу Pinch 2.02, строим стоимостные кривые и определяем значение ΔT_{minopt} (рис. 8). Минимальная разность температур между теплоносителями на теплообменном оборудовании осталась прежней – $\Delta T_{minopt}=6$ °С. Это также показывает некоторую устойчивость оптимальной СТО установки к изменению параметров технологических потоков УПСН.

Но результаты стоимости проекта реконструкции несколько изменились. Прогнозируемая минимальная приведенная стоимость проекта реконструкции станет равной $Cost_{min}=1498000$ долл. США, т. е. общая приведенная стоимость проекта для новых потоковых данных уменьшится на 21 % по сравнению с проектом без уменьшения расхода топочного газа и воздуха на горение. Приведенная стоимость горячих утилит станет равной $Cost_{HOT}=815330$ долл. США, а приведенная стоимость холодных – $Cost_{UCOL}=44040$ долл. США, прогнозируемая общая приведенная стоимость утилит станет равной $Cost_U=859270$ долл. США, целевая площадь поверхности рекуперативного теплообмена в этом случае равна $S_{REC}=6906$ м², целевая площадь поверхности теплообмена для холодных утилит равна $S_{UCOL}=457$ м². В рассматриваемом случае совместная приведенная стоимость системы рекуперативного теплообмена и теплообменников системы охлаждения будет равна $Cost_{CTO}=632967$ долл. США.

Построение составных кривых для новой потоковой таблицы позволяет определить целевые энергетические значения (рис. 8).

Локализация области пинча наблюдается на температурах горячих технологических потоков $T_{HP}=16$ °С и холодных – $T_{CP}=10$ °С соответственно, т. е. пинча находится там же, где и находился до изменения расхода топливного газа. Это также говорит о некой устойчивости при изменении технологических параметров режима для оптимальной работы энергоэффективной СТО установки.

Полезная мощность горячих утилит уменьшится до $Q_{Hmin}=4074$ кВт, а холодных – до $Q_{Cmin}=2202$ кВт, мощность рекуперации тепловой энергии станет равной $Q_{Rec}=12190$ кВт. Ранее мы определили, что полезная мощность горячих утилит в настоящее время равна $Q_{0Hmin}=17778,0$ кВт, поэтому целевое снижение мощности горячих утилит будет равно $\Delta Q_{Hmin}=13704,0$ кВт, что составляет 77 % от исход-

ной величины. Значение ΔQ_{Hmin} позволяет оценить, используя данные, представленные в работе [32], целевое значение уменьшения выбросов парниковых газов в атмосферу, которое приблизительно будет равно 30 тыс. т в год.

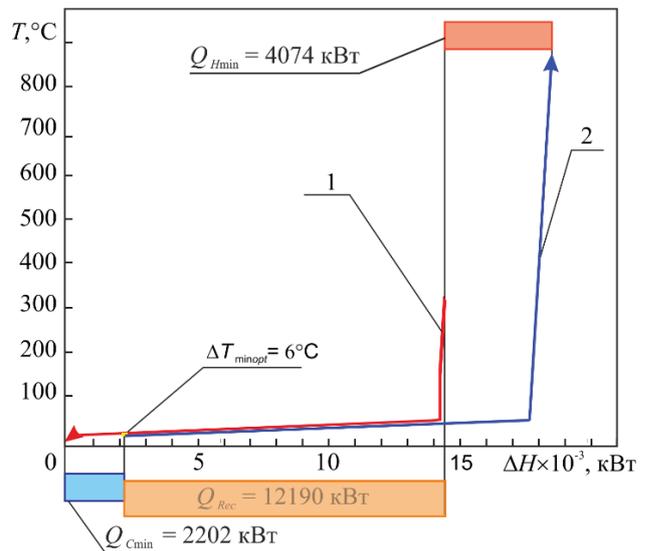


Рис 8. Составные кривые для проекта реконструкции СТО с уменьшенным расходом топливного газа: обозначения такие же, как и на рис. 7

Fig 8. Composite curves for the HEN retrofit project with reduced fuel gas consumption: the designations are the same as in Fig. 7

Определение целевых значений для энергоэффективного проекта СТО УПСН

Основные целевые значения для проекта реконструкции по изменённым данным потоковой таблицы приведены в табл. 5.

Таблица 5. Целевые энергетические значения для проекта реконструкции СТО УПСН для $\Delta T_{min}=6$ °С с уменьшенным расходом топливного газа

Table 5. Energy target values for the HEN OPSU retrofit project for $\Delta T_{min}=6$ °С with reduced fuel gas consumption

Параметры СТО HEN parameters	Значение Value
Горячие утилиты, кВт/Hot utilities, kW	4074
Холодные утилиты, кВт/Cold utilities, kW	2202
Мощность рекуперации тепловой энергии, кВт Heat energy recuperation capacity, kW	12190
Температура пинча горячих потоков Hot streams pinch temperature, °С	16
Температура пинча холодных потоков Cold streams pinch temperature, °С	10
Сокращение удельного энергопотребления Reduction in specific energy consumption, %	77

Результаты, полученные для анализа данных табл. 4, будем считать целевыми значениями для проекта реконструкции СТО УПСН. Уменьшение удельного энергопотребления на УПСН на 77 % является целевым значением для создания проекта реконструкции СТО УПСН.

Для определения целевых значений для проекта эффективной реконструкции СТО УПСН будет учитываться только стоимость горячих утилит. Годовая прибыль от уменьшения энергопотребления будет равна:

$$Pro=(Q_{0Hmin}-Q_{Hmin})\cdot CH=(17778-4074)\cdot 200=2740800 \text{ долл. США.}$$

Для процентной ставки $i=15\%$, горизонта проекта $n=10$ лет, дисконтированных капитальных затрат $Cost_{СТО}=632967$ долл. США целевое значение внутренней нормы рентабельности (IRR) составит 42 %, целевое значение чистого дисконтированного дохода (NPV) будет равно 7425780 долл. США, а дисконтированного срока окупаемости (DPP) ~ 4 года. Данные экономические показатели, полученные вследствие эволюции целеуказания, несколько лучше, чем в ранее рассмотренном случае интеграции без уменьшения подачи топливного газа на горелки путевых подогревателей.

Заключение

В данной работе с помощью пинч-анализа определен потенциал энергоэффективности действующей УПСН. Показано, что можно снизить удель-

ное энергопотребление на установке на 77 % при реализации проекта пинч-реконструкции СТО УПСН. Определены целевые энергетические значения, к которым необходимо стремиться при выполнении проекта энергоэффективной реконструкции СТО. Полезная мощность горячих утилит может быть снижена до 4074 кВт от существующей в настоящее время ~ 17778 кВт. Такое уменьшение мощности горячих утилит позволило бы снизить выбросы CO_2 в атмосферу на 30 тысяч т в год. Определены также проектные и экономические целевые значения. Величина общей целевой площади поверхности рекуперативного теплообменного аппарата для холодных утилит составляет 457 м^2 . Определены основные технологические параметры СТО, необходимые для выполнения энергоэффективного проекта ее реконструкции [34]. Прежде всего это минимальная движущая сила теплообмена, равная $\Delta T_{\min}=6 \text{ }^\circ\text{C}$, и температуры пинча горячих технологических потоков, равной $T_{HP}=16 \text{ }^\circ\text{C}$, и холодных технологических потоков, равной $T_{CP}=10 \text{ }^\circ\text{C}$. При этом целевые экономические значения будут равны: IRR=42 %, NPV=7425780 долл. США, DPP ~ 4 года. На эти величины может ориентироваться проектировщик при синтезе проекта реконструкции СТО. Следует отметить, что эволюция целеуказаний и все целевые значения для проекта реконструкции получены еще до выполнения самого проекта СТО УПСН.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Lee J.-Y., Chen P.-Y Optimization of heat recovery networks for energy savings in industrial processes // Processes. – 2023. – Vol. 11. – Iss. 2. – Article 321. DOI: <https://doi.org/10.3390/pr11020321>
2. Мешалкин В.П., ТОВАЖНЯНСКИЙ Л.Л., Капустенко П.А. Основы энергоресурсоэффективных экологически безопасных технологий нефтепереработки. – Харьков: НТУ «ХПИ», 2011. – 801 с.
3. New directions in the implementation of Pinch Methodology (PM) / J.J. Klemeš, P.S. Varbanov, T.G. Walmsley, X. Jia // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2018. – Vol. 98. – P. 439–468. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.09.030>
4. Smith R. Chemical process design and integration. 2nd ed. – Chichester, UK: Wiley & Sons Ltd, 2016. – 897 p.
5. Walden J.V.M., Wellig B., Stathopoulos P. Heat pump integration in non-continuous industrial processes by Dynamic Pinch Analysis Targeting // Applied Energy. – 2023. – Vol. 352. – article 121999. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121933>
6. Pinch analysis for temporally constrained carbon trading / R.R. Tan, S. Bandyopadhyay, D.C. Foo, M.V. Migo-Sumagang, K.B. Aviso // Chemical Engineering Transactions. – 2023. – Vol. 103. – P. 223–228. DOI: 10.3303/CET23103038
7. Electrical-driven self-heat recuperative pressure-swing azeotropic distillation to minimize process cost and CO_2 emission: process electrification and simultaneous optimization / C. Cui, N.V.D. Long, J. Sun, M. Lee // Energy. – 2020. – Vol. 195. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.116998>.
8. Synergy of electrification and energy efficiency improvement via vapor recompression heat pump and heat exchanger network to achieve decarbonization of extractive distillation / J. Zhu, L. Chen, Z. Liu, L. Hao, H. Wei // Separation and Purification Technology. – 2022. – Vol. 293. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.seppur.2022.121065>.
9. Application of pinch analysis to improve the heat integration efficiency in a crude distillation unit / S. Mrayed, M. Bin Shams, M. Al-Khayyat, N. Alnoaimi // Cleaner Engineering and Technology. – 2021. – Vol. 4. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.clet.2021.100168>
10. Process design optimisation, heat integration, and techno-economic analysis of oil refinery: a case study / K.J. Jabbar, S.H. Zein, A.H. Hasan, U. Ahmed, A.A. Jalil // Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects. – 2023. – Vol. 45. – Iss. 2. – P. 4931–4947. DOI: <https://doi.org/10.1080/15567036.2023.2205365>
11. Pinch analysis application for fouled crude distillation and condensate fractionation units of a refinery / N.I.M. Yusoff, M. Ismail, N.M. Noor, M. Mosir, N.M. Alias, F.I.M. Ali, Putra Z.A. // Chemical Engineering Transactions. – 2021. – Vol. 88. – P. 163–168. DOI: 10.3303/CET2188027.

12. Основы интеграции тепловых процессов / Р. Смит, Й. Клемеш, Л.Л. Товажнянский, П.А. Капустенко, Л.М. Ульев. – Харьков: ХГПУ, 2000. – 457 с.
13. Angsutorn N., Chuvaree R., Siemanond K. A sustainable retrofit of an industrial heat exchanger network – a case study of a gas separation plant in Thailand (HEN Retrofit on GSP) // *Process Integration and Optimization for Sustainability*. – 2023. – Vol. 7. – Iss. 1–2. – P. 137–162.
14. An engineering target-oriented multi-scenario heat exchanger network retrofit methodology with consideration of exergoeconomic assessment / K. Wang, J. Hu, Q. Tang, C. He, B. Zhang, Q. Chen // *Environment, Development and Sustainability*. – 2023. – Vol. 25. – Iss. 1. – P. 375–399.
15. Юшкова Е.А., Лебедев В.А. Повышение энергоэффективности вакуумной установки перегонки мазута с помощью пинч-анализа // *Записки Горного института*. – 2023. – Т. 261. – С. 415–427.
16. Yushkova E.A., Lebedev V.A. The use of pinch analysis technology to assess the energy efficiency of oil refining technologies // *International Journal of Exergy*. – 2023. – Vol. 40. – № 1. – P. 108–127.
17. Ma W., Xiang S., Xia L. Energy-saving analysis of epichlorohydrin plant based on entransy // *Processes*. – 2023. – Vol. 11. – Iss. 3. – article 954. DOI: <https://doi.org/10.3390/pr11030954>.
18. Zhao L., Liu G. A comprehensive framework for targeting the disturbance propagation path and debottleneck strategy of chemical process considering the topology and cascading effects // *Energy*. – 2024. – Vol. 301. – article 131772 DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.131772>
19. A heuristic algorithm with a dynamic generation strategy for optimizing energy systems / H. Duan, L. Yang, Y. Xiao, X. Huang, G. Cui // *Applied Thermal Engineering*. – 2024. – Vol. 236. – P. D. – article 121833. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2023.121833>
20. Comparison between pinch analysis and bridge analysis to retrofit the heat exchanger network of a kraft pulp mill / J.C. Bonhivers, E. Svensson, T. Berntsson, P.R. Stuart // *Applied Thermal Engineering*. – 2014. – Vol. 70. – P. 369–379. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2014.04.078>.
21. Retrofit of a galvanisation plant using advanced heat pump bridge analysis / F. Schlosser, T.G. Walmsley, B. Lincoln, H. Meschede // *Chemical Engineering Transactions*. – 2023. – Vol. 103. – P. 319–324. DOI: 10.3303/CET23103054
22. Heat integration and heat exchanger network design with Aspen energy analyzer / K.R. Pethe, P.M. Dabhade, V.J. Kolekar, M.D. Sardare // *International Conference on Advances in Mechanical Engineering-2022 (ICAME-2022)*. – 2022. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. DOI: 10.1088/1757-899X/1259/1/012006
23. Pinch-based general targeting method for predicting the optimal capital cost of heat exchanger network / D. Fu, Q. Li, Y. Li, Y. Lai, L. Lu, Z. Dong, M. Lyu // *Processes*. – 2023. – Vol. 11. – Iss. 3. – article 923. DOI: <https://doi.org/10.3390/pr11030923>
24. Retrofitting heat exchanger network of industrial ethylene glycol plant using heat integration based on pinch analysis / E. Ali, I. Wazeer, A. Almutlaq, J. Rallapalli, M.K. Hadj-Kali // *Polish Journal of Chemical Technology*. – 2022. – Vol. 24. – № 2. – P. 8–20. DOI: 10.2478/pjct-2022-0009
25. Ulyev L., Boldyryev S., Kuznetsov M. Investigation of process stream systems for targeting energy-capital trade-offs of a heat recovery network // *Energy*. – 2023. – Vol. 263. – P. D. – article 125954. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.125954>
26. Bandyopadhyay S. Incorporating uncertainties in pinch analysis // *Chemical Engineering Transactions*. – 2021. – Vol. 88. – P. 73–78. DOI: 10.3303/CET2188012.
27. Financial pinch analysis for selection of energy conservation projects with uncertainties / A. Ray, N. Kazantzis, D.C. Foo, V. Kazantzi, R.R. Tan, S. Bandyopadhyay // *Chemical Engineering Transactions*. – 2021. – Vol. 88. – P. 109–114. DOI: 10.3303/CET2188018
28. Orosz A., Friedler F. Multiple-solution heat exchanger network synthesis for enabling the best industrial implementation // *Energy*. – 2020. – Vol. 208. – article 118330. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118330>
29. A novel optimization framework integrating multiple initializations, automatic topologization and MINLP reduction to accelerate large-scale heat exchanger network synthesis / K. Zhao, L. Zhao, Q.Q. Tang, Q.L. Chen, C. He, B.J. Zhang // *Energy*. – 2024. – Vol. 307. – article 132508. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.132508>.
30. Повышение энергоэффективности установки подготовки и стабилизации нефти на промысле / Л.М. Ульев, М.Т. Кузнецов, Т.А. Гиль, В.В. Норин, Н.И. Каракчиева, А.С. Князев, А.А. Сайтова, Е.В. Кувардина // *Вестник Томского государственного университета. Химия*. – 2023. – № 32. – С. 172–184. DOI: 10.17223/24135542/32/13
31. Kemp I.C., Lim J.S. Pinch analysis for energy and carbon footprint reduction/ User guide to process integration for the efficient use of energy. 3rd ed. – UK: IChemE, 2020. – 548 p.
32. Ульев Л.М. Введение в пинч-анализ. 2е изд. – СПб: Лань, 2024. – 208 с.
33. Energy efficiency retrofit of two-flow heat exchanger system / L.M. Ulyev, M.V. Kanishev, M.A. Vasilyev, A. Maatouk // *Chemical Engineering Transactions*. – 2018. – Vol. 70. – P. 1513–1518. DOI: <https://doi.org/10.3303/CET1870253>
34. Методика расчета выбросов парниковых газов (CO₂-эквивалента). URL: <https://sro150.ru/metodiki/371-metodika-rascheta-vybrosov-parnikovyykh-gazov> (дата обращения 25.09.2024).

Информация об авторах

Леонид Михайлович Ульев, доктор технических наук, профессор, профессор Исследовательской школы химических и биомедицинских технологий, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30; <https://orcid.org/0000-0002-2732-6444>; ulyevlm@tpu.ru

Михаил Николаевич Чернышов, аспирант Исследовательской школы химических и биомедицинских технологий, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30; Инженер 1 категории, АО «ТомскНИПИнефть», Россия, 634027, г. Томск, пр. Мира, 72; mnc4@tpu.ru

Поступила в редакцию: 11.10.2024

Поступила после рецензирования: 05.11.2024

Принята к публикации: 28.11.2024

REFERENCES

1. Lee J.-Y., Chen P.-Y. Optimization of heat recovery networks for energy savings in industrial processes. *Processes*, 2023, vol. 11, Iss. 2, article 321. DOI: <https://doi.org/10.3390/pr11020321>
2. Meshalkin V.P., Tovazhnyansky L.L., Kapustenko P.A. *Fundamentals of energy-efficient and environmentally friendly oil refining technologies*. Kharkov, NTU KhPI Publ., 2011. 801 p. (In Russ.)
3. Klemeš J.J., Varbanov P.S., Walmsley T.G., Jia X. New directions in the implementation of Pinch Methodology (PM). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018, vol. 98, pp. 439–468. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.09.030>
4. Smith R. *Chemical process design and integration*. 2nd ed. Chichester, Wiley & Sons Ltd, 2016. 897 p.
5. Walden J.V.M., Wellig B., Stathopoulos P. Heat pump integration in non-continuous industrial processes by Dynamic Pinch Analysis Targeting. *Applied Energy*, 2023, vol. 352, article 121999. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121933>
6. Tan R.R., Bandyopadhyay S., Foo D.C., Migo-Sumagang M.V., Aviso K.B. Pinch analysis for temporally constrained carbon trading. *Chemical Engineering Transactions*, 2023, vol. 103, pp. 223–228. DOI: 10.3303/CET23103038
7. Cui C., Long N.V.D., Sun J., Lee M. Electrical-driven self-heat recuperative pressure-swing azeotropic distillation to minimize process cost and CO₂ emission: process electrification and simultaneous optimization. *Energy*, 2020, vol. 195. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.116998>
8. Zhu J., Chen L., Liu Z., Hao L., Wei H. Synergy of electrification and energy efficiency improvement via vapor recompression heat pump and heat exchanger network to achieve decarbonization of extractive distillation. *Separation and Purification Technology*, 2022, vol. 293. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.seppur.2022.121065>
9. Mrayed S., Bin Shams M., Al-Khayyat M., Alnoaimi N. Application of pinch analysis to improve the heat integration efficiency in a crude distillation unit. *Cleaner Engineering and Technology*, 2021, vol. 4. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.clet.2021.100168>
10. Jabbar K.J., Zein S.H., Hasan A.H., Ahmed U., Jalil A.A. Process design optimisation, heat integration, and techno-economic analysis of oil refinery: A case study. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 2023, vol. 45, Iss. 2, pp. 4931–4947. DOI: <https://doi.org/10.1080/15567036.2023.2205365>
11. Yusoff N.I.M., Ismail M., Noor N.M., Mosir M., Alias N.M., Ali F.I.M., Putra Z.A. Pinch analysis application for fouled crude distillation and condensate fractionation units of a refinery. *Chemical Engineering Transactions*, 2021, vol. 88, pp. 163–168. DOI: 10.3303/CET2188027
12. Smith R., Klemeš J., Tovazhnyansky L.L., Kapustenko P.A., Ulyev L.M. *Fundamentals of Heat Process Integration*. Kharkov, NTU KhPI Publ., 2000. 457 p. (In Russ.)
13. Angsutorn N., Chuvaree R., Siemanond K. A sustainable retrofit of an industrial heat exchanger network – a case study of a gas separation plant in Thailand (HEN Retrofit on GSP). *Process Integration and Optimization for Sustainability*, 2023, vol. 7, Iss. 1–2, pp. 137–162.
14. Wang K., Hu J., Tang Q., He C., Zhang B., Chen Q. An engineering target-oriented multi-scenario heat exchanger network retrofit methodology with consideration of exergoeconomic. *Environment, Development and Sustainability*, 2023, vol. 25, Iss. 1, pp. 375–399.
15. Yushkova E.A., Lebedev V.A. Improving the energy efficiency of a vacuum fuel oil distillation unit using pinch analysis. *Notes of the Mining Institute*, 2023, vol. 261, pp. 415–427. (In Russ.)
16. Yushkova E.A., Lebedev V.A. The use of pinch analysis technology to assess the energy efficiency of oil refining technologies. *International Journal of Exergy*, 2023, vol. 40, no. 1, pp. 108–127.
17. Ma W., Xiang S., Xia L. Energy-saving analysis of epichlorohydrin plant based on entransy. *Processes*, 2023, vol. 11, Iss. 3, article 954. DOI: <https://doi.org/10.3390/pr11030954>
18. Zhao L., Liu G. A comprehensive framework for targeting the disturbance propagation path and bottleneck strategy of chemical process considering the topology and cascading effects. *Energy*, 2024, vol. 301, article 131772. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.131772>
19. Duan H., Yang L., Xiao Y., Huang X., Cui G. A heuristic algorithm with a dynamic generation strategy for optimizing energy systems. *Applied Thermal Engineering*, 2024, vol. 236, Part D, article 121833. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2023.121833>
20. Bonhivers J.C., Svensson E., Berntsson T., Stuart P.R. Comparison between pinch analysis and bridge analysis to retrofit the heat exchanger network of a kraft pulp mill. *Applied Thermal Engineering*, 2014, vol. 70, pp. 369–379. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2014.04.078>
21. Schlosser F., Walmsley T.G., Lincoln B., Meschede H. Retrofit of a galvanisation plant using advanced heat pump bridge analysis. *Chemical Engineering Transactions*, 2023, vol. 103, pp. 319–324. DOI: 10.3303/CET23103054
22. Pethe K.R., Dabhade P.M., Kolekar V.J., Sardare M.D. Heat integration and heat exchanger network design with aspen energy analyze. *International Conference on Advances in Mechanical Engineering-2022 (ICAME-2022)*. 2022. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. DOI: 10.1088/1757-899X/1259/1/012006
23. Fu D., Li Q., Li Y., Lai Y., Lu L., Dong Z., Lyu M. Pinch-based general targeting method for predicting the optimal capital cost of heat exchanger network. *Processes*, 2023, vol. 11, Iss. 3, article 923. DOI: <https://doi.org/10.3390/pr11030923>
24. Ali E., Wazeer I., Almutlaq A., Rallapalli J., Hadj-Kali M.K. Retrofitting heat exchanger network of industrial ethylene glycol plant using heat integration based on pinch analysis. *Polish Journal of Chemical Technology*, 2022, vol. 24, no. 2, pp. 8–20. DOI: 10.2478/pjct-2022-0009
25. Ulyev L., Boldyryev S., Kuznetsov M. Investigation of process stream systems for targeting energy-capital trade-offs of a heat recovery network. *Energy*, 2023, vol. 263, Part D, article 125954. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.125954>

26. Bandyopadhyay S. Incorporating uncertainties in pinch analysis. *Chemical Engineering Transactions*, 2021, vol. 88, pp. 73–78. DOI: 10.3303/CET2188012
27. Ray A., Kazantzis N., Foo D.C., Kazantzi V., Tan R.R., Bandyopadhyay S. Financial pinch analysis for selection of energy conservation projects with uncertainties. *Chemical Engineering Transactions*, 2021, vol. 88, pp. 109–114. DOI: 10.3303/CET2188018
28. Orosz A., Friedler F. Multiple-solution heat exchanger network synthesis for enabling the best industrial implementation. *Energy*, 2020, vol. 208, article 118330. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118330>
29. Zhao K., Zhao L., Tang Q.Q., Chen Q.L., He C., Zhang B.J. A novel optimization framework integrating multiple initializations, automatic topologization and MINLP reduction to accelerate large-scale heat exchanger network synthesis. *Energy*, 2024, vol. 307, article 132508. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.132508>.
30. Ulyev L.M., Kuznetsov M.T., Gil T.A., Norin V.V., Karakchieva N.I., Knyazev A.S., Saitova A.A., Kuvardina E.V. Energy efficiency increasing of the crude oil treatment plant in the field. *Tomsk State University Journal of Chemistry*, 2023, no. 32, pp. 172–184. (In Russ.) DOI: 10.17223/24135542/32/13
31. Kemp I.C., Lim J.S. *Pinch analysis for energy and carbon footprint reduction. User guide to process integration for the efficient use of energy*. 3rd ed. UK, IChemE, 2020. 548 p.
32. Ulyev L.M. *Introduction to Pinch Analysis*. 2nd ed. St Petersburg, Lan Publ., 2024. 208 p. (In Russ.)
33. Ulyev L.M., Kanishev M.V., Vasilyev M.A., Maatouk A. Energy efficiency retrofit of two-flow heat exchanger system. *Chemical Engineering Transactions*, 2018, vol. 70, pp. 1513–1518. DOI: <https://doi.org/10.3303/CET1870253>
34. *Methodology for calculating greenhouse gas emissions (CO₂ equivalent)* (In Russ.) Available at: <https://sro150.ru/metodiki/371-metodika-rascheta-vybrosov-arnikovykh-gazov> (accessed 25 September 2024).

Information about the authors

Leonid M. Ulyev, Dr. Sc., Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation; ulyevlm@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-2732-6444>

Mikhail N. Chernyshov, Postgraduate Student, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation; Engineer of the 1st category, JSC TomskNIPIneft, 72, Mira avenue, Tomsk, 634027, Russian Federation; mnc4@tpu.ru

Received: 11.10.2024

Revised: 05.11.2024

Accepted: 28.11.2024

УДК 621.316.13
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4901
Шифр специальности ВАК: 2.4.2; 2.3.3

Алгоритм определения режимных параметров электрической сети в задаче оптимальной реконфигурации в реальном времени

В.А. Рохлов^{1✉}, Р.Н. Хамитов¹, С.Н. Жеребцов¹, А.А. Латынцева²

¹ Тюменский индустриальный университет, Россия, г. Тюмень

² ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Россия, г. Тюмень

✉ Rohlov.vlad.97@mail.ru

Аннотация. Актуальность. Обусловлена необходимостью разработки технических решений по сокращению потерь электрической энергии в распределительных электрических сетях среднего класса напряжения нефтяных и газовых месторождений. **Цель.** Разработка алгоритма определения параметров режима работы электрической сети, применимого в системе оптимального управления конфигурацией сети, с целью снижения уровня потерь электроэнергии в сети. **Методы:** математического моделирования и комбинаторной оптимизации. Для расчета режима работы сети применяются метод узловых напряжений и метод Ньютона–Рафсона. Коррекция режима производится с использованием матрицы чувствительности. **Результаты и выводы.** Разработан алгоритм определения параметров режима работы электрической сети при определении ее оптимальной конфигурации. Оптимизация оптимальной конфигурации производится по критерию минимума потерь активной мощности в линиях с учетом ограничений по резерву мощности питающих трансформаторных подстанций и по количеству нормальных разрывов на одной линии. Разработанный алгоритм основан на решении нелинейных систем уравнений узловых напряжений методом Ньютона–Рафсона, а также на коррекции параметров ранее рассчитанного режима работы путем применения матрицы чувствительности. Оптимальная конфигурация сети определяется путем решения задачи комбинаторной оптимизации методом ветвей и границ. Работа алгоритма проиллюстрирована на примере участка сети, содержащей две воздушных линии электропередачи с двумя источниками питания и три питающих трансформаторных подстанций. По результатам анализа всех возможных конфигураций сети, определяемых комбинациями нормальных разрывов, сделан вывод о том, что применение алгоритма позволит снизить уровень потерь активной мощности на величину до 23,8 %, что повысит эффективность функционирования электросетевого комплекса.

Ключевые слова: электрические сети, реконфигурация, оптимизация, режим работы сети, матрица чувствительности, потери мощности

Для цитирования: Алгоритм определения режимных параметров электрической сети в задаче оптимальной реконфигурации в реальном времени / В.А. Рохлов, Р.Н. Хамитов, С.Н. Жеребцов, А.А. Латынцева // Известия томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 1. – С. 183–192. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4901

UDC 621.316.13
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4901

Algorithm for determining the operating parameters of an electrical network in the problem of optimal reconfiguration in real time

V.A. Rokhlov¹✉, R.N. Khamitov¹, S.N. Zherebtsov¹, A.A. Latyntseva²

¹ Tyumen Industrial University, Tyumen, Russian Federation

² OOO Tyumen Oil Research Center, Tyumen, Russian Federation

✉ Rokhlov.vlad.97@mail.ru

Abstract. Relevance. The need to develop technical solutions to reduce electrical energy losses in medium-voltage distribution electrical networks of oil and gas fields. **Aim.** Development of an algorithm for determining the parameters of the operating mode of an electrical network, applicable in a system of optimal control of the network configuration in order to reduce the level of electricity losses in the network. **Methods.** Mathematical modeling methods and combinatorial optimization methods. The nodal voltage method and the Newton–Raphson method are used to calculate the network operating mode. The mode is corrected using a sensitivity matrix. **Results and conclusions.** The authors have developed an algorithm for determining the parameters of the electric network operating mode when defining its optimal configuration. Optimization of the optimal configuration is performed based on the criterion of minimum active power losses in lines, taking into account the limitations on the power reserve of the feeding transformer substations and the number of normal breaks on one line. The developed algorithm is based on solving nonlinear systems of equations of nodal voltages using the Newton–Raphson method, as well as on correcting the parameters of the previously calculated operating mode using the sensitivity matrix. The optimal network configuration is determined by solving the combinatorial optimization problem using the branch and bound method. The operation of the algorithm is illustrated by the example of a network section containing two overhead power lines with two power sources and three feeding transformer substations. Based on the results of the analysis of all possible network configurations determined by combinations of normal breaks, it is concluded that the use of the algorithm will reduce the level of active power losses by up to 23.8%, which will increase the efficiency of the electric grid complex.

Keywords: electrical networks, reconfiguration, optimization, network operating mode, sensitivity matrix, power losses

For citation: Rokhlov V.A., Khamitov R.N., Zherebtsov S.N., A.A. Latyntseva. Algorithm for determining the operating parameters of an electrical network in the problem of optimal reconfiguration in real time. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 1, pp. 183–192. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4901

Введение

Согласно Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года [1], к мерам, обеспечивающим повышение эффективности электросетевого комплекса, относятся:

- 1) повышение качества разработки документов перспективного развития электроэнергетики;
- 2) повышение эффективности технологий передачи электроэнергии;
- 3) совершенствование системы оперативно-технологического управления;
- 4) риск-ориентированное управление в электросетевом комплексе;
- 5) создание интеллектуальных систем учета электроэнергии;
- 6) модернизация генерации электрической энергии, основанной на сжигании дизельного, мазутного и угольного топлива;
- 7) создание единого государственного электросетевого комплекса;

8) обеспечение надежным и качественным электроснабжением земельных участков, предназначенных для жилищного строительства.

В качестве показателя эффективности функционирования электросетевого комплекса используется уровень потерь электроэнергии в электрических сетях [1]. Ввиду значительного количества единиц оборудования, высокого морального и физического износа, большой протяженности линий и малых значений электрических нагрузок единичных потребителей очагом возникновения потерь электроэнергии являются распределительные электрические сети напряжением 10–0,4 кВ [2], что подтверждается годовыми отчетами электросетевых организаций [3, 4].

В распределительном секторе электросетевого комплекса широкое применение получили кольцевые линии электропередачи (ЛЭП), имеющие два источника питания, поскольку такие линии обеспечивают повышение уровня надежности по сравнению с линиями, имеющими один источник питания. При этом кольцевые ЛЭП эксплуатируются в

радиальной топологии. Радиальная топология обеспечивается путем организации нормальных разрывов в магистрали ЛЭП. С целью организации разрывов на линиях устанавливаются автоматизированные пункты секционирования – реклоузеры, имеющие функцию удаленного управления [5].

Функция удаленного управления пунктами секционирования, а также информационное обеспечение современных распределительных электрических сетей [6] предоставляют возможность осуществлять реконфигурацию сети в режиме реального времени, основываясь на текущих значениях мощностей нагрузок и напряжений на шинах питающих подстанций, что повышает адаптивность электрической сети к неравномерным и сложно прогнозируемым электрическим нагрузкам [7–9]. В качестве критерия оптимизации при определении оптимальной конфигурации сети используется минимум потерь мощности в ЛЭП, поскольку потери мощности напрямую влияют на эксплуатационные расходы и профиль напряжения, особенно в сильно нагруженных системах электроснабжения [10].

Реконфигурация электрической сети является задачей комбинаторной оптимизации, содержащей целевую функцию, переменные, отражающие положения коммутационных аппаратов и набор схемных и режимных ограничений [11]. В литературе описаны различные методы решения описанной задачи. Так, авторами работы [12] задача реконфигурации сети сформулирована и решена с использованием методов смешанного целочисленного квадратичного программирования и конечного программирования второго порядка. Результаты исследований показали, что производительность указанных методов выше производительности декомпозиции Бендерса, описанной в [13], но распределение двух непрерывных переменных вместо использования двоичных переменных снизило эффективность получаемых решений.

В работе [14] описана модель для решения задачи реконфигурации сети с использованием двухэтапного алгоритма декомпозиции. Предлагаемый алгоритм основан на кусочно-линейных приближениях, снижающих точность получаемых решений для крупных энергосистем.

Авторами статьи [15] для решения задачи реконфигурации сети был использован алгоритм TS (tabu search). Алгоритм TS – это алгоритм случайного поиска, использующий перемещения и операции с памятью. Перемещения используются для перехода от одного решения к другому, при этом оператор памяти направляет поиск во избежание

циклических переходов между решениями. Полученные результаты показали лучшую производительность алгоритма TS по сравнению с другими методами как с точки зрения времени вычислений, так и с точки зрения точности решений. При этом возможность применения алгоритма TS зависит от длины списка запретов, поскольку небольшие списки запретов позволяют зафиксировать алгоритм в локальных минимумах, в то время как списки большого размера существенно увеличивают время вычислений.

Также существуют методы снижения потерь электроэнергии в сети, основанные на одновременном применении оптимальной реконфигурации и батарей статических конденсаторов [16, 17]. Результаты проведенного исследования показали, что метод расчета электрических нагрузок существенно влияет на выбор оптимальной конфигурации сети и мест установки батарей статических конденсаторов, что обосновывает необходимость разработки методов реконфигурации сети в режиме реального времени, основанных на текущих значениях режимных параметров, полученных от измерительных приборов.

Помимо минимума потерь электроэнергии в качестве критерия оптимизации при реконфигурации сети используется качество электроэнергии и надежность электроснабжения. Так, авторами работы [18] в качестве критериев оптимизации выбраны следующие показатели: показатель SARFI (System Average RMS Variation Frequency Index), характеризующий количество провалов напряжения, средняя частота перерывов электроснабжения ASIFI (Average System Interruption Frequency Index) и средняя частота кратковременных перерывов электроснабжения MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index). Для поиска оптимального решения задачи используется алгоритм «бинарного светлячка» [18].

Объекты и методика исследования

Реконфигурация распределительной сети в режиме реального времени предполагает многократное решение оптимизационной задачи с определенной периодичностью. Система ограничений оптимизационной задачи для сети, содержащей N питающих трансформаторных подстанций с кольцевыми линиями, включает в себя N ограничений по резерву мощности подстанций, ограничения на количество нормальных разрывов на одной линии, число которых соответствует количеству линий в рассматриваемой сети и имеет вид (1) [19]:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^{K^{1-2}} \left[S_i^{1-2} \left(\sum_{j=1}^{Kp_i^{1-2}} \delta_{i(j)}^{1-2} d_{i(j)}^{1-2} (1) \right) \right] + \dots + \\ + \sum_{i=1}^{K^{1-N}} \left[S_i^{1-N} \left(\sum_{j=1}^{Kp_i^{1-N}} \delta_{i(j)}^{1-N} d_{i(j)}^{1-N} (1) \right) \right] \leq S_1; \\ \sum_{i=1}^{K^{1-2}} \left[S_i^{1-2} \left(\sum_{j=1}^{Kp_i^{1-2}} \delta_{i(j)}^{1-2} d_{i(j)}^{1-2} (2) \right) \right] + \dots + \\ + \sum_{i=1}^{K^{2-N}} \left[S_i^{2-N} \left(\sum_{j=1}^{Kp_i^{2-N}} \delta_{i(j)}^{2-N} d_{i(j)}^{2-N} (2) \right) \right] \leq S_2; \\ \dots \\ \sum_{i=1}^{K^{1-N}} \left[S_i^{1-N} \left(\sum_{j=1}^{Kp_i^{1-N}} \delta_{i(j)}^{1-N} d_{i(j)}^{1-N} (N) \right) \right] + \dots + \\ + \sum_{i=1}^{K^{(N-1)-N}} \left[S_i^{(N-1)-N} \left(\sum_{j=1}^{Kp_i^{(N-1)-N}} \left(\delta_{i(j)}^{(N-1)-N} \times \right. \right. \right. \\ \left. \left. \left. \times d_{i(j)}^{(N-1)-N} (N) \right) \right) \right] \leq S_N; \\ \sum_{j=1}^{Kp_i^{p-q}} \delta_{i(j)}^{p-q} = 1 \left\{ \begin{array}{l} 1 \leq p \leq N \\ 1 \leq q \leq N \\ 1 \leq i \leq K^{p-q} \\ 1 \leq j \leq Kp_i^{p-q} \end{array} \right. , \end{array} \right. \quad (1)$$

где S_p – резерв мощности подстанции № p , отведенный кольцевым фидерам; K^{p-q} – количество кольцевых фидеров, запитанных от подстанций № p и № q ; S_i^{p-q} – суммарная мощность потребителей i -го фидера, запитанного от подстанций № p и № q ; Kp_i^{p-q} – количество реклоузеров в магистрали i -й линии, запитанной от подстанций № p и № q ; $\delta_{i(j)}^{p-q}$ – переменная, отражающая состояние реклоузера № j , установленного на i -й линии, связывающей подстанции № p и № q и принимающая значение 1 при разомкнутом состоянии реклоузера, и значение 0 при замкнутом; $d_{i(j)}^{p-q}(p)$ – отношение мощности потребителей, запитанных от подстанции № p при разрыве на реклоузере № j , к суммарной мощности потребителей i -го фидера, запитанного от подстанций № p и № q .

Целевая функция оптимизационной задачи представляет собой зависимость суммарных потерь активной мощности во всех линиях рассматриваемой сети от мест нормальных разрывов и выражается отношением (2):

$$\Delta P = \sum_{\substack{1 \leq p \leq N \\ 1 \leq q \leq N}} \sum_{i=1}^{K^{p-q}} \sum_{j=1}^{Kp_i^{p-q}} \Delta P_{i(j)}^{p-q} \delta_{i(j)}^{p-q} \rightarrow \min, \quad (2)$$

где $\Delta P_{i(j)}^{p-q}$ – потери активной мощности в i -й линии, запитанной от подстанций № p и № q , при разрыве на реклоузере № j .

Для расчета коэффициентов системы ограничений и целевой функции необходим многократный

расчет режима работы каждой линии, входящей в рассматриваемый участок сети, при всех возможных местах нормальных разрывов с периодичностью работы системы управления.

Расчет режима производится путем решения системы нелинейных уравнений узловых напряжений в форме баланса мощностей методом Ньютона–Рафсона [20], поскольку метод Ньютона–Рафсона обладает лучшей сходимостью по сравнению с другими методами (квадратичной в противоположность линейной) и, соответственно, требует меньшего количества итераций, а также более надежен. Расчет по методу Ньютона–Рафсона включает в себя следующие этапы:

- 1) составление схемы замещения рассматриваемой сети;
- 2) составление первой матрицы соединений M ;
- 3) расчет сопротивлений ветвей и составление диагональной матрицы сопротивлений Z ;
- 4) составление матрицы узловых и взаимных проводимостей Y с использованием соотношения (3) [20]:

$$Y = M \cdot Z \cdot M^T; \quad (3)$$

- 5) составление системы уравнений узловых напряжений (4) в форме баланса токов с количеством уравнений, равным количеству узлов в рассматриваемой сети:

$$\left\{ \begin{array}{l} Y_{1,1}U_1 + Y_{1,2}U_2 + \dots + Y_{1,n}U_n = \frac{S_1^*}{U_1^*} - Y_{1,БУ}U_{БУ}; \\ Y_{2,1}U_1 + Y_{2,2}U_2 + \dots + Y_{2,n}U_n = \frac{S_2^*}{U_2^*} - Y_{2,БУ}U_{БУ}; \\ \dots \\ Y_{n,1}U_1 + Y_{n,2}U_2 + \dots + Y_{n,n}U_n = \frac{S_n^*}{U_n^*} - Y_{n,БУ}U_{БУ}, \end{array} \right. \quad (4)$$

где n – количество узлов в рассматриваемой схеме; Y_{ij} – элементы матрицы узловых проводимостей; U_i – напряжение в i -м узле; $U_{БУ}$ – напряжение в базисном узле; S_i – мощность нагрузки в i -м узле;

- 6) составление уравнений небалансов (5):

$$\left\{ \begin{array}{l} F_1(U_1, U_2, \dots, U_n) = \\ = \frac{S_1^*}{U_1^*} - Y_{1,БУ}U_{БУ} - Y_{1,1}U_1 - Y_{1,2}U_2 - \dots - Y_{1,n}U_n; \\ F_2(U_1, U_2, \dots, U_n) = \\ = \frac{S_2^*}{U_2^*} - Y_{2,БУ}U_{БУ} - Y_{2,1}U_1 - Y_{2,2}U_2 - \dots - Y_{2,n}U_n; \\ \dots \\ F_n(U_1, U_2, \dots, U_n) = \\ = \frac{S_n^*}{U_n^*} - Y_{n,БУ}U_{БУ} - Y_{n,1}U_1 - Y_{n,2}U_2 - \dots - Y_{n,n}U_n; \end{array} \right. \quad (5)$$

7) составление матрицы Якоби (6) [20]:

$$\frac{dF}{dX} = \begin{pmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial U_1} & \frac{\partial F_1}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial F_1}{\partial U_n} \\ \frac{\partial F_2}{\partial U_1} & \frac{\partial F_2}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial F_2}{\partial U_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial F_n}{\partial U_1} & \frac{\partial F_n}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial F_n}{\partial U_n} \end{pmatrix}, \quad (6)$$

где X – вектор неизвестных;

8) ввод вектора начального приближения X^0 ;

9) расчет поправок по формуле (7):

$$\Delta X^k = - \left(\frac{dF}{dX} \Big|_{X^k} \right)^{-1} \cdot F(X^k), \quad (7)$$

где k – номер итерации; X^k – вектор неизвестных на k -й итерации;

10) расчет следующего приближения по формуле (8):

$$X^{k+1} = X^k + \Delta X^k; \quad (8)$$

11) повторение действий по п. 8–10 до выполнения требования к точности полученного решения (9)

$$\begin{cases} |X_i^k - X_i^{k-1}| \leq \varepsilon; \\ i = 1 \dots n, \end{cases} \quad (9)$$

где X_i^k – элементы вектора решений на текущей итерации; X_i^{k-1} – элементы вектора решений на предыдущей итерации; ε – заранее заданная погрешность;

12) расчет потерь мощности в линиях и потоков мощности в головных участках.

Описанный алгоритм представляет собой итерационный процесс, который становится весьма трудоемким при значительном объеме электросетевых объектов, входящих в исходную задачу оптимальной реконфигурации сети. При этом при переходе от одного цикла расчетов к другому после прохождения временного интервала возможны два варианта:

- 1) схема сети изменилась ввиду изменения сопротивления ветвей либо количества узлов;
- 2) схема сети осталась неизменной.

При первом варианте параметры режима меняются вследствие изменения матрицы узловых и взаимных проводимостей и мощностей нагрузок. В таком случае требуется полный цикл расчетов по описанному выше алгоритму.

При втором варианте изменение режимных параметров обусловлено только изменением мощностей нагрузок. При данном варианте можно избежать трудоемкого итерационного расчетного процесса путем коррекции рассчитанного ранее «базового» режима. Для коррекции режима после завер-

шения расчета «базового» режима необходимо выполнить следующие действия:

- 1) определение обратной матрицы Якоби;
- 2) определение матрицы чувствительности с использованием соотношения (10) [21]:

$$A = - \left(\frac{dF}{dX} \right)^{-1} \cdot \frac{dF}{dW}, \quad (10)$$

где W – вектор мощностей нагрузок; $\frac{dF}{dW}$ – матрица

частных производных, элементы которой являются частными производными уравнений небалансов в узлах по мощностям нагрузок (11):

$$\frac{dF}{dW} = \begin{pmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial S_1} & \frac{\partial F_1}{\partial S_2} & \dots & \frac{\partial F_1}{\partial S_n} \\ \frac{\partial F_2}{\partial S_1} & \frac{\partial F_2}{\partial S_2} & \dots & \frac{\partial F_2}{\partial S_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial F_n}{\partial S_1} & \frac{\partial F_n}{\partial S_2} & \dots & \frac{\partial F_n}{\partial S_n} \end{pmatrix}. \quad (11)$$

После однократного выполнения указанных действий возможно проведение многократной коррекции режима по следующему алгоритму:

1. Формирование вектора приращений мощностей нагрузок ΔW (12):

$$\Delta W = \begin{pmatrix} S_1^1 - S_1^2 \\ S_2^1 - S_2^2 \\ \dots \\ S_n^1 - S_n^2 \end{pmatrix}, \quad (12)$$

где S_i^1 – мощность нагрузки в i -м узле в «базовом» режиме; S_i^2 – мощность нагрузки в i -м узле в текущем режиме.

2. Расчет поправок переменных по формуле (13):

$$\Delta X = A \cdot \Delta W. \quad (13)$$

3. Расчет скорректированных значений узловых напряжений по формуле (14):

$$X_{\text{корр}} = X_{\text{баз}} + \Delta X, \quad (14)$$

где $X_{\text{баз}}$ – вектор значений узловых напряжений в «базовом» режиме.

Описанный алгоритм позволяет вместо многократного итерационного процесса решения системы нелинейных уравнений производить умножение заранее известной матрицы чувствительности на вектор приращений мощностей нагрузок и прибавление результата к заранее известному вектору параметров «базового» режима. Блок-схема алгоритма определения параметров режима работы распределительной электрической сети показана на рис. 1.



Fig. 1. Block diagram of the algorithm for determining the operating mode parameters of the distribution electrical network

Fig. 1. Block diagram of the algorithm for determining the operating mode parameters of the distribution electrical network

Результаты исследования и их обсуждение

Проиллюстрируем работу описанного алгоритма оптимальной реконфигурации на примере сети. Расчетная схема сети показана на рис. 2.

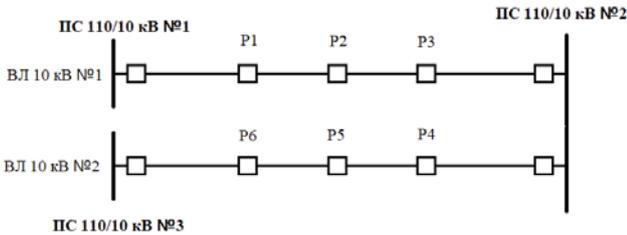


Fig. 2. Network calculation scheme

Для упрощения отпайки от ВЛ-10 кВ на рисунке не обозначены. Рассматриваемая сеть состоит из трех питающих подстанций классом напряжения 110/10 кВ и двух воздушных линий напряжением 10 кВ с двусторонним питанием. В магистрали обеих линий установлено по три реклоузера. Линии выполнены проводом АС-70/11. Резервы мощности питающих трансформаторных подстанций показаны в табл. 1.

Таблица 1. Резервы мощности питающих трансформаторных подстанций

Table 1. Power reserves of supply transformer substations

Наименование подстанции Substation name	Резерв мощности, кВт Power reserve, kW
ПС 110/10 кВ № 1/Substation № 1	1600
ПС 110/10 кВ № 2/Substation № 2	2000
ПС 110/10 кВ № 3/Substation № 3	2200

Суммарная мощность потребителей ВЛ 10 кВ № 1 составляет 2000 кВт, ВЛ 10 кВ № 2 – 2800 кВт. Уровни потерь мощности в линиях, рассчитанные с применением формул (3)–(14) при различных местах нормальных разрывов, показаны в табл. 2.

Таблица 2. Мощности нагрузок в узлах схемы

Table 2. Load powers in the circuit nodes

Место нормального разрыва Normal rupture site	Потери мощности, кВт Power losses, kW
ВЛ 10 кВ № 1/Line № 1	
Реклоузер P1/Recloser P1	51,38
Реклоузер P2/Recloser P2	28,42
Реклоузер P3/Recloser P3	43,1
ВЛ 10 кВ № 2/Line № 2	
Реклоузер P4/Recloser P4	62,13
Реклоузер P5/Recloser P5	37,78
Реклоузер P6/Recloser P6	70,49

Доли, на которые реклоузеры разделяют суммарную мощность потребителей линий, показаны в табл. 3.

Таблица 3. Доли, на которые реклоузеры разделяют суммарную нагрузку линий

Table 3. Shares into which reclosers divide the total line load

Реклоузер Recloser	Доля суммарной мощности потребителей линии со стороны Share of total power of line consumers from	
	начальной подстанции* the initial substation	конечной подстанции** the end substation
P1	0,25	0,75
P2	0,5	0,5
P3	0,75	0,25
P4	0,25	0,75
P5	0,5	0,5
P6	0,75	0,25

*подстанция с наименьшим порядковым номером;
 **подстанция с наибольшим порядковым номером.
 *substation with the lowest ordinal number; **substation with the highest ordinal number.

Введем переменные, задающие положения реклоузеров. Реклоузеру P1 будет соответствовать переменная x_1 , реклоузеру P2 – x_2 , и т. д. Тогда система ограничений (1) будет иметь вид:

$$\begin{cases} 512,85x_1 + 1014,21x_2 + 1532,33x_3 \leq 1600; \\ 1538,54x_1 + 1014,21x_2 + 510,78x_3 + 715,53x_4 + \\ + 1418,89x_5 + 2152,87x_6 \leq 2000; \\ 2146,6x_4 + 1418,89x_5 + 717,62x_6 \leq 2200; \\ x_1 + x_2 + x_3 = 1; \\ x_4 + x_5 + x_6 = 1. \end{cases}$$

Целевая функция, составленная с использованием соотношения (2), имеет вид:

$$\Delta P = 51,38x_1 + 28,42x_2 + 43,1x_3 + 62,13x_4 + 37,78x_5 + 70,49x_6 \rightarrow \min.$$

Решение представленной задачи комбинаторной оптимизации производится методом ветвей и границ [22]. Полученное дерево решений показано на рис. 3.

Среди всех вершин полученного дерева решений наилучшей оценкой обладает вершина «Итерация № 2». Таким образом, в качестве оптимального решения исходной задачи выбираем решение подзадачи на итерации № 2:

$$x_1 = 0; x_2 = 0; x_3 = 1; x_4 = 0; x_5 = 1; x_6 = 0; \\ \Delta P = 80,88.$$

Поскольку переменные x_3 и x_5 равны 1, оптимальные места разрывов – реклоузер Р3 и реклоузер Р5. Уровень потерь мощности при разрывах на реклоузерах Р3 и Р5 составляет 80,88 кВт. Для оценки эффективности предлагаемого алгоритма были рассчитаны уровни потерь мощности и нагрузки центров питания при всех возможных конфигурациях сети. Результаты расчета показаны в табл. 4.

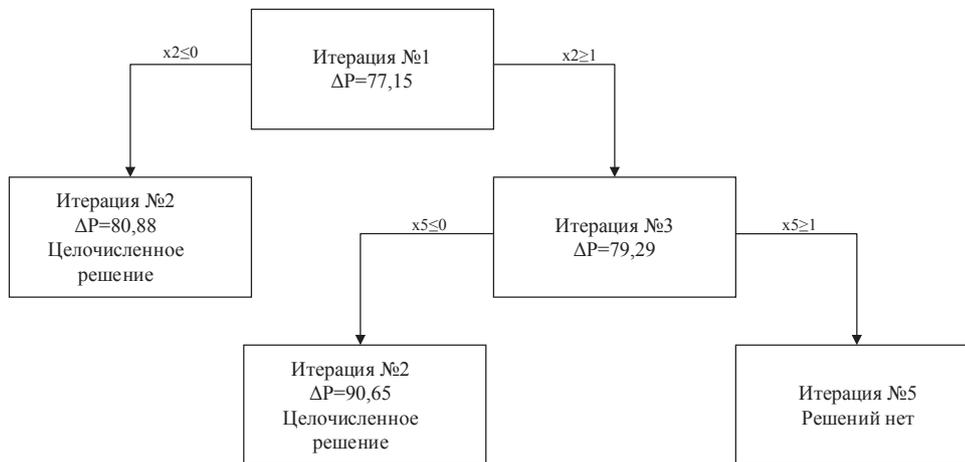


Рис. 3. Дерево решений
 Fig. 3. Decision tree

Таблица 4. Результаты расчета уровней потерь мощности и нагрузки центров питания при всех возможных конфигурациях сети

Table 4. Results of calculating the levels of power losses and loads of power centers for all possible network configurations

Места разрывов Places of breaks		Потери мощности Power losses	Нагрузка на ПС 110/10 № 1 Load on substation no. 1	Нагрузка на ПС 110/10 № 2 Load on substation no. 2	Нагрузка на ПС 110/10 № 3 Load on substation no. 3	Перегруженные подстанции Overloaded substations
ВЛ 10 кВ № 1 Line no. 1	ВЛ 10 кВ № 2 Line no. 2					
P1	P4	113,51	512,85	2254,07	2146,60	ПС № 2 Substation № 2
P1	P5	89,16	512,85	2957,43	1418,89	ПС № 2 Substation № 2
P1	P6	121,87	512,85	3691,40	717,62	ПС № 2 Substation № 2
P2	P4	90,55	1014,21	1729,74	2146,60	Нет/No
P2	P5	66,2	1014,21	2433,10	1418,89	ПС № 2 Substation № 2
P2	P6	98,91	1014,21	3167,08	717,62	ПС № 2 Substation № 2
P3	P4	105,23	1532,33	1226,31	2146,60	Нет/No
P3	P5	80,88	1532,33	1929,67	1418,89	Нет/No
P3	P6	113,59	1532,33	2663,64	717,62	ПС № 2 Substation № 2

Из результатов расчетов видно, что из трех конфигураций, не приводящих к перегрузке питающих подстанций, наибольшее значение потерь мощности, составляющее 105,23 кВт, имеет место при конфигурации с разрывами на реклоузерах P3 и P4. Таким образом, снижение потерь при переходе к оптимальной конфигурации может составить значение до 23,8 %.

Следует отметить, что при рассмотрении больших сетей наиболее целесообразным является определение оптимальной конфигурации методом полного перебора всех возможных вариантов, однако при росте количества реклоузеров в рассматриваемой сети количество возможных конфигураций разрывов резко возрастает, поэтому при расчете сетей с большим количеством линий и реклоузеров необходимо использование методов упорядоченного перебора, таких как метод ветвей и границ.

Выводы

По результатам проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Применение разработанного алгоритма позволит избежать трудоемкого итерационного расчетного процесса, характерного для традиционных методов расчета режимов работы электрических сетей.
2. Применение алгоритма в системе оптимального управления конфигурацией электрической сети позволит снизить уровень потерь активной мощности в электрической сети на величину до 23,8 %.
3. Разработанный алгоритм может быть применен в различных системах автоматического управления, требующих расчета текущих режимных параметров, таких как системы управления реактивной мощностью, системы управления уровнями напряжения, системы управления накопителями электроэнергии и т. д.
4. Кроме систем электроснабжения нефтяных и газовых месторождений разработанный алгоритм может быть применен в распределительных электрических сетях, питающих коммунально-бытовых потребителей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года, утв. Распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 № 1523-р. URL: <http://static.government.ru/media/files/w4sigFOiDjGVDYT4IgsApssm6mZRb7wx.pdf> (дата обращения 25.10.2024).
2. Потери электрической энергии в электрических сетях / Г.Ю. Киселёв, В.М. Троценко, Е.В. Петрова, В.А. Кривопапов, С.С. Гиршин, А.А. Бубенчиков, В.Н. Горюнов // Омский научный вестник. – 2023. – № 1 (185). – С. 80–85. DOI: 10.25206/1813-8225-2023-185-80-85.
3. Годовой отчет ПАО «Россети» за 2023 год. URL: <https://www.rosseti.ru/shareholders-and-investors/disclosure-of-information/annual-reports/> (дата обращения 25.10.2024).
4. Годовой отчет АО «Россети Тюмень» за 2023 год. URL: https://www.te.ru/raskrytie_informacii/raskrytie_informacii_ehmitentom_cennyh_bumag/godovye_otchety/index.php (дата обращения 25.10.2024).
5. Xing H., Sun X. Distributed generation locating and sizing in active distribution network considering network reconfiguration // IEEE Access. – 2017. – № 5. – P. 14768–14774. DOI: 10.1109/ACCESS.2017.2732353.
6. Информационное обеспечение системы оптимального управления конфигурацией распределительной сети / В.А. Рохлов, Р.Н. Хамитов, С.Н. Жеребцов, И.Л. Захаров, Л.С. Ганичева // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2023. – Т. 19. – № 3. – С. 189–205. DOI: 10.17122/1999-5458-2023-19-3-189-205.
7. Адаптивное краткосрочное прогнозирование потребления электроэнергии автономными энергосистемами малых северных поселений на основе корреляционного анализа / Ю.Н. Исаев, О.В. Архипова, В.З. Ковалев, Р.Н. Хамитов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 2. – С. 224–239. DOI: 10.18799/24131830/2023/2/4076.
8. Архипова О.В., Ковалев В.З., Хамитов Р.Н. Методика моделирования регионально обособленного электротехнического комплекса // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 1. – С. 173–180. DOI: 10.18799/24131830/2019/1/63.
9. О рациональной размерности базиса регрессионной модели для задачи адаптивного краткосрочного прогнозирования состояния дискретной нестационарной системы / А.С. Глазырин, Е.В. Боловин, О.В. Архипова и др. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 11. – С. 257–272. DOI: 10.18799/24131830/2023/11/4482.
10. Koutsoukis N.C., Siagkas D.O., Georgilakis P.S., Hatziaargyriou N.D. Online reconfiguration of active distribution networks for maximum integration of distributed generation // IEEE Trans. Autom. Sci. Eng. – 2017. – Vol. 14. – № 2. – P. 437–448. DOI: 10.1109/TASE.2016.2628091.
11. Ahmadi H., Marti J.R. Mathematical representation of radiality constraint in distribution system reconfiguration problem // Int. J. Electr. Power Energy Syst. – 2015. – Vol. 64. – P. 293–299. DOI: 10.1016/j.ijepes.2014.06.076.
12. Taylor J.A., Hover F.S. Convex models of distribution system reconfiguration // IEEE Trans. Power Syst. – 2012. – Vol. 27. – № 3. – P. 1407–1413. DOI: 10.1109/TPWRS.2012.2184307.
13. Khodr H.M., Martinez-Crespo J., Matos M.A., Pereira J. Distribution systems reconfiguration based on OPF using Benders decomposition // IEEE Trans. Power Del. – 2009. – Vol. 24. – № 4. – P. 2166–2176. DOI: 10.1109/TPWRD.2009.2027510.
14. Haghghat H., Zeng B. Distribution system reconfiguration under uncertain load and renewable generation // IEEE Trans. Power Syst. – 2016. – Vol. 31. – № 4. – P. 2666–2675. DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2481508.

15. Method for minimum-loss reconfiguration of distribution system by tabu search / Y. Mishima, K. Nara, T. Satoh, T. Ito, H. Kaneda // *Electr. Eng. Jpn.* – 2005. – Vol. 152. – № 2. – P. 18–25. DOI: 10.1002/eej.20086.
16. Peponis G.J., Papadopoulos M.P., Hatziaargyriou N.D. Distribution network reconfiguration to minimize resistive line losses // *IEEE Trans. Power Del.* – 1995. – Vol. 10. – № 3. – P. 1338–1342. DOI: 10.1109/61.400914.
17. Su C.T., Lee C.S. Feeder reconfiguration and capacitor setting for loss reduction of distribution systems // *Electr. Power Syst. Res.* – 2001. – Vol. 58. – № 2. – P. 97–102. DOI: 10.1016/S0378-7796(01)00124-9.
18. Power quality and reliability enhancement in distribution systems via optimum network reconfiguration by using quantum firefly algorithm / H. Shareef, A.A. Ibrahim, N. Salman, A. Mohamed, W.L. Ai // *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* – 2014. – Vol. 58. – P. 160–169. DOI: 10.1016/j.ijepes.2014.01.013.
19. Рохлов В.А., Хмара Г.А., Бойчук Р.С. Способ снижения потерь электроэнергии в распределительных сетях с двусторонним питанием // *Электроэнергия. Передача и распределение.* – 2021. – № 4 (67). – С. 98–103.
20. Идельчик В.И. *Электрические системы и сети.* 2-е изд. – М.: Альянс, 2009. – 592 с.
21. Крупенёв Д.С. Расчет установившихся режимов электроэнергетических систем с использованием матриц чувствительности первого порядка применительно к задаче оценки режимной надежности // *Вестник Иркутского государственного технического университета.* – 2017. – Т. 21. – № 9. – С. 146–156.
22. Huang B., Shen P. A new branch and bound method for solving linear multiplicative programming problems // *Optimization.* – 2024. – P. 1–21. DOI: 10.1080/02331934.2024.2323684.

Информация об авторах

Владислав Андреевич Рохлов, аспирант кафедры электроэнергетики, Тюменский индустриальный университет, Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38; rohlov.vlad.97@mail.ru

Рустам Нуриманович Хамитов, доктор технических наук, профессор кафедры электроэнергетики, Тюменский индустриальный университет, Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38; apple_27@mail.ru

Сергей Николаевич Жеребцов, кандидат технических наук, доцент кафедры электроэнергетики, Тюменский индустриальный университет, Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38; s.n.zherebtsov@mail.ru

Анастасия Андреевна Латынцева, специалист ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Россия, 625048, г. Тюмень, ул. Максима Горького, 42; anastasiaalat061100@gmail.com

Поступила в редакцию: 17.11.2024

Поступила после рецензирования: 10.12.2024

Принята к публикации: 24.12.2024

REFERENCES

1. *Energy Strategy of the Russian Federation for the period up to 2035, approved by Order of the Government of the Russian Federation dated 09.06.2020 No. 1523-r.* Available at: <http://static.government.ru/media/files/w4sigFOiDjGVDYT4IgsApssm6mZRb7wx.pdf> (accessed 25 October 2024).
2. Kiselev G.Yu., Trotsenko V.M., Petrova E.V., Krivopalov V.A., Girshin S.S., Bubenchikov A.A., Goryunov V.N. Losses of electrical energy in electrical networks. *Omsk Scientific Bulletin*, 2023, no. 1 (185), pp. 80–85. (In Russ.) DOI: 10.25206/1813-8225-2023-185-80-85.
3. *Annual report of PJSC Rosseti for 2023.* Available at: <https://www.rosseti.ru/shareholders-and-investors/disclosure-of-information/annual-reports/> (accessed 25 October 2024).
4. *Annual report of JSC Rosseti Tyumen for 2023.* Available at: https://www.te.ru/raskrytie_informacii/raskrytie_informacii_ehmitentom_cennyh_bumag/godovye_otchetiy/index.php (accessed 25 October 2024).
5. Xing H., Sun X. Distributed generation locating and sizing in active distribution network considering network reconfiguration. *IEEE Access*, 2017, no. 5, pp. 14768–14774. DOI: 10.1109/ACCESS.2017.2732353.
6. Rokhlov V.A., Khamitov R.N., Zherebtsov S.N., Zakharov I.L., Ganicheva L.S. Information support for the optimal control system for the distribution network configuration. *Electrical and information complexes and systems*, 2023, vol. 19, no. 3, pp. 189–205. (In Russ.) DOI: 10.17122/1999-5458-2023-19-3-189-205.
7. Isaev Yu.N., Arkhipova O.V., Kovalev V.Z., Khamitov R.N. Adaptive short-term forecasting of electricity consumption by autonomous power systems of small northern settlements based on correlation analysis. *Bulletin of Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 2, pp. 224–239. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2023/2/4076.
8. Arkhipova O.V., Kovalev V.Z., Khamitov R.N. Methodology for modeling a regionally isolated electrical engineering complex. *Bulletin of Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 1, pp. 173–180. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2019/1/63.
9. Glazyrin A.S., Bolovin E.V., Arkhipova O.V. On the rational dimension of the regression model basis for the problem of adaptive short-term forecasting of the state of a discrete non-stationary system. *Bulletin of Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 11, pp. 257–272. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2023/11/4482.
10. Koutsoukis N.C., Siagkas D.O., Georgilakis P.S., Hatziaargyriou N.D. Online reconfiguration of active distribution networks for maximum integration of distributed generation. *IEEE Trans. Autom. Sci. Eng.*, 2017, vol. 14, no. 2, pp. 437–448. DOI: 10.1109/TASE.2016.2628091.
11. Ahmadi H., Marti J.R. Mathematical representation of radiality constraint in distribution system reconfiguration problem. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, 2015, vol. 64, pp. 293–299. DOI: 10.1016/j.ijepes.2014.06.076.

12. Taylor J. A., Hover F.S. Convex models of distribution system. *IEEE Trans. Power Syst.*, 2012, vol. 27, no 3, pp. 1407–1413. DOI: 10.1109/TPWRS.2012.2184307.
13. Khodr H.M., Martinez-Crespo J., Matos M.A., Pereira J. Distribution systems reconfiguration based on OPF using Benders decomposition. *IEEE Trans. Power Del.*, 2009, vol. 24, no. 4, pp. 2166–2176. DOI: 10.1109/TPWRD.2009.2027510.
14. Haghghat H., Zeng B. Distribution system reconfiguration under uncertain load and renewable generation. *IEEE Trans. Power Syst.*, 2016, vol. 31, no. 4, pp. 2666–2675. DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2481508.
15. Mishima Y., Nara K., Satoh T., Ito T., Kaneda H. Method for minimum-loss reconfiguration of distribution system by tabu search. *Electr. Eng. Jpn.*, 2005, vol. 152, no. 2, pp. 18–25. DOI: 10.1002/ej.20086.
16. Peponis G.J., Papadopoulos M.P., Hatziargyriou N.D. Distribution network reconfiguration to minimize resistive line losses. *IEEE Trans. Power Del.*, 1995, vol. 10, no. 3, pp. 1338–1342. DOI: 10.1109/61.400914.
17. Su C.T., Lee C.S. Feeder reconfiguration and capacitor setting for loss reduction of distribution systems. *Electr. Power Syst. Res.*, 2001, vol. 58, no. 2, pp. 97–102. DOI: 10.1016/S0378-7796(01)00124-9.
18. Shareef H., Ibrahim A.A., Salman N., Mohamed A., Ai W.L. Power quality and reliability enhancement in distribution systems via optimum network reconfiguration by using quantum firefly algorithm. *Electr. Power Energy Syst.*, 2014, vol. 58, pp. 160–169. DOI: 10.1016/j.ijepes.2014.01.013.
19. Rokhlov V.A., Khmara G.A., Boychuk R.S. Method for reducing electricity losses in distribution networks with two-way power supply. *Electric Power. Transmission and Distribution*, 2021, no. 4 (67), pp. 98–103. (In Russ.)
20. Idelchik V.I. *Electrical systems and networks*. 2nd ed. Moscow, Alliance Publ., 2009. 592 p. (In Russ.)
21. Krupenev D.S. Calculation of steady-state modes of electric power systems using first-order sensitivity matrices as applied to the problem of assessing regime reliability. *Bulletin of the Irkutsk State Technical University*, 2017, vol. 21, no. 9, pp. 146–156. (In Russ.)
22. Huang B., Shen P. A new branch and bound method for solving linear multiplicative programming problems. *Optimization*, 2024, pp. 1–21. DOI: 10.1080/02331934.2024.2323684.

Information about the authors

Vladislav A. Rokhlov, Postgraduate Student, Tyumen Industrial University, 38, Volodarsky street, Tyumen, 625000, Russian Federation; rokhlov.vlad.97@mail.ru

Rustam N. Khamitov, Dr. Sc., Professor, Tyumen Industrial University, 38, Volodarsky street, Tyumen, 625000, Russian Federation; apple_27@mail.ru

Sergey N. Zherebtsov, Cand. Sc., Associate Professor, Tyumen Industrial University, 38, Volodarsky street, Tyumen, 625000, Russian Federation; s.n.zherebtsov@mail.ru

Anastasia A. Latyntseva, Specialist, Tyumen Oil Research Center LLC, 42, Maxim Gorky street, Tyumen, 625048, Russian Federation; anastasialat061100@gmail.com

Received: 17.11.2024

Revised: 10.12.2024

Accepted: 24.12.2024

УДК 622.276.58
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4563
Шифр специальности ВАК: 2.8.4

Обоснование и выбор метода ограничения водопритока в скважины с горизонтальным окончанием в условиях низкопроницаемых терригенных коллекторов на примере эксплуатационного объекта ЮС₂ нефтегазоконденсатного месторождения

О.В. Савенок¹✉, Н.Х. Жарикова¹, Е.П. Чуйкова¹, А.Е. Верисокин²,
М. Хадид³, Л.В. Поварова⁴, Д.С. Калашников², А.С. Доманова²

¹ Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Россия, г. Санкт-Петербург

² Северо-Кавказский федеральный университет, Россия, г. Ставрополь

³ Университет Аль-Баас, Сирийская Арабская Республика, Дамаск

⁴ Кубанский государственный технологический университет, Россия, г. Краснодар

✉ Savenok_OV@pers.spmi.ru

Аннотация. Актуальность. Сегодня большая часть эксплуатируемых в РФ месторождений перешла на заключительный этап разработки, что влечёт за собой неминуемый рост числа факторов, осложняющих процесс добычи углеводородов. Одним из таких факторов является повышенная обводнённость добываемой продукции. Данная проблема является причиной увеличения удельного расхода энергии на добычу жидкости, увеличения затрат на разделение нефти и воды в системе сбора и подготовки, а также роста числа отказов оборудования вследствие коррозии, отложения минеральных солей и образования стойких водонефтяных эмульсий. На многих месторождениях уровень обводнённости продукции уже достигает 98–99 %, что является пределом рентабельности добычи и требует принятия мер, направленных на уменьшение доли добываемой воды. Издержки становятся на порядок выше, если речь идёт о горизонтальных скважинах, в силу более высокой сложности и стоимости проводимых на них работ. **Цель.** Повышение эффективности проведения водоизоляционных работ в горизонтальных добывающих скважинах путём определения наиболее подходящего химического состава для ограничения водопритока, который бы соответствовал предъявляемым требованиям и был доступен в больших количествах широкому кругу отечественных нефтегазовых компаний. **Объект.** Анализ мероприятий по снижению обводнённости скважинной продукции. **Предмет.** Различные химические реагенты для изоляции водопритока и методы определения пригодности скважины для проведения водоизоляционных работ. **Методы.** Общенаучные (анализ, обобщение, синтез, классификация) и конкретно-научные (математическое моделирование, программное моделирование). Совокупность и сочетание данных методов адекватны цели и задачам, объекту и предмету исследования данной работы. **Результаты.** В статье выполнено исследование по повышению эффективности работы горизонтальных скважин в условиях повышенной обводнённости добываемой продукции, на основании которого определён наиболее эффективный метод ограничения водопритока – использование гелеобразующих композиций. Выполнено моделирование полимерного заводнения в программном комплексе tNavigator, и сравнены два сценария разработки, а также разработана методика подбора скважин-кандидатов для проведения водоизоляционных работ, реализованная в виде компьютерной программы, написанной на языке программирования Python.

Ключевые слова: технические причины обводнения скважин, геологические причины обводнения скважин, методика определения пригодности скважины к проведению водоизоляционных работ, методика подбора скважины-кандидата для проведения водоизоляционных работ, моделирование полимерного заводнения, карта нефтенасыщенности в конце расчёта, программный код в среде программирования Python

Для цитирования: Обоснование и выбор метода ограничения водопритока в скважины с горизонтальным окончанием в условиях низкопроницаемых терригенных коллекторов на примере эксплуатационного объекта ЮС₂ нефтегазоконденсатного месторождения / О.В. Савенок, Н.Х. Жарикова, Чуйкова Е.П., А.Е. Верисокин, Хадид М., Л.В. Поварова, Д.С. Калашников, А.С. Доманова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 1. – С. 193–205. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4563

UDC 622.276.58

DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4563

Justification and selection of a method for restricting water inflow to horizontal wells in low-permeability terrigenous reservoir conditions using the example of the YuS₂ formation of an oil and gas condensate field

O.V. Savenok¹✉, N.Kh. Zharikova¹, E.P. Chuykova¹, A.E. Verisokin²,
M. Hadid³, L.V. Povarova⁴, D.S. Kalashnikov², A.S. Domanova²

¹ Saint-Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russian Federation

² North Caucasian Federal University, Stavropol, Russian Federation

³ Al-Baath University, Damascus, Syrian Arab Republic

⁴ Kuban State Technological University, Krasnodar, Russian Federation

✉ Savenok_OV@pers.spmi.ru

Abstract. Relevance. Today, most of the fields exploited in the Russian Federation have moved to the final stage of development, which entails an inevitable increase in the number of factors complicating hydrocarbon production. One of these factors is the increased water cut of the extracted products. This problem is the cause of increase in specific energy consumption for liquid production, growth of the cost of separating oil and water in the collection and treatment system, as well as increase in the number of equipment failures due to corrosion, deposition of mineral salts and the formation of persistent oil-water emulsions. In many fields, the level of water cut in products already reaches 98–99%, which is the limit of profitability of production and requires the adoption of measures aimed at reducing the share of produced water. Costs become an order of magnitude higher when it comes to horizontal wells, due to the higher complexity and cost of the work carried out on them. **Aim.** To increase the efficiency of water isolation work in horizontal production wells by determining the most suitable chemical composition to limit water inflow, which would meet the requirements and be available in large quantities to a wide range of domestic oil and gas companies. **Objects.** The analysis of measures to reduce the water cut of well products. **Subject.** Various chemical reagents for isolating water inflow and methods for determining the suitability of a well for water isolation work. **Methods.** General scientific methods (analysis, generalization, synthesis, classification) and specific scientific ones (mathematical modeling, software modeling). The set and combination of these methods are adequate to the goals and objectives, object and subject of research of this work. **Results.** The authors have carried out a study to improve the efficiency of horizontal wells in conditions of increased water cut of produced products. Based on the research the most effective method of limiting water inflow – the use of gel-forming compositions – was determined. Modelling of polymer flooding was carried out in the tNavigator software package and two development scenarios were compared. The authors developed the methodology for selecting candidate wells for waterproofing work, implemented in the form of a computer program written in the Python programming language.

Keywords: technical reasons for well watering, geological reasons for well watering, methodology for determining the suitability of a well for waterproofing work, methodology for selecting a candidate well for waterproofing work, modeling of polymer flooding, oil saturation map at the end of the calculation, program code in the Python programming environment

For citation: Savenok O.V., Zharikova N.Kh., Chuykova E.P., Verisokin A.E., Hadid M., Povarova L.V., Kalashnikov D.S., Domanova A.S. Justification and selection of a method for restricting water inflow to horizontal wells in low-permeability terrigenous reservoir conditions using the example of the YuS₂ formation of an oil and gas condensate field. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 1, pp. 193–205. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4563

Общие сведения о месторождении

Рассматриваемое нефтегазоконденсатное месторождение находится в Сургутском районе ХМАО и является одним из крупнейших месторождений на территории России. По количеству начальных извлекаемых запасов относится к группе уникальных месторождений. Геологическое строение сложное, в 21 пласте обнаружена 151 залежь нефти и газа [1].

На месторождении выделено 10 эксплуатационных объектов: АС₄₋₈, АС_{6/1}, АС₇₋₈, АС₉, БС₁₋₂, БС_{10/1},

БС₁₀, БС₁₄₋₁₉, ЮС₁ и ЮС₂. Каждый из них в данный момент разрабатывается. В настоящее время идёт активное разбуривание объекта ЮС₂, который в ближайшем будущем будет обеспечивать основную долю в добыче на месторождении.

Пласт ЮС₂ характеризуется низкой расчленённостью разреза, количество проницаемых пропластков в пласте по скважинам изменяется от 1 до 7, в среднем коэффициент расчленённости равен 2,1. Толщины проницаемых пропластков изменя-

ются в диапазоне от 0,4 до 14,6 м. Коэффициент песчаности по разрезу изменяется от 0,02 до 1 и в среднем равен 0,282. Средние значения фильтрационно-емкостных свойств в целом по пласту составляют: пористость – 18,4 %, проницаемость – $19 \cdot 10^{-3}$ мкм². Средняя нефтенасыщенность равна 65,8 %.

На момент начала разработки в пласте ЮС₂ наблюдались следующие параметры:

- начальное пластовое давление – 23,1 МПа;
- начальная пластовая температура – 67 °С.
- В настоящий момент данные параметры принимают следующие значения:
- текущее пластовое давление – 22 МПа;
- текущая пластовая температура – 42 °С.

На месторождении введена система поддержания пластового давления, основанная на закачке попутно добываемой воды в продуктивные пласты посредством нагнетательных скважин. Соответственно, режим работы залежей водонапорный.

Начальные извлекаемые запасы составляют 1,5 млрд т. Текущая выработка – 45 %. В настоящее время основная доля отборов происходит из объекта ЮС₂ с начальными извлекаемыми запасами в 541,317 млн т

Месторождение введено в разработку в 1973 г. и на данный момент находится на четвертой завершающей стадии. Порядка 66,5 % фонда добывающих скважин характеризуется высокой обводненностью свыше 90 % вследствие высокой степени выработанности запасов и неоднородного строения продуктивных горизонтов, наличия нарушений и трещин, что является причиной раннего прорыва воды к забоям добывающих скважин [2, 3].

Анализ фонда скважин

Утвержденный проектный фонд по месторождению в целом составляет 8738 скважин, в том числе: основной фонд – 8217, резервный – 521. Фонд скважин для бурения – 1958, в том числе: основной фонд – 1437, резервный – 521.

По состоянию на 01.01.2012 г. на месторождении числится 6780 скважин, в том числе: добывающих – 4254, нагнетательных – 2376, газовых – 21, водозаборных – 129.

В 2021 г. в эксплуатации на нефть перебивало 3080 скважин, средний дебит скважин по нефти составил 9,2 т/сут., средняя обводненность продукции – 94,6 %. С обводненностью выше 90 % эксплуатируется 2049 скважин (66,5 % от общего фонда). Добыча нефти из высокообводненного фонда составляет 4780,7 тыс. т (52,2 % от общего отбора). Из приведенных значений видно, что значительная доля скважин на месторождении осложнена проблемой высокого содержания воды в добываемой продукции. Причинами этого может служить:

- 1) недостаточная эффективность принимаемых на месторождении мер по изоляции водопритоков;
- 2) сложное геологическое строение, способствующее преждевременному прорыву воды в добывающие скважины;
- 3) высокая степень выработанности запасов;
- 4) наличие большого количества промытых водой зон. Необходимо совершенствовать систему предупреждения прорыва воды в добывающие скважины, так как это позволит значительно уменьшить издержки производства и увеличить конечный коэффициент извлечения нефти [4, 5].

Моделирование методики определения пригодности скважины для проведения водоизоляционных работ

Первым этапом в проведении любого геологического мероприятия (ГТМ), в ходе которого в скважину будут закачаны химические реагенты, является выбор оптимального места для ввода данных реагентов. В случае с водоизоляционными работами таким местом является добывающая либо нагнетательная скважины [6–9].

Определение пригодности скважины для водоизоляционных работ включает в себя целый ряд этапов, таких как:

- определение наиболее проблемных скважин, осложнённых процессом обводнения;
- анализ геолого-промысловых данных, истории эксплуатации скважины и проводимых ранее ГТМ;
- диагностика причин обводнения скважин;
- анализ критериев эффективности различных технологических решений, направленных на снижение уровня обводнённости;
- расчёт основных технологических параметров и экономической эффективности планируемого мероприятия.

Для успешной реализации планируемого мероприятия необходимо провести анализ большого количества промысловой информации, среди которой присутствует следующая [10–12]:

- геолого-технические характеристики добывающей скважины;
- темпы добычи нефти и данные по изменению обводнённости с самого начала эксплуатации скважины;
- описание и результаты проведения скважинных операций;
- наличие водоносных пластов в скважине и их расположение;
- дислокация скважины относительно контура нефтеносности;
- расположение водонефтяного контакта;
- уровень истощения запасов;
- свойства пластовой воды;
- информация о конструкции скважины;

- насыщенность по толщине, литология и структура пласта.

Собрав воедино все данные, можно приступить к непосредственному подбору скважины согласно следующей методике (рис. 1) [13].

Приведённая на рис. 1 методика определения пригодности скважины для водоизоляционных работ включает в себя 4 ключевых этапа.

1. *Поиск проблемных скважин.* Данный шаг включает в себя выборку скважин с резким скачком обводнённости выше 40 %, поскольку увеличение доли воды в добываемой продукции свыше 40 % и вплоть до 75 % вызывают инверсию фаз

водонефтяной эмульсии, и начинают образовываться аномально высоковязкие эмульсии типа «нефть в воде», что в значительной степени осложняет процесс добычи и переработки нефти. Также на данном этапе отсеиваются скважины, проведение водоизоляционных работ на которых нецелесообразно ввиду того, что в окрестности этих скважин отсутствуют необходимые объёмы ещё не выработанных запасов, наличие которых необходимо для достижения желаемого технологического и экономического эффекта [14–16].

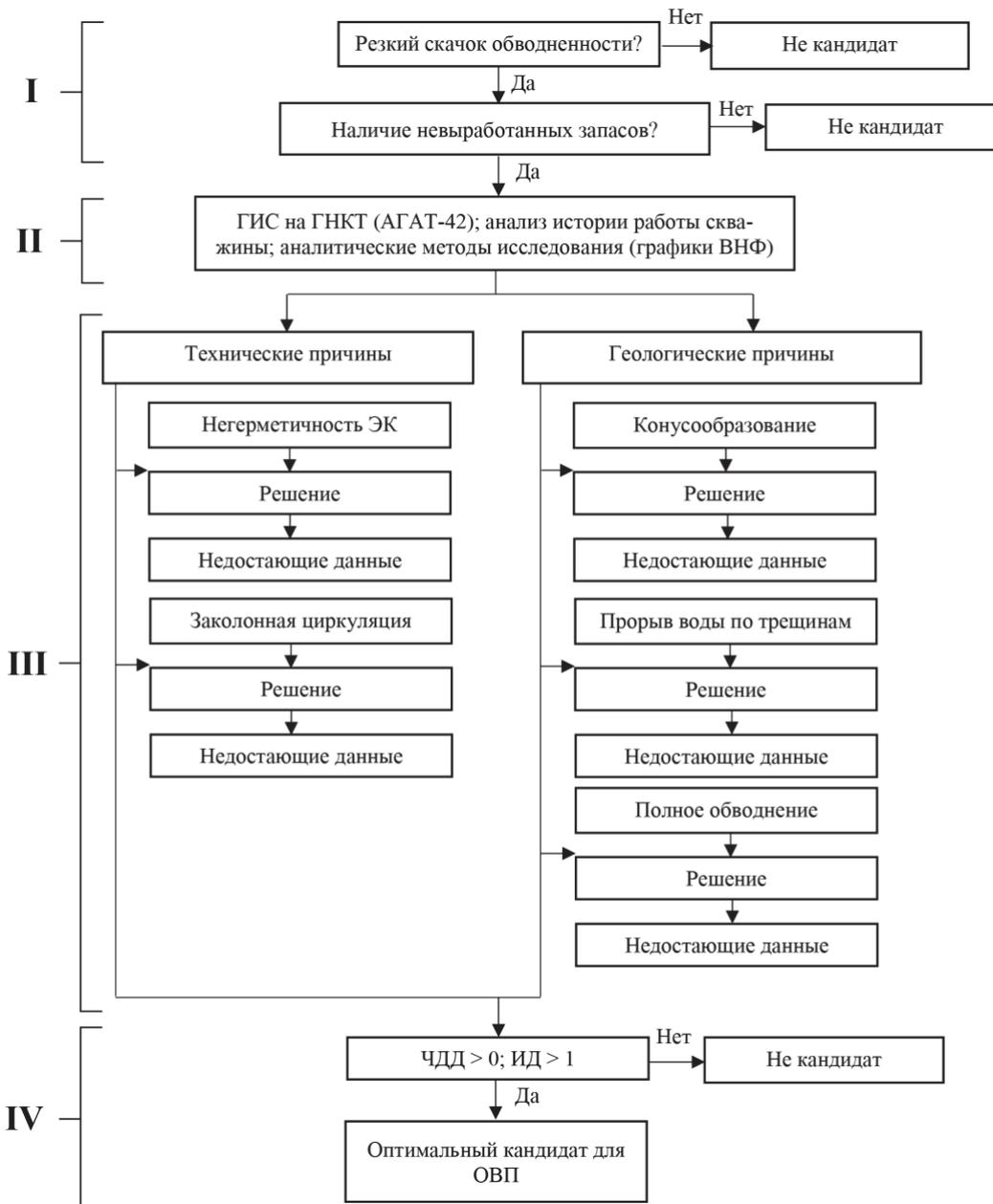


Рис. 1. Предлагаемая методика определения пригодности скважины для водоизоляционных работ
Fig. 1. Proposed methodology for determining the suitability of a well for waterproofing work

2. *Поиск причины обводнения.* Данный этап направлен на точное установление причины обводнения добывающей нефтяной скважины. Можно с уверенностью сказать, что иностранные компании обладают более совершенным оборудованием для проведения ГИС. Каротаж в горизонтальных скважинах позволяет точно выявить место притока нежелательного флюида в скважину и тип самого флюида. Эти данные получают посредством измерения температуры поступающей в скважину жидкости, её плотности, скорости фильтрации и электрического сопротивления.

Поскольку основным отличием вертикальных скважин от горизонтальных является их геометрическая конфигурация и то, что каротажные приборы могут пройти всего порядка 300 м в горизонтальном стволе, возникает проблема повышения охвата таких скважин исследованиями. Решается она посредством применения различных технологий: колтюбинговых, PLT (production logging test – измерение профиля притока), динамического маркерного мониторинга профиля и состава притока и др. Следующий набор факторов оказывает влияние на интерпретацию данных ГИС в горизонтальных стволах:

- длина пройденного прибором пути, который в большинстве случаев значительно больше такового в вертикальных скважинах. Также в силу интенсивного перемешивания поступающих в скважину флюидов сложность интерпретации данных значительно возрастает;
- при большой длине горизонтального участка происходит разделение фильтрующейся жидкости на фазы как в наземных нефте- или газопроводах и емкостях для отстаивания.

Помимо всего перечисленного на точность получаемых данных влияет изменение скорости потока, проходящего вблизи датчиков прибора. В связи со всеми этими факторами разработана улучшенная система каротажа, способная наиболее правильно собирать каротажные данные даже в очень сложных условиях измерения, таких как горизонтальные и наклонно-направленные скважины [17–19].

Кроме проведения ГИС второй этап включает в себя анализ истории работы скважины на наличие подобных осложнений в прошлом и мероприятия по борьбе с этими осложнениями, а также технологический эффект от проведённых мероприятий.

3. *Подбор подходящей технологии ограничения водопритока,* включающий выбор технологии, соответствующей наибольшему количеству данных, полученных на втором этапе.

В зависимости от конфигурации ловушки и состояния скважины причины обводнения будут ва-

рьируются, поскольку неудовлетворительное техническое состояние приводит к заколонным перетокам, которые в свою очередь приводят к поступлению в скважину воды из выше- или нижележащих пластов, никак не связанных с коллектором гидродинамически [20–22].

На рис. 2 показаны технические причины обводнения скважин. Они подразделяются на две крупные группы: нарушение герметичности эксплуатационной колонны и затрубная циркуляция из-за негерметичности.



Рис. 2. Технические причины обводнения скважин

Fig. 2. Technical reasons for well watering

Существуют также и геологические причины обводнения. Основные из них: подъём ВНК к интервалу перфорации, прорыв воды по продуктивному пласту, трещиноватость, позволяющая прорываться воде из нагнетательной скважины, и трещиноватость, по которой вода из водоносных горизонтов переходит в нефтеносные. Классификация геологических причин обводнения приведена на рис. 3.



Рис. 3. Геологические причины обводнения скважин

Fig. 3. Geological reasons for well watering

При наличии определённости в вопросе того, что является причиной повышенной обводнённости скважинной продукции, следующим шагом будет рассмотрение различных способов борьбы с данной проблемой, среди которых присутствуют следующие:

- использование кремнийорганических тампонирующих составов, а также различных синтетических смол, производных акриловых кислот и цементных и нефцецементных растворов;
- использование профильных перекрывателей, накладных муфт, пакеров, вязкоупругих систем и др.

Каждый из приведённых сценариев требует дополнительных исходных данных, таких как тип коллектора, пластовое давление и температура, интервал перфорации, способ заканчивания скважины, профиль притока и приёмности и т. д. Когда имеются все данные, необходимые для расчёта, определяются основные технологические параметры выбранной технологии, такие как объём компо-

зиции, скорость закачки, радиус проникновения изолирующего агента в пласт и т. д. [23–25].

4. *Расчёт экономической и технологической эффективности.* На данном этапе производится математическое моделирование результатов ремонтно-изоляционных работ и их последующая оценка. Рассчитываются такие параметры, как дополнительная добыча, чистый дисконтированный доход (ЧДД) и индекс доходности (ИД). При $ЧДД > 0$ и $ИД > 1$ проект признаётся рентабельным и в дальнейшем рассматривается в качестве потенциального к непосредственной реализации.

Данный алгоритм запрограммирован в среде Python (рис. 4).

```
c:\Users\pavel\Desktop > python подбор_скважины.py > ...
1 import math
2 # 1 этап - Поиск наиболее проблемных скважин
3 while True:
4     print('Рекий скачок обводненности? (1 - да, 2 - нет)')
5     B = int(input())
6     if B == 1:
7         print('Наличие невыработанных запасов? (1-да; 2-нет) ')
8         Q = int(input())
9         if Q == 1:
10            # 2 этап - Поиск причины обводнения
11            print('Необходимо проведение геофизических исследований и анализ истории работы скважины.')
12            # 3 этап - Подбор подходящей технологии ограничения водопритока
13            print('Выберите причину обводнения (1-нарушение герметичности ЭК; 2-заколонная циркуляция;')
14            print('3-конусообразование; 4-прорыв воды по трещинам; 5-естественное обводнение пласта)')
15            problem = int(input())
16            if problem == 1:
17                print('Предлагаемые решения: цементирование (цементный или нефцецементный раствор); пластырь; накладная муфта.')
18                print('Необходимые данные: интервал негерметичности, конструкция скважины.')
19                # 4 этап - Расчет экономической и технологической эффективности
20                if NPV > 0 and PI > 1:
21                    print('Оптимальный кандидат для ОВП')
22                    break
23                else:
24                    print('Не кандидат')
25                    break
26            elif problem == 2:
27                print('Предлагаемые решения: закачка изолирующего состава через существующие интервалы перфорации,')
28                print('либо через отверстия, простреланные напротив интервала заколонных перетоков с предварительной')
29                print('установкой пакеров.')
30                print('Необходимые данные: конструкция скважины, тип коллектора, интервалы перфорации.')
31                # 4 этап - Расчет экономической и технологической эффективности
32                if NPV > 0 and PI > 1:
33                    print('Оптимальный кандидат для ОВП')
34                    break
35                else:
36                    print('Не кандидат')
37                    break
38            elif problem == 3:
39                print('Предлагаемое решение: селективная изоляция обводненного интервала (ПАА, ВУС, ГПС и пр.)')
40                print('Необходимые данные: тип коллектора, интервал поступления воды, профиль притока и приёмности,')
41                print('тип заканчивания скважины, режим фильтрации, тпл, Рпл, Рзаб, Qн, Qв, Св')
42                # 4 этап - Расчет экономической и технологической эффективности
43                if NPV > 0 and PI > 1:
44                    print('Оптимальный кандидат для ОВП')
45                    break
46                else:
47                    print('Не кандидат')
48                    break
49            elif problem == 4:
50                print('Предлагаемое решение: перекрытие интервала притока воды от необводненных интервалов с последующей')
51                print('закачкой селективного водонезолирующего состава (ПАА, гипан и пр.)')
52                print('Необходимые данные: тип коллектора, интервал поступления воды, профиль притока и приёмности,')
53                print('тип заканчивания скважины, режим фильтрации, тпл, Рпл, Рзаб, Qн, Qв, Св')
54                # 4 этап - Расчет экономической и технологической эффективности
55                if NPV > 0 and PI > 1:
56                    print('Оптимальный кандидат для ОВП')
57                    break
58                else:
59                    print('Не кандидат')
60                    break
```

Рис. 4. Программный код в среде программирования Python, реализующий разработанный алгоритм
Fig. 4. Program code in the Python programming environment that implements the developed algorithm

Моделирование полимерного заводнения в программном комплексе tNavigator

Одним из распространённых методов регулирования профиля вытеснения и борьбы с ранними прорывами нагнетаемой воды является процесс полимерного заводнения, при котором в нагнетательную скважину закачивается оторочка полимерного состава. Этот состав, взаимодействуя с водой, значительно повышает её вязкостные характеристики, тем самым проникая в наиболее проницаемые промытые зоны и образуя там устойчивый экран, не позволяющий воде фильтроваться по промытым ранее в горной породе каналам. За счёт этого эффекта нагнетаемый флюид начинает проникать в зоны, ранее не задействованные в процессе разработки, тем самым повышая конечную нефтеотдачу.

В приведённой модели рассматриваются два случая: с применением полимерного заводнения и без него. Расчёт ведётся на 12 лет. В конце планируется сравнить две приведённые модели и сделать выводы по поводу эффективности борьбы с обводнённостью путём использования данного метода.

Имеется продуктивный пласт с подстилающим его водоносным пластом, нагнетательная и добывающая скважина с горизонтальным окончанием (рис. 5).

На рис. 6 приведена карта нефтенасыщенности в конце расчёта. По представленным рисункам видно, что в случае с полимерным заводнением нефтенасыщенность пласта в окрестности нагнетательной скважины значительно ниже, чем в случае с отсутствием полимерного заводнения. Это объясняется лучшим соотношением вязкости закачиваемой и вытесняемой жидкостей, благодаря которому нагнетаемая в пласт вода не прорывается по наиболее проницаемым каналам, а фронт вытеснения продвигается значительно ровнее [26–28].

На приведённом графике накопленных отборов (рис. 7) можно видеть, что при использовании полимерного заводнения снижаются отборы воды и

повышаются отборы нефти, связано это с вышеперечисленными факторами.

В табл. 1 показана разница в отборах нефти и воды при реализации различных сценариев.

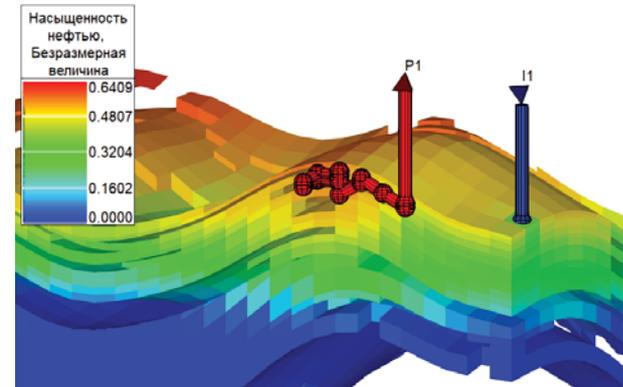


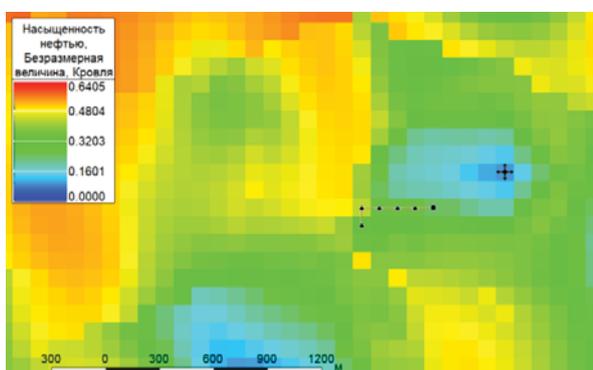
Рис. 5. Расположение нагнетательной и добывающей скважин

Fig. 5. Location of injection and production wells

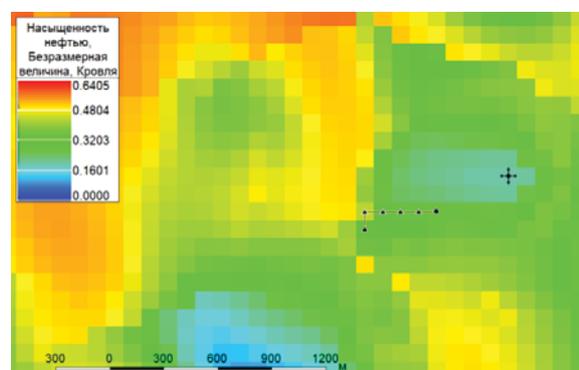
Таблица 1. Разница в отборах нефти и воды при реализации различных сценариев

Table 1. Differences in oil and water extractions under different scenarios

Дата/Date		01.05.2022	01.01.2034
Без полимера/Without polymer			
тыс. м ³ /thousand m ³	накопленная нефть/accumulated oil		257,98
	накопленная вода/accumulated water	0	1395,23
С полимером/With polymer			
тыс. м ³ /thousand m ³	накопленная нефть/accumulated oil		267,24
	накопленная вода/accumulated water		1092,00
	накопленная нефть (разность)/accumulated oil (difference)	0	9,26
	накопленная вода (разность)/accumulated water (difference)		-303,23



а/а



б/б

Рис. 6. Карта нефтенасыщенности в конце расчёта: а) с полимером; б) без полимера
 Fig. 6. Oil saturation map at the end of the calculation: a) with polymer; b) without polymer

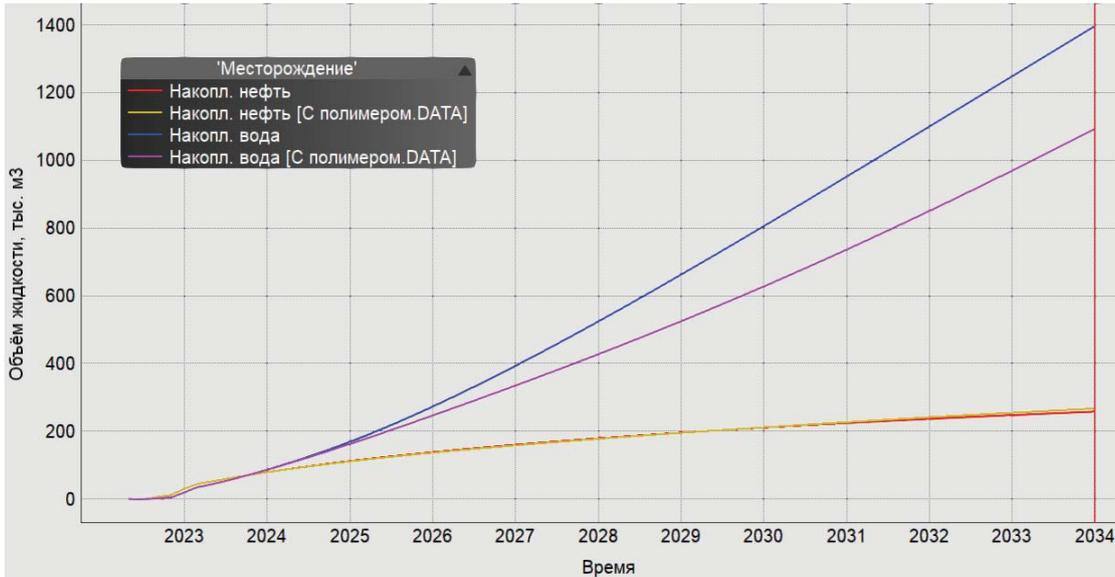


Рис. 7. График накопленных отборов
 Fig. 7. Accumulated selections schedule

Анализ экономической эффективности

На основании проведенного анализа необходимо рассчитать показатели рентабельности предлагаемого инвестиционного проекта. Для этого сравним два сценария: эксплуатация обводнённой скважины и эксплуатация скважины, изолированной гелеобразующим составом. Период расчёта – 5 лет. Дебит скважины изменяется во времени и зависит от значения давления на контуре питания. Экономический эффект от проведённой операции складывается исходя из дополнительной добычи нефти. В расчётах учтём, что водоизолирующий экран не теряет своих свойств в течение 3 лет, далее должна проводиться повторная обработка [29–31].

Исходные данные для расчёта приведены в табл. 2, результаты проведённых расчётов – в табл. 3.

Таблица 2. Исходные данные для расчёта

Table 2. Initial data for calculation

Стоимость 1 кг реагента, р./Cost of 1 kg of reagent, rub.	6000
Дебит по нефти до обработки, т/сут. Oil flow rate before processing, tons/day	61
Дебит по нефти после обработки, т/сут. Oil flow rate after processing, tons/day	69,6
Плотность реагента, кг/м³/Reagent density, kg/m3	1100
Зарплата бригады КРС средняя, р./ч Average salary of a well overhaul team, rub./hour	512
Аренда оборудования, р./ч/Equipment rental, rub./hour	2000

Таблица 3. Результаты проведённых расчётов

Table 3. Results of the calculations performed

Параметр/Parameter		Период расчёта, лет/Calculation period, years					
		0	1	2	3	4	5
Дополнительная добыча, т/Additional production, tons		0	2357,92	2350,83	2344,93	2339,04	2333,14
Коэффициент дисконтирования, доли ед. Discount factor, fractions of units		1	0,88	0,77	0,67	0,59	0,52
млн р. million rubles	Стоимость нефти Urals за 1 т/Cost of Urals oil per 1 ton	0,026					
	Выручка/Revenue	0	62,39	62,21	62,05	61,89	61,73
	Капитальные затраты/Capital costs	17,44	0	0	17,44	0	0
	Эксплуатационные затраты/Operating costs	0					
	Прибыль до налогообложения/Profit before tax	0	34,37	34,27	16,74	34,09	34,01
	Налог на прибыль/Income tax	0	6,87	6,85	3,35	6,82	6,81
	Налог на добычу полезных ископаемых Mineral extraction tax	0	28,02	27,94	27,87	27,80	27,73
	Чистая прибыль/Net profit	0	27,51	27,41	13,39	27,28	27,21
	Денежный поток/Cash flow	- 17,44	27,50	27,41	- 4,04	27,28	27,21
	Дисконтированный денежный поток Discounted cash flow, million rubles	- 17,44	24,12	21,09	- 2,73	16,15	14,13
	Дисконтированный денежный поток накопленный Discounted cash flow accumulated	- 17,44	6,68	27,77	25,05	41,20	55,33

Таблица 4. Показатели инвестиционного проекта

Table 4. Investment project indicators

Показатель/Index	Значение/Value
Чистый дисконтированный доход, млн р. Net present value, million rubles	55,33
Индекс рентабельности, р./р. Profitability index, rubles/rubles	1,58
Внутренняя норма доходности Internal rate of return, %	101
Срок окупаемости, мес. Payback period, months	8

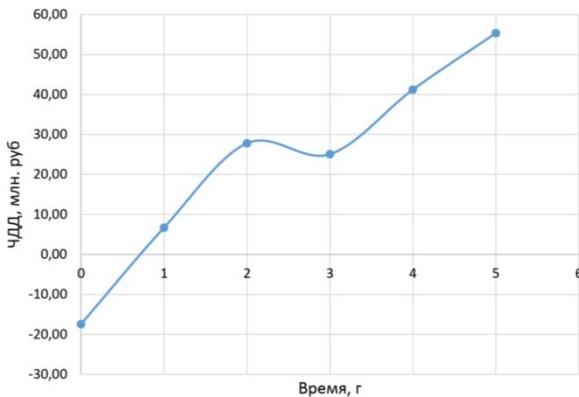


Рис. 8. График изменения чистого дисконтированного дохода

Fig. 8. Graph of changes in net present value

Внутренняя норма доходности определялась при помощи функции ВСД в пакете Microsoft Excel (функция ВСД в Excel возвращает внутреннюю ставку доходности для ряда потоков денежных средств). Её величина составила 101 %. Объясняется такое большое значение тем, что при малых капитальных затратах и значительном периоде расчёта в 5 лет количество дополнительно отобранной нефти перекрывает все вложенные средства уже после 8 месяцев работы [32–34]. Таким образом, срок окупаемости составил 8 месяцев, а чистый дисконтированный доход – 55,33 млн р. График

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Авершин Р.В. Анализ текущего состояния разработки пласта ЮС2 Фёдоровского месторождения // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна: материалы Всероссийской научно-технической конференции, посвящённой 100-летию Байбакова Николая Константиновича. – Тюмень, 15 апреля 2011. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2011. – С. 131–132.
2. Жарикова Н.Х., Самойлов М.И. Анализ текущего состояния обводнённости скважин на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № 1 (373). – С. 46–56. DOI: 10.33285/2413-5011-2023-1(373)-46-56
3. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Кусова Л.Г. Промысловые исследования притока к горизонтальным скважинам и методы интенсификации нефтегазодобычи // СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ-2021: доклады XXII Международной молодёжной научной конференции. – Ухта, 17–19 марта 2021. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2021. – С. 476–480
4. 5.Ямкин М.А., Сафиуллина Е.У. Оценка соответствия результатов компьютерного моделирования притока жидкости к трещине гидроразрыва пласта реальным данным // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 3. – С. 210–217. DOI: 10.18799/24131830/2023/3/3919
5. 6.Adewole J.K., Muritala K.B. Some applications of natural polymeric materials in oilfield operations: a review // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2019. – Vol. 9. – P. 2297–2307 DOI: 10.1007/s13202-019-0626-9.

изменения чистого дисконтированного дохода показан на рис. 8.

В табл. 4 приведены показатели инвестиционного проекта.

Выводы

На основе проведённого моделирования в программном комплексе tNavigator сравнивались два сценария – разработка с применением полимерного заводнения и без него. По итогам расчёта модель с применением полимерного заводнения показала лучшие результаты по накопленной добыче нефти и воды вследствие выравнивания фронта вытеснения и препятствования ранним прорывам нагнетаемой воды. Уменьшение накопленной добычи воды составило 303,23 тыс. м³ (или 22 %), рост добычи нефти составил 9,26 тыс. м³ (или 4 %).

На основе выполненного исследования разработана:

- 1) методика определения пригодности скважины к проведению водоизоляционных работ, реализованная на языке программирования Python;
- 2) методика подбора скважины-кандидата для проведения водоизоляционных работ, которая впоследствии нами запрограммирована в среде Python.

По итогам расчёта экономических показателей можно сделать вывод о том, что данный проект является рентабельным. Срок окупаемости проекта составил 8 месяцев, что является вполне приемлемым результатом.

Рассмотренная в статье тема требует дальнейшего исследования, так как проблема повышенной обводнённости добываемой продукции является одним из основных осложняющих факторов при добыче углеводородного сырья не только в России, но и в мире [35, 36]. Доработав в будущем данную программу, можно автоматизировать некоторые процессы при подготовке к проведению водоизоляционных работ.

6. Бовконюк П.А. Основные виды ремонтно-изоляционных работ и изоляционных материалов для ограничения водопритоков в добывающих скважинах // Россия молодая: сборник материалов XIV Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. – Кемерово, 19–21 апреля 2022. – Кемерово: Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачёва, 2022. – С. 10701.1–10701.5.
7. Алгоритм ретроспективного анализа по выявлению и локализации остаточных запасов разрабатываемого многопластового нефтяного месторождения / Р.Н. Бурханов, А.А. Лутфуллин, А.В. Максютин, И.Р. Раупов, И.В. Валиуллин, И.М. Фаррахов, М.В. Швыденко // Георесурсы. – 2022. – Т. 24. – № 3. – С. 125–138. DOI: 10.18599/grs.2022.3.11
8. Вязникова В.В. Технология одновременной интенсификации добычи нефти и ограничения водопритока химическим раствором // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2020. – Т. 2. – С. 102–107.
9. Галкин В.И., Колтырин А.Н. Обоснование прогнозной величины прироста дебита нефти после применения ГТМ с помощью статистического метода // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 2. – С. 81–86. DOI: 10.18799/24131830/2023/2/3857
10. Колев Ж.М., Краснов И.И., Ваганов Е.В. Моделирование и обоснование ограничения водогазопритоков в скважины, эксплуатирующие нефтегазовые залежи // Нефть и газ: опыт и инновации. – 2021. – Т. 5. – № 1. – С. 3–21. DOI: 10.32878/oil.21-5-01(7)-3-21
11. Куликова Л.Е., Малахов А.О., Варфоломеев М.А. Физическое моделирование трещиноватости для оценки изолирующих свойств составов для ограничения водопритока // Tatarstan UpExPro 2023: сборник научных трудов по материалам VII Международной молодёжной научной конференции. – Казань, 6–9 апреля 2023. – Новокузнецк: Изд-во «Знание-М», 2023. – С. 267–268.
12. Неорганическая гелеобразующая композиция для ограничения водопритока в карбонатных трещиновато-поровых коллекторах / А.М. Кунакова, В.Н. Дурагин, К.В. Стрижнев, Д.В. Мардашов, А.М. Дурагина // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 114–116.
13. Бовконюк П.А., Савенок О.В. Разработка алгоритма программы для автоматизированного подбора месторождений-аналогов нефти и газа // Инженер-нефтяник. – 2023. – № 3. – С. 20–24
14. Двойников М.В., Кучин В.Н., Минцаев М.Ш. Разработка вязкоупругих систем и технологии изоляции водоносных горизонтов с аномальными пластовыми давлениями при бурении нефтегазовых скважин // Записки Горного института. – 2021. – Т. 247. – С. 57–65. DOI: 10.31897/PMI.2021.1.7
15. Демидова П.И., Липатов А.В. Моделирование процесса ограничения водопритока с применением тампонажных растворов // Булатовские чтения. – 2023. – Т. 1. – С. 325–327.
16. Тестирование технологии предварительно сшитых частиц полимерного геля для ограничения водопритоков на фильтрационных керновых моделях / Ю.А. Кетова, Б. Бай, Г.П. Хижняк, Е.А. Гладких, С.В. Галкин // Записки Горного института. – 2020. – Т. 241. – С. 91–96. DOI: 10.31897/PMI.2020.1.91
17. Мардашов Д.В., Бондаренко А.В., Раупов И.Р. Методика расчёта технологических параметров закачки в нефтяную скважину неньютоновских жидкостей при подземном ремонте // Записки Горного института. – 2022. – Т. 258. – С. 881–894. DOI: 10.31897/PMI.2022.16
18. Минченко Ю.С., Шемелина О.Н., Хадид Махмуд. Гелеобразующий состав для повышения эффективности проведения водоизоляционных работ в скважинах с горизонтальным окончанием // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 12. – С. 180–188. DOI: 10.18799/24131830/2023/12/4201
19. Молчанов А.А., Агеев П.Г. Внедрение новых технологий – надёжный путь извлечения остаточных запасов месторождений углеводородов // Записки Горного института. – 2017. – Т. 227. – С. 530–539. DOI: 10.25515/PMI.2017.5.530
20. Эффективность разработанной методологии расчётов для дизайна ремонтно-изоляционных работ / И.Г. Фаттахов, А.С. Жиркеев, А.К. Сахапова, З.А. Гарифуллина, Р.Р. Хуснутдинова, А.Р. Вафин, Р.Ф. Хуснутдинов // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 3 (639). – С. 46–53. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-3(639)-46-53
21. Фахрутдинов Э.И., Фокеева Л.Х., Ганиева Г.Р. Технология ограничения водопритока в эксплуатационных скважинах на примере Фёдоровского месторождения // Молодые – Научкам о Земле: материалы IX Международной научной конференции молодых учёных. – М., 23 октября 2020. В 7 т. – М.: Российский государственный геологоразведочный университет имени С. Орджоникидзе, 2020. – Т. 4. – С. 101–103.
22. Повышение эффективности разработки терригенных нефтенасыщенных коллекторов системой ориентированных селективных щелевых каналов / С.Е. Чернышов, В.А. Репина, Н.И. Крысин, Д.И.М. Макдоналд // Записки Горного института. – 2020. – Т. 246. – С. 660–666. DOI: 10.31897/PMI.2020.6.8
23. Andersen P.Ø., Djurhuus K., Askarinezhad R., Solbakken J.S. Management of high-water-cut and mature petroleum reservoirs // Energies. – 2022. – Vol. 15. – № 22. – P. 8344. DOI: 10.3390/en15228344
24. Short-term production optimization under water-cut uncertainty / G. Chaves, D. Monteiro, M.C. Duque, V.F. Filho, J. Baioco., B.F. Vieira // Society of Petroleum Engineers Journal. – 2021. – Vol. 26. – № 5. – P. 3054–3074. DOI: 10.2118/204223-PA
25. Ghosh B., Ali S.A., Belhaj H. Controlling excess water production in fractured carbonate reservoirs: chemical zonal protection design // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2020. – Vol. 10. – P. 1921–1931 DOI: 10.1007/s13202-020-00842-3
26. Korolev M.I., Rogachev M.K., Tananykhin D.S. Regulation of filtration characteristics of highly watered terrigenous formations using complex chemical compositions based on surfactants // Journal of Applied Engineering Science. – 2020. – Vol. 18. – № 1. – P. 147–156. DOI: 10.5937/jaes18-24542
27. A new water flooding characteristic curve at ultra-high water cut stage / Sh. Li, Q. Feng, X. Zhang, Ch. Yu, Y. Huang // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2023. – Vol. 13. – № 1. – P. 101–110. DOI: 10.1007/s13202-022-01538-6
28. Well inflow performance under fines migration during water-cut increase / C. Nguyen, G. Loi, T. Russell, S.R. Mohd Shafian, N.N. Zulkifli, S.C. Chee, N. Razali, A. Zeinjahromi // Fuel. – 2022. – Vol. 327. – P. 124887. DOI: 10.1016/j.fuel.2022.124887

29. Palyanitsina A.N., Tananykhin D.S., Masoud R. Strategy of water-flooding enhancement for low-permeable polymictic reservoirs // *Journal of Applied Engineering Science*. – 2021. – Vol. 19. – № 2. – P. 307–317. DOI: 10.5937/jaes0-29693
30. Environmentally safe technology to increase efficiency of high-viscosity oil production for the objects with advanced water cut / A.N. Palyanitsina, E.U. Safiullina, R.R. Byazrov, D.G. Podoprighora, A.V. Alekseenko // *Energies*. – 2022. – Vol. 15. – № 3. DOI: 10.3390/en15030753
31. Displacement characteristics of CO₂ flooding in extra-high water-cut reservoirs / R. Wang, Ya. Zhang, Ch. Lyu, Z. Lun, M. Cui, D. Lang // *Energy Geoscience*. – 2022. – P. 100115. DOI: 10.1016/j.engeos.2022.06.003
32. Multi-criteria decision making approaches to select appropriate enhanced oil recovery techniques in petroleum industries / Z. Wei, X. Dai, X. Wang, S. Zhu, L.M. Yapanto, I.R. Raupov // *Energy Reports*. – 2021. – Vol. 7. – P. 2751–2758. DOI: 10.1016/j.egy.2021.05.002
33. Wu W. Challenges and strategies of water system in extra high water cut development stage // *E3S Web of Conferences*. – 2022. – Vol. 352. – P. 01062. DOI: 10.1051/e3sconf/202235201062
34. Experimental study on lateral flooding for enhanced oil recovery in bottom-water reservoir with high water cut / Q. You, Q. Wen, J. Fang, M. Guo, Q. Zhang, C. Dai // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.11.053
35. Application of new water flooding characteristic curve in the high water-cut stage of an oilfield / Xi. Zhang, Ch. Wang, H. Wu, Xu. Zhao // *Fluid Dynamics & Materials Processing*. – 2022. – Vol. 18. – № 3. – P. 661–677. DOI: 10.32604/fdmp.2022.019486
36. The performance of polymer flooding in heterogeneous type II reservoirs – an experimental and field investigation / H. Zhong, W. Zhang, J. Fu, J. Lu, H. Yin // *Energies*. – 2017. – № 10. – P. 454. DOI: 10.3390/en10040454

Информация об авторах

Ольга Вадимовна Савенок, доктор технических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, 2. Savenok_OV@pers.spmi.ru; <https://orcid.org/0000-0003-1312-4312>

Наиля Халимовна Жарикова, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, 2. Zharikova_Nkh@pers.spmi.ru; <https://orcid.org/0009-0006-2943-4760>

Елизавета Павловна Чуйкова, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, 2 lizach_2001@mail.ru

Александр Евгеньевич Верисокин, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Северо-Кавказский федеральный университет, Россия, 355017, г. Ставрополь, ул. Пушкина, 1. verisokin.aleksandr@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0001-6530-4126>

Махмуд Хадид, доктор технических наук, профессор Университета Аль-Баас, Сирийская Арабская Республика, Дамаск, Шоссе Алеппо, Хомс, Почтовый ящик 77. m-hadid@scs-net.org

Лариса Валерьевна Поварова, кандидат химических наук, доцент кафедры химии, Кубанский государственный технологический университет, Россия, 350072, г. Краснодар, ул. Московская, 2. larisa.0808@mail.ru

Денис Сергеевич Калашников, лаборант кафедры строительства нефтяных и газовых скважин, Северо-Кавказский федеральный университет, Россия, 355017, г. Ставрополь, ул. Пушкина, 1. revalstrega@yandex.ru; <https://orcid.org/0009-0006-5325-2705>

Анна Стефановна Доманова, лаборант кафедры строительства нефтяных и газовых скважин, Северо-Кавказский федеральный университет, Россия, 355017, г. Ставрополь, ул. Пушкина, 1. alazurkevich@ncfu.ru; <https://orcid.org/0009-0004-6893-3103>

Поступила в редакцию: 01.02.2024

Поступила после рецензирования: 04.07.2024

Принята к публикации; 28.11.2024

REFERENCES

1. Avershin R.V. Analysis of the current state of development of the YuS₂ reservoir of the Fedorovskoye field. *Geology and oil and gas potential of the West Siberian megabasin. Materials of the All-Russian scientific and technical conference dedicated to the 100th anniversary of Nikolai Konstantinovich Baibakov*. Tyumen, Tyumen Industrial University Publ., 2011. pp. 131–132. (In Russ.)
2. Zharikova N.Kh., Samoilov M.I. Analysis of the current state of wells water-flooding in the Zapolyarnoye oil and gas condensate field. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2023, no. 1 (373), pp. 46–56. (In Russ.) DOI: 10.33285/2413-5011-2023-1(373)-46-56
3. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Kusova L.G. Field studies of inflow to horizontal wells and methods for intensifying oil and gas production. *SEVERGEOECOTECH-2021. Reports of the XXII International youth scientific conference*. Ukhta, Ukhta State Technical University Publ., 2021. pp. 476–480. (In Russ.)

4. Yamkin M.A., Safiullina E.U. Assessing the correspondence of the results of computer modeling of fluid inflow to a hydraulic fracturing crack with real data. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 3, pp. 210–217. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2023/3/3919
5. Adewole J.K., Muritala K.B. Some applications of natural polymeric materials in oilfield operations: a review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2019, vol. 9, pp. 2297–2307. DOI: 10.1007/s13202-019-0626-9
6. Bovkonyuk P.A. Main types of repair and insulation work and insulation materials for limiting water inflows in production wells. Young Russia. *Collection of materials of the XIV All-Russian scientific and practical conference with international participation*. Kemerovo, Kuzbass State Technical University named after T.F. Gorbachev Publ., 2022. pp. 10701.1–10701.5. (In Russ.)
7. Burkhanov R.N., Lutfullin A.A., Maksyutin A.V., Raupov I.R., Valiullin I.V., Farrakhov I.M., Shvydenko M.V. Algorithm for retrospective analysis to identify and localize residual reserves of a developed multilayer oil field. *Georesources*, 2022, vol. 24, no. 3, pp. 125–138. (In Russ.) DOI: 10.18599/grs.2022.3.11
8. Vyaznikova V.V. Technology of simultaneous intensification of oil production and limitation of water inflow with a chemical solution. *Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits*, 2020, vol. 2, pp. 102–107. (In Russ.)
9. Galkin V.I., Kolytrin A.N. Justification of the predicted value of the increase in oil production after the use of geological and technical measures using the statistical method. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 2, pp. 81–86. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2023/2/3857
10. Kolev Zh.M., Krasnov I.I., Vaganov E.V. Modeling and justification for limiting water and gas inflows into wells exploiting oil and gas deposits. *Oil and gas: experience and innovations*, 2021, vol. 5, no. 1, pp. 3–21. (In Russ.) DOI: 10.32878/oil.21-5-01(7)-3-21
11. Kulikova L.E., Malakhov A.O., Varfolomeev M.A. Physical modeling of fracturing to assess the insulating properties of compositions for limiting water inflow. *Tatarstan UpExPro 2023: collection of scientific papers based on the materials of the VII International youth scientific conference*. Novokuznetsk, Znanie-M Publ. House, 2023. pp. 267–268. (In Russ.)
12. Kunakova A.M., Duryagin V.N., Strizhnev K.V., Mardashov D.V., Duryagina A.M. Inorganic gel-forming composition for limiting water inflow in carbonate fractured-pore reservoirs. *Oil industry*, 2015, no. 11, pp. 114–116. (In Russ.)
13. Bovkonyuk P.A., Savenok O.V. Development of a program algorithm for the automated selection of oil and gas analogue fields. *Oil Engineer*, 2023, no. 3, pp. 20–24. (In Russ.)
14. Dvoynikov M.V., Kuchin V.N., Mintzaev M.Sh. Development of viscoelastic systems and technologies for isolating water-bearing horizons with abnormal formation pressures during oil and gas wells drilling. *Journal of Mining Institute*, 2021, vol. 247, pp. 57–65. (In Russ.) DOI: 10.31897/PMI.2021.1.7.
15. Demidova P.I., Lipatov A.V. Modeling the process of limiting water inflow using grouting solutions. *Bulatov readings*, 2023, vol. 1, pp. 325–327. (In Russ.)
16. Ketova Yu.A., Bai B., Khizhnyak G.P., Gladkikh E.A., Galkin S.V. Testing the technology of pre-crosslinked polymer gel particles to limit water inflows on filtration core models. *Journal of Mining Institute*, 2020, vol. 241, pp. 91–96. (In Russ.) DOI: 10.31897/PMI.2020.1.91
17. Mardashov D.V., Bondarenko A.V., Raupov I.R. Technique for calculating technological parameters of non-Newtonian liquids injection into oil well during workover. *Journal of Mining Institute*, 2022, vol. 258, pp. 881–894. (In Russ.) DOI: 10.31897/PMI.2022.16
18. Minchenko Y.S., Shemelina O.N., Hadid Mahmud. Gel-forming composition for increasing the efficiency of waterproofing works in wells with a horizontal end. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 12, pp. 180–188. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2023/12/4201
19. Molchanov A.A., Ageev P.G. Implementation of new technology is a reliable method of extracting reserves remaining in hydrocarbon deposits. *Journal of Mining Institute*, 2017, vol. 227, pp. 530–539. (In Russ.) DOI: 10.25515/PMI.2017.5.530
20. Fattakhov I.G., Zhirkeev A.S., Sakhapova A.K., Garifullina Z.A., Khusnutdinova R.R., Vafin A.R., Khusnutdinov R.F. Efficiency of the developed calculation methodology for the design of repair and insulation works. *Oilfield business*, 2022, no. 3 (639), pp. 46–53. (In Russ.) DOI: 10.33285/0207-2351-2022-3(639)-46-53
21. Fakhrutdinov E.I., Fokeeva L.Kh., Ganieva G.R. Technology for limiting water inflow in production wells using the example of the Fedorovskoye field. *Young to the Earth Sciences. Materials of the IX International scientific conference of young scientists*. Moscow, Russian State Geological Prospecting University named after S. Ordzhonikidze Publ., 2020. Vol. 4, pp. 101–103. (In Russ.)
22. Chernyshov S.E., Repina V.A., Krysin N.I., Macdonald D.I.M. Improving the efficiency of terrigenous oil-saturated reservoir development by the system of oriented selective slotted channels. *Journal of Mining Institute*, 2020, vol. 246, pp. 660–666. (In Russ.) DOI: 10.31897/PMI.2020.6.8
23. Andersen P.O., Djurhuus K., Askarinezhad R., Solbakken J.S. Management of high-water-cut and mature petroleum reservoirs. *Energies*, 2022, vol. 15, no. 22, pp. 8344. DOI: 10.3390/en15228344
24. Chaves G., Monteiro D., Duque M.C., Filho V.F., Baioco J., Vieira B.F. Short-term production optimization under water-cut uncertainty. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 2021, vol. 26, no. 5, pp. 3054–3074. DOI: 10.2118/204223-PA
25. Ghosh B., Ali S.A., Belhaj H. Controlling excess water production in fractured carbonate reservoirs: chemical zonal protection design. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2020, vol. 10, pp. 1921–1931 DOI: 10.1007/s13202-020-00842-3
26. Korolev M.I., Rogachev M.K., Tananykhin D.S. Regulation of filtration characteristics of highly watered terrigenous formations using complex chemical compositions based on surfactants. *Journal of Applied Engineering Science*, 2020, vol. 18, no. 1, pp. 147–156. DOI: 10.5937/jaes18-24542
27. Li Sh., Feng Q., Zhang X., Yu Ch., Huang Y. A new water flooding characteristic curve at ultra-high water cut stage. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2023, vol. 13, no. 1, pp. 101–110. DOI: 10.1007/s13202-022-01538-6
28. Nguyen C., Loi G., Russell T., Mohd Shafian S.R., Zulkifli N.N., Chee S.C., Razali N., Zei-nijahromi A. Well inflow performance under fines migration during water-cut increase. *Fuel*, 2022, vol. 327, pp. 124887. DOI: 10.1016/j.fuel.2022.124887

29. Palyanitsina A.N., Tananykhin D.S., Masoud R. Strategy of water-flooding enhancement for low-permeable polymictic reservoirs. *Journal of Applied Engineering Science*, 2021, vol. 19, no. 2, pp. 307–317. DOI: 10.5937/jaes0-29693
30. Palyanitsina A.N., Safiullina E.U., Byazrov R.R., Podoprigora D.G., Alekseenko A.V.. Environmentally safe technology to increase efficiency of high-viscosity oil production for the objects with advanced water cut. *Energies*, 2022, vol. 15, no. 3. DOI: 10.3390/en15030753
31. Wang R., Zhang Ya., Lyu Ch., Lun Z., Cui M., Lang D. Displacement characteristics of CO₂ flooding in extra-high water-cut reservoirs. *Energy Geoscience*, 2022, pp. 100115. DOI: 10.1016/j.engeos.2022.06.003
32. Wei Z., Dai X., Wang X., Zhu S., Yapanto L.M., Raupov I.R. Multi-criteria decision making approaches to select appropriate enhanced oil recovery techniques in petroleum industries. *Energy Reports*, 2021, vol. 7, pp. 2751–2758. DOI: 10.1016/j.egy.2021.05.002
33. Wu W. Challenges and strategies of water system in extra high water cut development stage. *E3S Web of Conferences*, 2022, vol. 352, pp. 01062. DOI: 10.1051/e3sconf/202235201062
34. You Q., Wen Q., Fang J., Guo M., Zhang Q., Dai C. Experimental study on lateral flooding for enhanced oil recovery in bottom-water reservoir with high water cut. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.11.053
35. Zhang Xi., Wang Ch., Wu H., Zhao Xu. Application of new water flooding characteristic curve in the high water-cut stage of an oilfield. *Fluid Dynamics & Materials Processing*, 2022, vol. 18, no. 3, pp. 661–677. DOI: 10.32604/fdmp.2022.019486
36. Zhong H., Zhang W., Fu J., Lu J., Yin H. The performance of polymer flooding in heterogeneous type II reservoirs – an experimental and field investigation. *Energies*, 2017, no. 10, pp. 454. DOI: 10.3390/en10040454

Information about the authors

Olga V. Savenok, Dr. Sc., Professor, Saint-Petersburg Mining University, 21, line 2, Vasilievsky Island, Saint Petersburg, 199106, Russian Federation. Savenok_OV@pers.spmi.ru; <https://orcid.org/0000-0003-1312-4312>

Nailya Kh. Zharikova, Cand. Sc., Associate Professor, Saint-Petersburg Mining University, 21, line 2, Vasilievsky Island, Saint Petersburg, 199106, Russian Federation. Zharikova_Nkh@pers.spmi.ru; <https://orcid.org/0009-0006-2943-4760>

Elizaveta P. Chuykova, Postgraduate Student, Saint-Petersburg Mining University, 21, line 2, Vasilievsky Island, Saint Petersburg, 199106, Russian Federation. lizach_2001@mail.ru

Alexander E. Verisokin, Cand. Sc., Associate Professor, North Caucasian Federal University, 1, Pushkin street, Stavropol, 355017, Russian Federation. verisokin.aleksandr@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0001-6530-4126>

Mahmoud Hadid, Dr. Sc., Professor, Al-Baath University, Homs PO Box 77, Aleppo Highway, Damascus, Syrian Arab Republic. m-hadid@scs-net.org

Larisa V. Povarova, Cand. Sc., Associate Professor, Kuban State Technological University, 2, Moskovskaya street, Krasnodar, 350072, Russian Federation. larisa.0808@mail.ru

Denis S. Kalashnikov, Laboratory Assistant, North Caucasian Federal University, 1, Pushkin street, Stavropol, 355017, Russian Federation. revalstrega@yandex.ru; <https://orcid.org/0009-0006-5325-2705>

Anna S. Domanova, Laboratory Assistant, North Caucasian Federal University, 1, Pushkin street, Stavropol, 355017, Russian Federation. alazurkevich@ncfu.ru; <https://orcid.org/0009-0004-6893-3103>

Received: 01.02.2024

Revised: 04.07.2024

Accepted: 28.11.2024

УДК 622.691.5:66.078-98:534.631
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4831
Шифр специальности ВАК: 2.5.2

Акустический расчет технологических трубопроводов компрессорной станции для оценки низкочастотных пульсаций давления в тупиковых ответвлениях

А.С. Шредер, О.А. Курасов[✉], П.В. Бурков, А.Н. Гаврилин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

[✉]kurasov@tpu.ru

Аннотация. Актуальность. Газовую отрасль невозможно представить без магистральных газопроводов, которые необходимы для обеспечения поставщиков заявленными количествами газа. Для выполнения контрактных обязательств используются компрессорные станции с высокорасходными компрессорными агрегатами. В целях надежной эксплуатации и избегания преждевременного выхода из строя технологического оборудования производят периодические диагностические работы. Такие меры позволяют увеличить ресурс объектов, но из-за высоких статических напряжений и возникновения характерных для технологических трубопроводов интенсивных динамических нагрузок не являются достаточным условием для выявления потенциально опасных участков. В связи с этим в последнее время все чаще при решении таких сложных проблем прибегают к использованию инженерных средств для расчета динамических процессов и для их изучения в реальных системах и режимах работы. **Цель.** Оценка интенсивности низкочастотных пульсаций давления с помощью математического моделирования в программном комплексе технологического трубопровода с двумя тупиковыми ответвлениями на линии всасывания газоперекачивающего агрегата. **Методы.** Продукты инженерного анализа для расчетов усилений акустических колебаний в тупиковых ответвлениях технологической обвязки компрессорной станции. **Результаты и выводы.** В ходе исследования технологической обвязки на оценку акустических колебаний были рассчитаны собственные частоты колебания тупиковых осветлений и критические скорости, на которых происходят эти колебания, а также приведены результаты акустического расчета, проведенного в программном обеспечении ANSYS Workbench, по результатам которого были определены причины усиления пульсации в тупиковых ответвлениях, превышающей допустимую.

Ключевые слова: трубопровод, технологический трубопровод, газоперекачивающий агрегат, пульсации давления, акустический анализ, коэффициент усиления, частота, программное обеспечение

Для цитирования: Акустический расчет технологических трубопроводов компрессорной станции для оценки низкочастотных пульсаций давления в тупиковых ответвлениях / А.С. Шредер, О.А. Курасов, П.В. Бурков, А.Н. Гаврилин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 1. – С. 206–214. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4831

UDC 622.691.5:66.078-98:534.631
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4831

Acoustic calculation of process pipelines of a compressor station for assessing low-frequency pressure pulsations in dead-end branches

A.S. Schreder, O.A. Kurasov[✉], P.V. Burkov, A.N. Gavrilin

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

[✉]kurasov@tpu.ru

Abstract. Relevance. The gas industry cannot be imagined without main gas pipelines, which are necessary to provide suppliers with the declared quantities of gas. To fulfill contractual obligations, compressor stations with high-flow compressor units are used. In order to ensure reliable operation and avoid premature failure of process equipment, periodic diagnostic

work is carried out. Such measures allow increasing the service life of objects, but due to high static stresses and the occurrence of intense dynamic loads characteristic of process pipelines, this is not a sufficient condition for identifying potentially dangerous areas. In this regard, recently, engineering tools for calculating dynamic processes have been increasingly used to help solve such complex problems in order to study these processes in real systems and operating modes. **Methods.** Engineering analysis products to calculate the amplification of acoustic vibrations in dead-end branches of the technological piping of a compressor station. **Results and conclusions.** The authors have calculated the technological piping to assess the acoustic vibrations, the natural frequencies of vibrations of dead-end clarifications and the critical speeds, at which these vibrations occur. The paper introduces the results of the acoustic calculation carried out in the ANSYS Workbench software. According to these results the authors determined the pulsation amplifications in the dead-end branches, which are relatively large and can be the cause of high low-frequency vibrations.

Keywords: pipeline, process pipeline, gas pumping unit, pressure pulsations, acoustic analysis, gain, frequency, software

For citation: Schreder A.S., Kurasov O.A., Burkov P.V., Gavrilin A.N. Acoustic calculation of process pipelines of a compressor station for assessing low-frequency pressure pulsations in dead-end branches. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 1, pp. 206–214. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4831

Введение

Аварии на компрессорных станциях не только приводят к финансовым убыткам из-за остановок производства, утечек газа и больших затрат на ремонт, но и представляют серьезную угрозу для окружающей среды, особенно в густонаселенных регионах. В этих условиях крайне важно обеспечить надежную работу оборудования компрессорной станции (КС).

Эффективная и надежная эксплуатация КС является важной и актуальной задачей. Они состоят из дорогостоящего технологического оборудования, к которому предъявляются особые требования для обеспечения безопасной и надежной работы. Особое место занимают технологические трубопроводы в силу особенностей их эксплуатации и нагружения [1]. Помимо статических нагрузок, основные из которых обусловлены рабочим давлением и перепадом трубопровода и опор [2], существуют динамические нагрузки, возникающие из-за наличия интенсивных пульсаций перекачиваемого продукта. Основной причиной повреждения технологических трубопроводов КС является низкочастотная вибрация, на долю которой может приходиться до 80 % всех отказов [3]. Пульсации – это изменения давления и потока в газах и жидкостях, которые распространяются в трубопроводных системах. Каждая пульсация состоит из волны пульсации давления и волны пульсации потока. Пульсация возникает в системах, работающих как с газами, так и с жидкостями [4]. В системах, использующих центробежные нагнетатели, газ движется по трубопроводу в виде серии импульсов потока (динамических или изменяющихся во времени), которые накладываются на постоянный (средний) поток. Например, величина и форма импульсов потока определяется конструкцией и размерами трубопроводной системы, характеристикой нагнетательного оборудования (частотой вращения, диаметром цилиндра, ходом, нагрузкой, степенью сжатия и т. д.)

[5]. Эти импульсы потока действуют как возбуждения, которые создают модуляции давления и потока (акустические волны), которые проходят через технологический газ при его движении по трубопроводной системе, возбуждая вибрацию. Вибрация, превышающая допустимые значения, приводит к ускоренной деградации опор и усталостным разрушениям, вызванными пульсацией. Пульсации являются наиболее распространенными проблемами, возникающими при эксплуатации. Пульсацию необходимо контролировать для того, чтобы избежать опасного уровня вибрации, приводящей к усталости трубопроводной системы, тем самым обеспечивая целостность трубопроводной системы, что позволяет продлить производительность оборудования (такого как компрессор), достичь высокой точности расходомера и контролировать уровень шума. Пульсация, которая приводит к высоким динамическим явлениям, может вызвать чрезмерную вибрацию в системе трубопроводов. Чрезмерная вибрация может возникать в тех случаях, когда динамические силы низкие, если частота возбуждения близка к собственной механической частоте или совпадает с ней. В этом случае вибрация будет усилена, обычно в 5–10 раз по сравнению с состоянием выключенного резонанса. Амплитуда резонанса ограничена демпфированием системы. Пульсация вызывает вибрации трубы и последующие отказы из-за усталости материала, снижает эффективность компрессора, производит шум, вызывает ошибки или неточности в измерении расхода, сокращает срок службы оборудования [6].

В практике известно, что наиболее опасными местами, где присутствуют повышенные вибрации, являются локации с тупиковыми ответвлениями (ТО), которые присутствуют во всех газотранспортных системах. В данных местах возникает так называемая тупиковая вибрация. Тупиковые вибрации – это самовозбуждающиеся акустические резонансные колебания в газодинамической системе трубопрово-

да, усиливающие пульсации потока на собственных частотах тупика [7]. Они образуются из-за генерации на дискретных частотах вихрей, возникающих при прохождении мимо тупикового ответвления на определенных скоростях потока, которые могут порождать сильные пульсации при совпадении с собственной частотой «тупика», тем самым образуя стоячие волны [8, 9]. Существенным механизмом акустического резонанса в замкнутой боковой ветви является эффект связи поля потока и звукового поля. Слой сдвига отделяется от стенки трубы, находящейся выше по течению, возбуждая звуковой вихрь, который движется вниз по потоку и соединяется с газом в боковой ветви. Это вызывает акустическую вихревую конвекцию вдоль ветви. Звуковой вихрь постепенно возбуждается по мере его отделения. Конвекция вихря (вихрей) генерирует и поглощает звуковую энергию для поддержания непрерывной пульсации давления [10].

В трубопроводах конечной длины образуются так называемые стоячие волны, или собственные колебания системы. Для трубопроводов с открытыми и/или замкнутыми граничными условиями конкретная длина труб определяет акустические собственные частоты. Если длина линии совпадает с целыми числами, кратными половине или четверти длины волны, то в зависимости от комбинации условий открытого или закрытого конца может возникать акустический резонанс. Конечные условия определяются как открытые или закрытые. Для полуволновых резонансов конечные условия должны быть одинаковыми, т. е. «открытость–открытость» или «закрытость–закрытость». Для четвертьволновых резонансов конечные условия должны быть противоположными, т. е. один открытый конец и один закрытый конец. Примеры таких конфигураций показаны на рис. 1, 2.

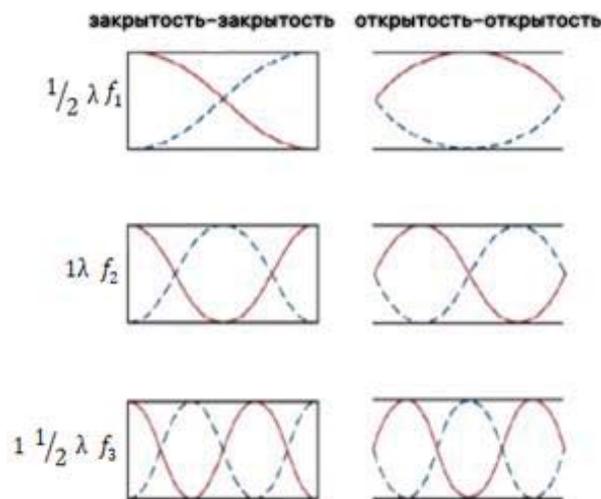


Рис. 1. Формы мод полуволновых откликов
 Fig. 1. Mode shapes of half wave responses

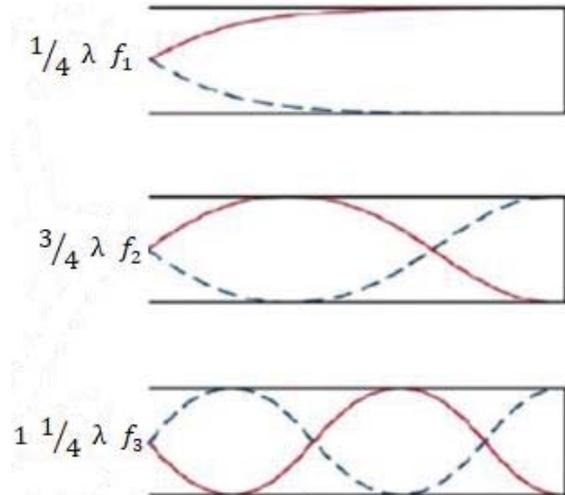


Рис. 2. Формы мод четвертьволновых откликов
 Fig. 2. Mode shapes of quarter wave responses

Конфигурации «открытый конец – закрытый конец» наиболее часто встречаются на КС, например, в замкнутых байпасных линиях, закрытых всасывающих и нагнетательных линиях неработающих агрегатов, люках [11]. Крайне опасная ситуация может сложиться, когда частота возмущения может совпадать с собственной частотой конструкции и вызывать тем самым вибрации, превышающие допустимые, приводят к авариям [12–14]. Другим негативным аспектом является то, что все методы борьбы с повышенной вибрацией в ТО связаны либо с реконструкцией обвязки компрессорного цеха, либо с ограничением режима работы [8, 15].

Известно, что условием возникновения стоячей волны в трубе с одним открытым концом является нечетное число четвертей волны на её длине:

$$L = (2n + 1) \cdot \frac{\lambda}{4} \quad (1)$$

Из выражения (1) можно сказать, что в длинной трубе могут существовать не любые волны, а только те, для которых на её длине укладывается либо четное, либо нечетное число $\lambda/4$. Причем если на длине трубы укладывается нечетное число $\lambda/4$, то на открытом конце трубы будет происходить усиление звуковых колебаний в виде пучностей стоячей волны. Если на длине трубы укладывается четное число $\lambda/4$, то усиление волн на концах трубы не происходит и волны существуют лишь внутри трубы. Исходя из этого можно сделать предположение, что у конкретного участка трубопровода возможно образование стоячей волны определенной частоты, зависящей от геометрического размера (2), которую принято называть собственной частотой возбуждения тупикового ответвления.

$$F_T = (2n - 1) \frac{c}{4L} \quad (2)$$

Также известно, что критерием подобия, связывающий нестационарное движение жидкости или газа в зависимости от геометрических линейных размеров и характерной частоты образования, является число Струхала (3). Из практики известно, что наименьшие пульсации возникают в одиночном тупике из-за высокой диссипативности данной системы, а большие значения индуцируются в нескольких ТО, присоединённых к коллектору, при этом соотношение акустических длин этих тупиков должно быть близко к четному. Частота возникновения акустических колебаний зависит от геометрических размеров тупика и скорости потока среды [16–18]:

$$F_K = S \frac{V}{d}, \quad (3)$$

где F_K – частота срыва вихрей, Гц; V – скорость потока газа, м/с; d – характерный размер препятствия, м; S – число Струхала, зависящее от формы препятствия и характера обтекания. Число Струхала в зависимости от диаметра трубопровода можно определить по упрощенной формуле (4) [19]:

$$S = 0,413(d)^{0,316} \pm 13\%. \quad (4)$$

В результате можно сформировать условие (5) для возникновения максимальных возмущений:

$$F_T = F_K. \quad (5)$$

В таких ситуациях происходит образование нестационарных движений с характерной частотой, совпадающей с собственной частотой тупикового ответвления, усиливающей амплитуду пульсации давления.

При достижении $V_{кр}$ тупикового ответвления амплитуда пульсации давления стремится к максимуму. Но также она может быть значительной при скоростях, отличающихся от $V_{кр}$. По приведённым формулам можно сделать вывод, что надёжным условием эксплуатации является создание такой конфигурации трубопровода, при которой скорость газа не будет достигать критической скорости:

$$V_{кр} \neq V. \quad (6)$$

Для выполнения условия (6) необходима разработка конфигурации трубопровода таким образом, чтобы не допускать приближения к критическим значениям скорости. Этого можно достичь путем увеличения диаметра или уменьшения длины ответвления, что позволит увеличить критическую скорость и избежать возникновения наибольших динамических воздействий в трубопроводной обвязке.

Наиболее полное понимание режимов работы трубопроводных систем может быть достигнуто через разработку моделей, которые позволяют глубже анализировать их динамические характери-

стики. В настоящее время ANSYS позволяет решать широкий спектр инженерных задач, в том числе осуществлять виброакустическое моделирование трубопроводов. Программное обеспечение включает в себя учет акустических законов среды, что дает возможность решать задачи в различных постановках. Для двухмерного моделирования используются четырехузловые элементы FLUID 29 и двухузловые элементы, применяемые в качестве оболочки для модели FLUID 129. Эти элементы предназначены для описания жидкостей и анализа звуковых волн и динамических процессов. Математическое описание элементов данного типа базируется на широко известном волновом уравнении (7) [19]:

$$\frac{1}{c^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial t^2} - \nabla^2 P = 0, \quad (7)$$

где P – давление в жидкости, t – время; $\nabla = \frac{\partial}{\partial x} \frac{\partial}{\partial y} \frac{\partial}{\partial z}$.

В соответствии с методом конечных элементов уравнение для решения акустических проблем может быть записано в матричной форме (8):

$$[M_e^P] \{\ddot{P}_e\} + [K_e^P] \{P_e\} + \rho_o [R_e]^T (\dot{U}_e) = 0, \quad (8)$$

где $[M_e^P] = \frac{1}{c^2} \int \{N\} \{N\}^T d(vol)$ – матрица масс жидкости; $[K_e^P] = \int [B]^T [B] d(vol)$ – матрица жесткости жидкости; $\rho_o [R_e] = \rho_o \int_s \{N\} \{n\}^T \{\dot{N}\} dS$ – матрица масс виброакустического взаимодействия; $\{P_e\}$ – вектор узловых давлений; $\{U_e\}$ – вектор узловых перемещений; $\{N\}$ – функция формы элемента давления; $\{\dot{N}\}$ – функция формы элемента перемещения.

Постановка задачи, методы исследования

Применительно к технологическим подземным трубопроводам КС обобщенная последовательность диагностики газового потока выглядит следующим образом: определение факторов, влияющих на исследуемый объект; выбор первичных и вторичных контролируемых параметров системы; классификация текущего состояния газового потока (с выделением аварийных состояний); разработка методики анализа текущего состояния газового потока; разработка программного обеспечения; получение диагностической информации; обработка полученной информации; идентификация газового потока в трубопроводе. Кроме того, определение системы, с которой связаны полученные результаты, является важнейшим вопросом при исследовании таких динамических явлений, как волновые возмущения и процессы дестабилизации газового потока в трубопроводах. Аналогично сегодня сложно определить, какой участок или арматура технического трубопровода будет создавать неустойчивые или волновые течения газового потока,

а также насколько интенсивно эти течения будут возникать и развиваться. Для исследования и прогнозирования данных эффектов в последнее время все чаще стали прибегать к программному моделированию, которое упрощает изучение влияния нестационарных процессов и повышает надежность оборудования [20, 21].

На рис. 3 изображена технологическая обвязка компрессорного цеха. С входного коллектора газ распределяется по обвязкам DN=1000 через краны № 1 и 1-1. При работе газоперекачивающего агрегата участки трубопровода DN=700 с кранами 6 и 3бис являются тупиковыми ответвлениями. В зависимости от режимов работы компрессорного цеха могут возникать низкочастотные пульсации различной амплитуды. В работах [4, 17] были приведены попытки оценки низкочастотных пульсаций трубопровода с помощью диагностики и программного моделирования. Используя программное обеспечение, попробуем оценить низкочастотные пульсации, возникающие в тупиковых ответвлениях.

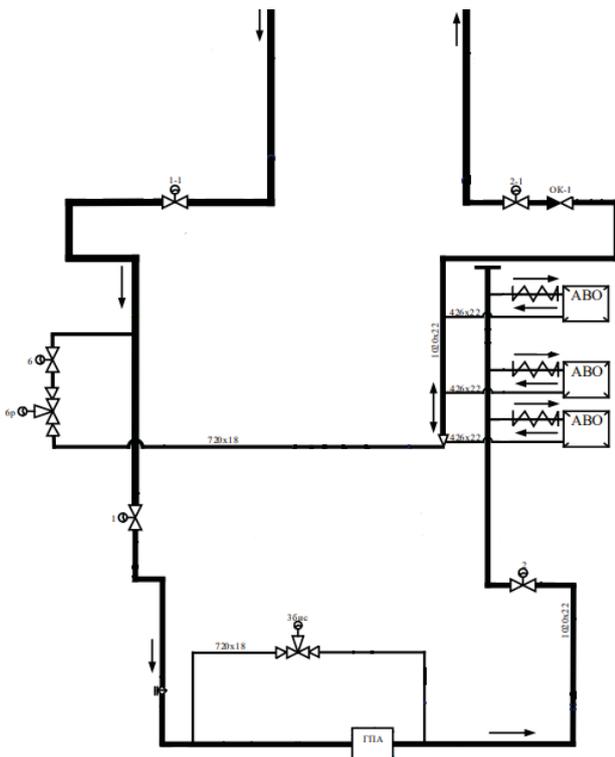


Рис. 3. Упрощенная схема тупиковых ответвлений
 Fig. 3. Simplified diagram of dead-end branches

По формулам (3)–(6) рассчитаем для каждого отдельного тупикового ответвления число Струхала, критическую скорость и собственную акустическую частоту участка. Скорость звука в природном газе возьмем минимальной с точки зрения оценки

наименьшей $V_{кр} c=390$ м/с [22]. Длины участков представлены в табл. 1.

Таблица 1. Характеристики тупиковых ответвлений
 Table 1. Characteristics of dead-end branches

Тупиковые ответвления Dead-end branches	DN, мм/mm	Длина ответвления, м Branch length, m
кран № 6/tap no. 6	700	6,3
кран № 3бис/tap no. 3бис	700	31
расстояние между ответвлениями distance between branches	1000	34

В табл. 2 представлены полученные результаты после подстановки характерных длин.

Таблица 2. Характеристики тупиковых
 Table 2. Characteristics of dead ends

Тупиковые ответвления Dead-end branches	Число Струхала Strouhal number	Собственная частота участка, Гц Natural frequency of the section, Hz	Критическая скорость, м/с Critical speed, m/s
DN=700 до крана № 6 DN=700 to the tap no. 6	0,37	15,5	30,1
DN=700 до крана № 3бис DN=700 to the tap no. 3бис	0,37	3,14	6,1

Усиления пульсации деления зависят от местоположения источника возбуждения и частоты скорости потока. Пульсации имеют максимальные значения при критических скоростях, но также они возникают при скоростях и частотах, отличающихся от критических, и могут достигать больших значений. Чтобы получить усиление пульсации ΔP нужно расположить единичный источник акустических колебаний в интересующих нас точках. Соответственно, усилением пульсации ΔP будет являться отношение полученного по результатам моделирования давления к давлению единичного источника.

В табл. 2 нас будет интересовать усиления пульсации ΔP на скоростях, близких DN=700, до крана № 3бис, так как максимальная скорость в трубопроводах, согласно [23], не должна превышать 20 м/с. На рис. 4 схематично изображены моделируемые трубопроводы. Для проведения анализа было произведено моделирование в программном обеспечении ANSYS в 2D-постановке. Для моделирования акустической среды используется конечные элементы типа FLUID 29 и FLUID129 для граничных областей. При моделировании исполь-

зовался источник возбуждения постоянной интенсивности для каждого тупика во всем диапазоне скоростей потока газа.

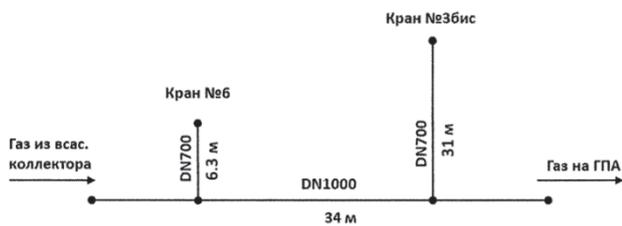


Рис. 4. Расчетная схема системы тупиковых ответвлений

Fig. 4. Dead-end branch calculation diagram

На рис. 5, 6 изображены коэффициенты усиления пульсаций тупиковых ответвлений. Точки усиления пульсаций определялись в устьях тупиковых ответвлений.

В результате акустического моделирования пульсаций в трубопроводах установлено, что при возбуждении тупикового ответвления крана № 6 наблюдается плавное усиление пульсаций в обоих ответвлениях до момента достижения критических значений скорости $\Delta P_{№6}=2,3$ и $\Delta P_{№3бис}=4$. При возбуждении тупикового ответвления крана № 3бис также происходит усиление пульсаций, но с одновременным снижением давления в ответвлении крана № 6. Несмотря на ослабление динамических воздействий в одном из ответвлений, ситуация с краном № 3бис считается более опасной из-за значительного усиления пульсаций $\Delta P_{№3бис}=4,3$.

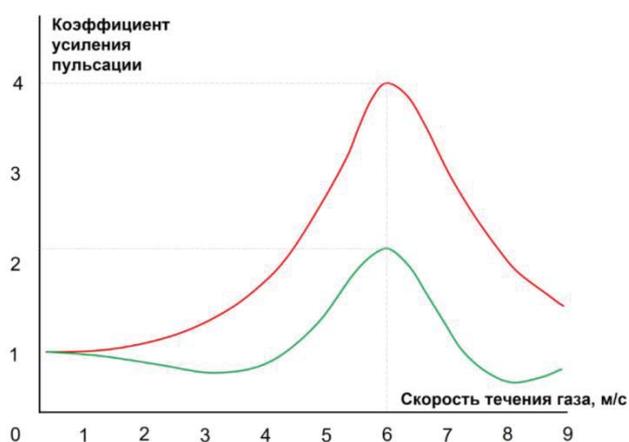


Рис. 5. Коэффициент усиления пульсаций в тупиковом ответвлении крана № 6 (зелёная линия) и № 3бис (красная линия) при возбуждении тупикового ответвления крана № 6

Fig. 5. Pulsation gain coefficient in the dead-end branch of tap no. 6 (green line) and no. 3bis (red line) when exciting the dead-end branch of tap no. 6

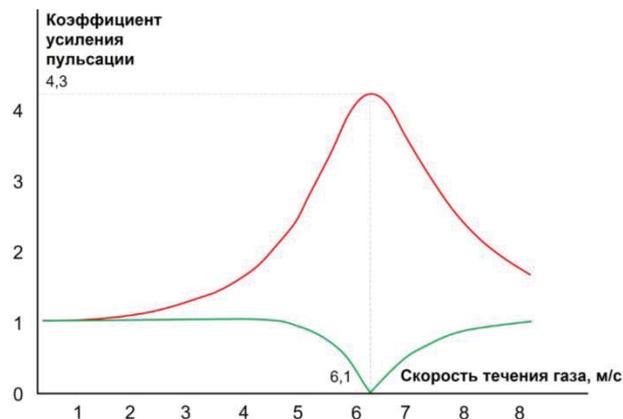


Рис. 6. Коэффициент усиления пульсаций в тупиковом ответвлении крана № 6 (зеленая линия) и № 3бис (красная линия) при возбуждении тупикового ответвления крана № 3бис

Fig. 6. Pulsation gain coefficient in the dead-end branch of tap no. 6 (green line) and no. 3bis (red line) when exciting the dead-end branch of tap no. 3bis

Результаты моделирования подчеркивают влияние топологии трубопровода и расположения источника колебаний на отражение и образование стоячих волн, что, в свою очередь, влияет на распределение давления и изменение импеданса в трубопроводе.

Полученные усиления пульсаций являются относительно большими и могут приводить к значительным вибрациям даже при малых воздействиях источников колебаний, особенно при условии совпадения с собственной частотой трубопровода.

Можно с уверенностью сказать, что большая часть ошибок в управлении системами транспортировки углеводородов связана с ошибочными представлениями о методах корреляции и идентификации полученных данных с реальными объектами и процессами. До сих пор эти методы не были достаточно тщательно и беспристрастно разработаны. На текущий момент нет нормативных документов и методологии, регламентирующей ограничения на усиление пульсации ΔP , в чем и состоит трудность оценки ее критичности. Здесь можно дать рекомендации, чтобы диссипативность системы трубопроводов стремилась к диссипативности одиночного ответвления [17]. Данный подход может выявлять потенциально опасные участки технологических трубопроводов и давать первоначальные представления о динамических составляющих системы.

Анализ наиболее вероятных состояний среди возможных – типичная задача при анализе состояния технологических подземных трубопроводов. Это достигается путем оценки изменения выходных характеристик. Однако важно помнить, что иногда различные факторы в совокупности приводят к одному и тому же результату. Поэтому изу-

чение состояний системы, позволяющее идентифицировать и точно определить место потенциально го сбоя и компоненты системы, находящиеся в аварийном состоянии, является отличительным аспектом диагностической процедуры.

Заключение

В результате проведенного исследования трубопроводной обвязки линии всасывания DN=1000 с двумя тупиковыми ответвлениями DN=700 были рассчитаны собственные частоты и критические скорости тупиковых ответвлений, которые для № 3бис равны 3,14 Гц и 6,1 м/с, а для № 6 – 15,5 Гц и 30,1 м/с. С помощью математического моделирования в программном комплексе Ansys Workbench в двухмерной постановке было проведено акустическое моделирование системы, рассчитаны коэффициенты усиления пульсаций для случаев наличия источников вибрации в тупиковом ответвлении с кранами № 6 и 3бис. Для обеспечения надежно-

сти была взята наиболее опасная скорость потока, при которой в ответвлении образуются стоячие волны, влияющие на распределения давлений в системе. Для случая возбуждения трубопровода с краном № 6 были получены усиления пульсаций для короткого тупика $\Delta P=2,3$ и длинного $\Delta P=4$. Во втором случае, когда источник возбуждения располагался вблизи трубопровода № 3бис была получена зависимость одновременного усиления пульсации в тупике № 3бис $\Delta P=4,3$ и ослабление в тупике крана № 6, связанного с увеличением импеданса.

Акустическое моделирование трубопроводных систем позволяет получить данные о динамических процессах, возникающих при эксплуатации, что позволяет применять технические решения при их проектировании, которые минимизируют негативное воздействие. Такие подходы могут значительно повысить надежность и эксплуатационную эффективность систем.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Козаченко А.Н. Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов. – М.: Нефть и газ, 1999. – 463 с.
2. Якубович В.А. Вибрационная диагностика трубопроводов компрессорных станций. – М.: Недра, 2004. – 334 с.
3. Разрушение технологических трубопроводов вследствие низкочастотных вибраций / С.Б. Бекетов, П.С. Кунина, А.В. Буныкин, В.В. Дубов // Дефектоскопия. – 2017. – № 9. – С. 54–61.
4. Flow-induced vibrations in closed side branch pipes and their attenuation methods / S. Takahashi, A. Tamura, S. Sato, T. Goto, M. Kurosaki, N. Takamura, R. Morita // Journal of Nuclear Science and Technology. – 2016. – Vol. 53. – № 8. – P. 1164–1177.
5. Васильев А.В. Экспериментальные исследования низкочастотных газодинамических пульсаций давления в трубопроводе компрессорной установки и вызванных ими шума и вибрации // 9-е Луканинские чтения. Проблемы и перспективы развития автотранспортного комплекса: сборник докладов Международной научно-технической конференции. – М., 29 января 2021. – М.: Московский автомобильно-дорожный государственный технический университет, 2021. – С. 60–68.
6. Shejal P.P., Desai A. Pulsation and vibration study of reciprocating compressor according to API 618 // International Journal of Modern Engineering Research. – 2014. – Vol. 4. – № 7. – С. 1–23.
7. Бураншин А.Р., Годовский Д.А., Токарев А.П. Устранение тупиковой вибрации трубопроводной обвязки компрессорного цеха в условиях эксплуатации // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 9. – С. 164–171.
8. Guidelines for the avoidance of vibration induced fatigue failure in process pipework. 2nd ed. – London: Energy Institute, 2008. – 226 p.
9. Лун-Фу А.В., Бубенчиков М.А. Методика определения собственных частот тупиковых ответвлений газопроводов // Вестник Томского государственного университета. Математика и механика. – 2018. – № 56. – С. 67–78.
10. Numerical study on acoustic resonance excitation in closed side branch pipeline conveying natural gas / L. Jiang, H. Zhang, Q. Duan, Y. Zhang // Shock and Vibration. – 2020. – Vol. 2020. – № 1. – P. 8857838.
11. Khayrullina R., Valeev A. Assessment of the negative impact of low-frequency vibrations on technological pipelines of compressor stations // Liquid and Gaseous Energy Resources. – 2021. – Vol. 1. – № 1. – P. 21–29.
12. Li S., Zhang L., Kong C. Vibration failure analysis and countermeasures of the inlet pipelines at a gas Compressor Station // Shock and Vibration. – 2019. – Vol. 2019. – № 1. – P. 6032962.
13. Соколинский Л.И., Лопатин А.С., Пайдак В.Б. Обеспечение динамической устойчивости технологических трубопроводов дожимных компрессорных станций на основе результатов расширенных виброобследований и расчетов акустических колебаний // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2020. – № 2. – С. 104–109.
14. Ashrafizadeh H., Karimi M., Ashrafizadeh F. Failure analysis of a high pressure natural gas pipe under split tee by computer simulations and metallurgical assessment // Engineering Failure Analysis. – 2013. – Vol. 32. – P. 188–201.
15. Пономаренко Ю.Б. О возбуждении низкочастотных колебаний газа в акустической системе «Коллектор–три тупика» // Вести газовой науки. – 2012. – № 2 (10). – С. 122–126.
16. Ziada S., Shine S. Strouhal numbers of flow-excited acoustic resonance of closed side branches // Journal of fluids and structures. – 1999. – Vol. 13. – № 1. – P. 127–142.
17. Устюжанин А.В., Свердлик Ю.М., Репин Д.Г. Применение акустического анализа для исследования возбудимости тупиковых ответвлений в обвязках компрессорных станций // Газовая промышленность. – 2018. – № 11 (777). – С. 42–49.
18. Шульмейстер К.А. Оценка устойчивости трубопроводной системы // E-Scio. – 2022. – № 10 (73). – С. 304–307.
19. Макарьянц Г.М., Прокофьев А.Б., Шахматов Е.В. Моделирование виброакустических характеристик трубопровода с использованием метода конечных элементов // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2002. – Т. 4. – № 2. – С. 327–333.

20. Research on the flow-induced vibration characteristics based on heat–fluid–structure coupling in natural gas loop / Y. Qiu, J. Ren, X. Zhang, S. Chen // AIP Advances. – 2023. – Vol. 13. – № 12. – P. 1–15.
21. Bachoo R., Bridge J. Flow induced vibrations of oil and gas piping systems: wall pressure fluctuations and fatigue life assessment // West Indian Journal of Engineering. – 2021. – Vol. 43. – № 2. – P. 54–68.
22. СТО Газпром 2-2.3-324-2009. Диагностическое виброобследование технологических трубопроводов компрессорных цехов с центробежными нагнетателями. Нормы оценки и методы проведения работ. – М.: ОАО «Газпром», 2009. – 58 с.
23. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации магистральных газопроводов. – М.: ОАО «Газпром», 2009. – 229 с.

Сведения об авторах

Александр Сергеевич Шредер, аспирант отделения машиностроения Инженерной школы новых производственных технологий, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, ass106@tpu.ru

Олег Александрович Курасов, аспирант отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, kurasov@tpu.ru

Петр Владимирович Бурков, доктор технических наук, профессор отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск, пр. Ленина, 30, burkovpv@tpu.ru

Алексей Николаевич Гаврилин, доктор технических наук, профессор отделения машиностроения Инженерной школы новых производственных технологий, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, gawral@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-9205-2283>

Поступила в редакцию: 19.09.2024

Поступила после рецензирования: 22.10.2024

Принята к публикации: 09.01.2025

REFERENCES

1. Kozachenko A.N. *Operation of compressor stations of main gas pipelines*. Moscow, Oil and Gas Publ., 1999. 463 p. (In Russ.)
2. Yakubovich V.A. *Vibration diagnostics of pipelines of compressor stations*. Moscow, Nedra-Business Center Publ., 2004. 334 p. (In Russ.)
3. Beketov S.B., Kunina P.S., Bunyakin A.V., Dubov V.V. Destruction of technological pipelines due to low-frequency vibrations. *Defectoscopy*, 2017, no. 9, pp. 54–61. (In Russ.)
4. Takahashi S., Tamura A., Sato S., Goto T., Kurosaki M., Takamura N., Morita R. Flow-induced vibrations in closed side branch pipes and their attenuation methods. *Journal of Nuclear Science and Technology*, 2016, vol. 53, no. 8, pp. 1164–1177.
5. Vasiliev A.V. Experimental studies of low-frequency gas-dynamic pressure pulsations in the pipeline of a compressor unit and the noise and vibration caused by them. *9th Lukaninsky readings. Problems and prospects for the development of the motor transport complex. Collection of reports of the International scientific and technical conference*. Moscow, Moscow Automobile and Road State Technical University Publ., 2021. pp. 60–68. (In Russ.)
6. Shejal P.P., Desai A. Pulsation and vibration study of reciprocating compressor according to API 618. *International Journal of Modern Engineering Research*, 2014, vol. 4, no. 7, pp. 1–23.
7. Buranshin A.R., Godovsky D.A., Tokarev A.P. Elimination of dead-end vibration of the piping of the compressor shop under operating conditions. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 9, pp. 164–171. (In Russ.)
8. *Guidelines for the avoidance of vibration induced fatigue failure in process pipework*. 2nd ed. London, Energy Institute, 2008. 226 p.
9. Lun-Fu A.V., Bubenichikov M.A. Methodology for determining the natural frequencies of dead-end branches of gas pipelines. *Bulletin of Tomsk State University. Mathematics and Mechanics*, 2018, no. 56, pp. 67–78. (In Russ.)
10. Jiang L., Zhang H., Duan Q., Zhang Y. Numerical study on acoustic resonance excitation in closed side branch pipeline conveying natural gas. *Shock and Vibration*, 2020, vol. 2020, no. 1, pp. 8857838.
11. Khayrullina R., Valeev A. Assessment of the negative impact of low-frequency vibrations on technological pipelines of compressor stations. *Liquid and Gaseous Energy Resources*, 2021, vol. 1, no. 1, pp. 21–29.
12. Li S., Zhang L., Kong C. Vibration failure analysis and countermeasures of the inlet pipelines at a gas Compressor Station. *Shock and Vibration*, 2019, vol. 2019, no. 1, pp. 6032962.
13. Sokolinsky L.I., Lopatin A.S., Paydak V.B. Ensuring dynamic stability of process pipelines of booster compressor stations based on the results of extended vibration surveys and acoustic vibration calculations. *Equipment and technologies for the oil and gas complex*, 2020, no. 2, pp. 104–109. (In Russ.)
14. Ashrafizadeh H., Karimi M., Ashrafizadeh F. Failure analysis of a high-pressure natural gas pipe under split tee by computer simulations and metallurgical assessment. *Engineering Failure Analysis*, 2013, vol. 32, pp. 188–201.
15. Ponomarenko Yu.B. On the excitation of low-frequency gas oscillations in the acoustic system "Collector–three dead ends". *Vesti gazovoy nauki*, 2012, no. 2 (10), pp. 122–126. (In Russ.)
16. Ziada S., Shine S. Strouhal numbers of flow-excited acoustic resonance of closed side branches. *Journal of fluids and structures*, 1999, vol. 13, no. 1, pp. 127–142.

17. Ustyuzhanin A.V., Sverdlik Yu.M., Repin D.G. Application of acoustic analysis to study the excitability of dead-end branches in compressor station piping. *Gas Industry*, 2018, no. 11 (777), pp. 42–49. (In Russ.)
18. Shulmeister K.A. Assessment of the stability of the pipeline system. *E-Scio*, 2022, no. 10 (73), pp. 304–307. (In Russ.)
19. Makaryants G.M., Prokofiev A.B., Shakhmatov E.V. Modeling of vibroacoustic characteristics of a pipeline using the finite element method. *Bulletin of the Samara Scientific Center of the Russian Academy of Sciences*, 2002, vol. 4, no. 2, pp. 327–333. (In Russ.)
20. Qiu Y., Ren J., Zhang X., Chen S. Research on the flow-induced vibration characteristics based on heat–fluid–structure coupling in natural gas loop. *AIP Advances*, 2023, vol. 13, no. 12, pp. 1–15.
21. Bachoo R., Bridge J. Flow induced vibrations of oil and gas piping systems: wall pressure fluctuations and fatigue life assessment. *West Indian Journal of Engineering*, 2021, vol. 43, no. 2, pp. 54–68.
22. STO Gazprom 2-2.3-324-2009. *Diagnostic vibration inspection of process pipelines of compressor shops with centrifugal superchargers. Assessment standards and methods of work*. Moscow, OAO Gazprom Publ., 2009. 58 p.
23. STO Gazprom 2-3.5-454-2010 *Rules for the operation of main gas pipelines*. Moscow, OAO Gazprom Publ., 2009. 229 p.

Information about the author

Alexander S. Schreder, Postgraduate Student, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, 634050, Tomsk, Russian Federation, ass106@tpu.ru

Oleg A. Kurasov, Postgraduate Student, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, 634050, Tomsk, Russian Federation, kurasov@tpu.ru

Petr V. Burkov, Dr. Sc., Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, 634050, Tomsk, Russian Federation, burkovpv@tpu.ru

Alexey N. Gavrilin, Dr. Sc., Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, 634050, Tomsk, Russian Federation, gawral@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-9205-2283>

Received: 19.09.2024

Revised: 22.10.2024

Accepted: 09.01.2025

УДК 621.311.25
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4880
Шифр специальности: 05.14.14

Численные исследования эффективности работы бинарных геотермальных станций на изученных термальных месторождениях России

С.А. Янковский✉, А.С. Заворин, Н.С. Янковская, С.А. Цибульский

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

✉jankovsky@tpu.ru

Аннотация. *Актуальность* исследования состоит в необходимости развития в России технологий, использующих нетрадиционные источники энергии. Формирование данных технологий позволит обеспечивать энергетическими ресурсами население без вредных выбросов в окружающую среду. *Целью* исследования является комплексный анализ особенностей работы бинарной геотермальной электростанции в различных климатических условиях эксплуатации. *Объекты:* тепловые схемы бинарных геотермальных станций применительно к установке в различных географических регионах и работе от различных геотермальных источников. *Методы:* численные исследования на основе математических алгоритмов систем бинарных геотермальных установок, сравнительный анализ эффективности бинарных геотермальных установок по различным внешним параметрам. *Результаты.* Проведены численные исследования для определения эффективности геотермальных электростанций с тепловой схемой бинарного типа и с конденсатором воздушного охлаждения при их работе на различных источниках, для чего выбраны 15 известных геотермальных источников, которые расположены в различных географических регионах России. По известным характеристикам флюида на выходе из скважины проанализированы возможные параметры работы бинарных геотермальных электростанций. Так как геотермальная электростанция имеет в составе тепловой схемы конденсатор воздушного охлаждения, были получены параметры ее работы от среднемесячных температур окружающего воздуха в календарном году в регионе, в котором расположен анализируемый геотермальный источник. Численные исследования показали влияние параметров термальных источников и климатических особенностей на эффективность генерации электрической энергии посредством бинарной установки. Выявлено, что при возможной работе бинарной геотермальной станции в течение календарного года наибольшая среднемесячная электрическая мощность ожидаемо достигается в холодный период времени, в данном случае в январе, и составляет 1752 кВт для Могойского горячего источника. Для самого теплого месяца в году – июля – наибольшей электрической мощностью 930 кВт могла бы обладать бинарная электростанция Мечигменского горячего источника. Наибольший абсолютный электрический КПД в январе достигает 15,22 %, зависит в большей степени от величины температуры подвода тепловой энергии в цикле и среди рассматриваемых в данной работе бинарных станций им сможет обладать геотермальная электростанция в н.п. Чажемто.

Ключевые слова: бинарная геотермальная электростанция, фреон, рабочее тело, конденсатор воздушного охлаждения, органический цикл Ренкина

Благодарности: Работа выполнена при финансовой поддержке программы Приоритет-2030-ЭБ-016-202-2024.

Для цитирования: Численные исследования эффективности работы бинарных геотермальных станций на изученных термальных месторождениях России / С.А. Янковский, А.С. Заворин, Н.А. Янковская, С.А. Цибульский // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 1. – С. 215–229. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4880

UDC 621.311.25
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4880

Numerical studies of the efficiency of binary geothermal power plants at the studied thermal fields of Russia

S.A. Yankovsky[✉], A.S. Zavorin, N.S. Yankovskaya, S.A. Tsibulskiy

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

[✉]jankovsky@tpu.ru

Abstract. Relevance. The necessity to develop in Russia the technologies that use non-traditional energy sources. The formation of these technologies will allow providing energy resources to the population without harmful emissions into the environment. **Aim.** Comprehensive analysis of the operating characteristics of a binary geothermal power plants in various climatic operating conditions. **Objects.** Thermal diagrams of binary geothermal power plants applicable to installation in different geographic regions and operation from different geothermal sources. **Methods.** Numerical studies based on mathematical algorithms of binary geothermal plant systems, comparative analysis of the efficiency of binary geothermal plants based on various external parameters. **Results and conclusions.** Numerical studies have been conducted to determine the efficiency of geothermal power plants with a binary thermal circuit and an air-cooled condenser were conducted during their operation on various sources, for which 15 known geothermal sources located in Russia in different geographical regions were selected. Possible operating parameters of binary geothermal power plants were analyzed based on the known characteristics of the fluid at the well outlet. Since the geothermal power plant has an air-cooled condenser in its thermal circuit, its operating parameters were obtained from the average monthly ambient air temperatures in the calendar year in the region where the analyzed geothermal source is located. Numerical studies showed the impact of thermal source parameters and climatic features on the efficiency of electric energy generation by means of a binary plant. It was revealed that with the possible operation of a binary geothermal plant during a calendar year, the highest average monthly electric power is expectedly achieved in the cold period of time, in this case in January, and is 1752 kW for the Mogoysky hot spring. For the warmest month of the year – July – the binary power plant of the Mechigmen hot spring could have the greatest electric power of 930 kW. The greatest absolute electric efficiency in January reaches 15.22%, depends to a greater extent on the value of the temperature of the heat supply in the cycle and among the binary stations considered in this work, the geothermal power plants in the settlement of Chazhemto could have it.

Key words: binary geothermal power plant, freon, working fluid, air-cooled condenser, organic Rankine cycle

Acknowledgements: The work was supported by the program Priority-2030-NIP/EB-016-202-2024.

For citation: Yankovsky S.A., Zavorin A.S., Yankovskaya N.A., Tsibulsky S.A. Numerical studies of the efficiency of binary geothermal stations at the studied thermal deposits of Russia. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 1, pp. 215–229. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4880

Сокращения, аббревиатуры

- ЕИА – Energy Information Administration (Управление энергетической информацией);
- ВИЭ – возобновляемый источник энергии;
- ГеоЭС – геотермальная электростанция;
- ГИ – горячий источник;
- КВО – конденсатор воздушного охлаждения;
- КН – конденсатный насос;
- КПД – коэффициент полезного действия;
- н/д – нет данных;
- н.п. – населенный пункт;

- ОЦР – органический цикл Ренкина;
- ПВС – пароводяная смесь;
- р-н – район;
- СРК – стопорно-регулирующие клапаны;
- ФФ – флюид-фреон;
- Чистый ноль – углеродная нейтральность энергетических объектов;
- ЭЭ – электроэнергия;
- СИ – СИ – международная система измерения единиц.

Введение

Согласно докладу ООН 2022 г. [1] о целях в области устойчивого развития, мир стоит на краю климатической катастрофы, и время, когда ее еще

можно предотвратить, быстро уходит. Увеличение общего потребления энергии, с одной стороны, и минимизация связанных с этим выбросов парниковых газов, с другой, являются одной из наиболее

важных экологических проблем в современном мире [2, 3]. Согласно прогнозам, для снижения последствий глобального потепления потребуется увеличить долю ВИЭ до 65 % к 2050 г. [4]. Также отмечается, что ВИЭ будут самыми быстрорастущими источниками энергии, и уже к 2040 г. их доля может увеличиться в 5 раз, что обеспечит приблизительно 14 % мирового потребления энергии [5].

Цель мировых энергетических трендов – развитие ВИЭ [6]. В странах Восточной и Юго-Восточной Европы, Центральной Азии, Кавказа и в Российской Федерации с 2018 г. наблюдался беспрецедентный рост производства возобновляемой электроэнергии [7]. Согласно данным «Eurostat» за 2020 г., в некоторых странах Европы доля ВИЭ уже превысила 50 %. При этом лидерами стали такие страны, как Исландия (83,7 %), Норвегия (77,4 %) и Швеция (60,1 %) [8].

Среди ВИЭ после ветровой и солнечной энергетики геотермальная стоит на третьем месте в мире по выработке электрической энергии. Однако развитие ветровых и солнечных электростанций в отсутствие накопителей энергии не может считаться наиболее эффективным способом снижения выбросов парниковых газов в энергосистеме, тем более что данные виды электростанций значительно проигрывают другим вариантам комбинированной выработки электроэнергии и тепла [9]. Кроме того, важно отметить, что геотермальная энергия является предсказуемым постоянным и надежным источником энергии, не зависящим от погоды или сезонных колебаний [10]. Накопленная под поверхностью Земли геотермальная энергия может применяться для прямого обеспечения тепловой энергией либо для преобразования в электроэнергию и, следовательно, является одним из источников энергии, доступных для достижения «чистого нуля» [11]. Геотермальные системы отопления и охлаждения могут обеспечить здания недорогими ресурсами и, как правило, имеют больший срок службы, надежность и устойчивость по сравнению с такими источниками, как, например, ветер и солнце [12]. Сегодня используется менее 1,0 % потенциала геотермальной энергии Земли, стоимость преобразования которой в электрическую энергию является одной из самых низких среди различных технологий электрогенерации согласно статистике ЕИА США (табл. 1) [13, 14].

Температура геотермальных ресурсов играет принципиально важную роль в геотермальном секторе. Например, прямое использование геотермальных ресурсов с температурами от 30 до 90 °С [15] может быть полезно для: химической обработки [16], охлаждения/обогрева зданий [17], сельскохозяйственных теплиц [18], производства водорода [19], дистилляции соленой воды [20, 21], извлече-

ния тяжелой нефти [22], хранения энергии воздуха [23] и пр. В настоящее время низкотемпературные геотермальные ресурсы используются в качестве непосредственного источника энергии примерно в 82 странах, при этом общая установленная тепловая мощность составляет 70,9 ГВт [24].

Таблица 1. Средняя выровненная стоимость электроэнергии, производимой из невозобновляемых и альтернативных ресурсов на период 2020–2025 гг. [14, 15]

Table 1. Average aligned cost of electricity produced from non-renewable and alternative resources for 2020–2025 [14, 15]

Тип электростанции Power plant type	Стоимость \$/кВтч Cost \$/kW-hour
Угольная/Coal	0,12–0,13
На природном газе/On natural gas	0,043
Атомная/Nuclear	0,093
Ветровая (на суше)/Wind (on land)	0,038
Ветровая (на шельфе)/Wind (on the shelf)	0,106
Солнечная (фотоэлектрические) Solar (photovoltaic)	0,036
Солнечная (тепловая энергия) Solar (thermal energy)	0,165
Геотермальная/Geothermal	0,040
На биомассе/On biomass	0,090
Гидроэлектростанция Hydroelectric power station	0,039

Около 70 % используемых геотермальных ресурсов во всем мире имеют температуры от 110 до 160 °С [25]. Геотермальные источники с температурой выше 150 °С считаются высокотемпературными, и большая часть этих ресурсов находится в активных вулканических районах.

Согласно данным [26], суммарная выработанная электрическая мощность при использовании геотермальных источников в 2015 г. составила 73,5 ТВт·ч, в 2020 г. – 95 ТВт·ч, а в 2021 г. – уже 105 ТВт·ч. С 2015 по 2021 гг. прирост выработки электрической энергии составил 43 %, в основном благодаря вводу новых бинарных установок. Сегодня насчитывается около 400 геотермальных электростанций (часто состоящих из нескольких блоков/установок) [27].

В настоящее время страны с наибольшей общей установленной мощностью используемых геотермальных ресурсов (в порядке убывания): США, Индонезия, Филиппины, Турция, Новая Зеландия, Мексика, Италия, Кения, Япония и др. В Индонезии расположены четыре крупнейшие в мире электростанции, самая крупная из которых, «Salak», имеет мощность 376,8 МВт [28, 29].

Таким образом, в XXI в. складывается мировая тенденция в топливно-энергетическом комплексе по снижению выбросов вредных веществ, дости-

жению углеродной нейтральности. При этом в России также поставлены задачи по увеличению ВИЭ для выработки энергии. Однако в настоящее время доля данных видов энергии очень мала. Основная цель данной работы состоит в том, чтобы численно доказать эффективность использования бинарных комплексов для преобразования геотермальной тепловой энергии в электрическую на известных термальных месторождениях в России.

Геотермальная энергия России

Россия обладает огромными запасами геотермальной энергии [30]. Среди регионов с геотермальными ресурсами выделяют: Предкавказье, Западную и Восточную Сибирь, Камчатку, Курильские острова, Сахалин, Дальний Восток [6]. Общий тепловой потенциал ресурсов геотермальной энергии России эквивалентен 1702 трлн т условного топлива (т.у.т.) [31]. В 2021 г. геотермальная энергетика Российской Федерации имела установленную мощность ГеоЭС 74 МВт, мощность тепловой генерации – 110 МВт, выработка электрической энергии в год составила 280 ГВт·ч, тепловой энергии – 428 ГВт·ч. В стране эксплуатировались три пароводяных геотермальных месторождения с 95 скважинами, из которых в 2021 г. было добыто 13 млн т ПВС. На 33-х гидрогеотермальных месторождениях было добыто 25,7 млн м³/год теплоносителя [32].

Территория Российской Федерации обширна, множество населенных пунктов находятся в труднодоступных и отдаленных районах, в которых для обеспечения потребностей в электрической энергии применяются установки, сжигающие углеродосодержащие ископаемые виды топлива. Однако использование данных установок сопряжено с рядом существенных недостатков: сжиганием ископаемого невозобновляемого топлива, загрязнением окружающей среды, высокой стоимостью топлива из-за проблем с доставкой в отдаленные районы и пр. В итоге вырабатывается электроэнергия с высокой себестоимостью, при этом суммарная годовая выработка достигает более 1 млрд кВт·ч [33]. На 2024 г. средняя себестоимость ЭЭ на этих электростанциях составляет 40–64 р./кВт·ч, а максимальная достигает 2191 р./кВт·ч, что во много раз превышает средний тариф при централизованном электроснабжении. Высокая стоимость производства ЭЭ обусловлена труднодоступностью данных районов и высокой стоимостью транспортировки органического вида топлива к данным электростанциям. В подобных условиях одним из наиболее перспективных способов снижения стоимости производимой ЭЭ может рассматриваться использование альтернативных источников энергии, например, геотермальной. Несмотря на то, что в большей части данных регионов отсутствуют высокотемпе-

ратурные геотермальные источники, современные разработки позволяют обеспечивать потребителей электрической и тепловой энергией. Для выработки энергии в мире все чаще используются низкотемпературные геотермальные ресурсы в качестве первичных источников энергии [34]. В этом случае могут быть использованы геотермальные бинарной установки, работающие на предельно низкотемпературном теплоносителе (70 °С) [35].

Объекты исследования

Тепловая схема бинарных ГеоЭС

В настоящее время растет интерес к использованию осадочной геотермальной энергии для выработки электроэнергии в связи с достижениями в технологиях преобразования с использованием бинарных циклов, которые позволяют вырабатывать электроэнергию при температурах пласта до 80 °С [36]. Особый интерес низко- и среднетемпературные источники тепловой энергии представляют в связи с их доступностью [37].

Для таких геотермальных месторождений перспективной технологией становится ОЦР, который работает на насыщенном паре фреона. Геотермальная станция, работающая по такому бинарному циклу, может вырабатывать электрическую энергию от низкотемпературных источников тепловой энергии с наибольшей эффективностью.

Выбор рабочей жидкости является одним из наиболее важных вопросов, с которыми сталкиваются при проектировании систем с ОЦР, и продиктован различными критериями, такими как: безопасность использования, воздействие на окружающую среду, а также физические и химические параметры.

Температура окружающей среды является критическим параметром для работы геотермальных электростанций бинарного типа с конденсаторами воздушного охлаждения, поскольку летом электростанции этого типа сталкиваются со значительными потерями производительности. Геотермальные электростанции с конденсаторами воздушного охлаждения должны быть исследованы на предмет возможных альтернативных систем испарительного охлаждения, чтобы уменьшить негативное влияние температуры окружающей среды на мощности по производству электроэнергии в теплые дни [38].

Исследуемая бинарная ГеоЭС, работающая на насыщенном газообразном фреоне, тепловая схема которой приведена на рис. 1, может быть в модульном исполнении и является экологически чистым источником энергии для обеспечения потребителей в труднодоступных и отдаленных регионах.

Геотермальный флюид служит источником тепловой энергии для органического цикла Ренкина и после отдачи тепловой энергии закачивается в инжекционную скважину.

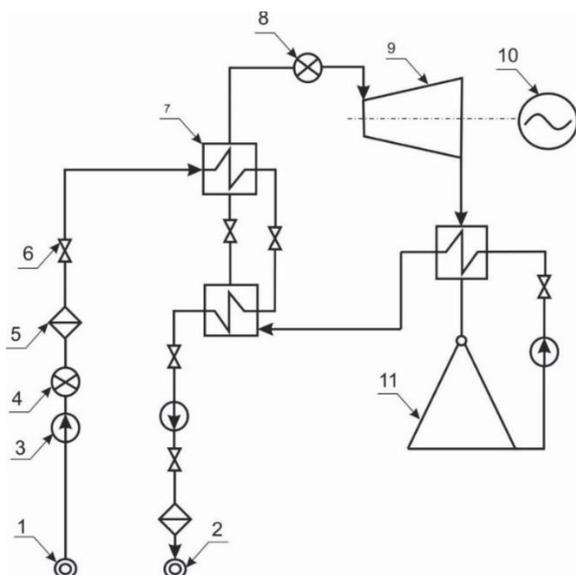


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема бинарной геотермальной электростанции [39]: 1 – продуктивная скважина; 2 – инжекционная скважина; 3 – насос; 4 – регулирующая аппаратура скважины; 5 – фильтры-сепараторы скважины; 6 – прочая запорно-регулирующая арматура; 7 – теплообменник; 8 – СРК; 9 – ОЦР-турбина; 10 – электрогенератор; 11 – КВО

Fig. 1. Basic thermal diagram of a binary geothermal power plant [39]: 1 – production well; 2 – injection well; 3 – pump; 4 – well control equipment; 5 – well filters-separators; 6 – other shut-off and control valves; 7 – heat exchanger; 8 – СРК; 9 – ORC-turbine; 10 – electric generator; 11 – air cooled condenser

После получения тепловой энергии фреон в состоянии сухого насыщенного газа поступает на ОЦР-турбину для преобразования в энергию вращения на валу, который приводит в действие электрический генератор. Теплообменники поверхностного типа используются для теплообмена между геотермальным флюидом и фреоном. Для отвода тепловой энергии и конденсации рабочего тела применяется конденсатор с воздушным охлаждением. При этом на условия конденсации значительное влияние оказывают климатические усло-

вия, а также особенности конструкции КВО. Для повышения эффективности выработки электрической энергии в данной системе применяется внутренний теплообменник-регенератор [40].

Геотермальные месторождения России, перспективные для ГеоЭС

В табл. 2 приведены основные параметры геотермальных месторождений для предполагаемой установки на них модульной геотермальной электростанции с бинарным циклом.

Таблица 2. Параметры скважин России с температурой источника >80 °С с известным дебитом [27]

Table 2. Parameters of wells in Russia with a source temperature of >80°C and known flow rate [27]

Наименование Name	Месторасположение Location	Температура в устье скважины, °С Temperature at the wellhead, °C	Степень минерализации, г/л Mineralization degree, g/l	Дебит ГИ, м³/ч Flow rate, m³/h
Мечигменский/Mechigmensky	Чукотский автономный округ Chukotka Autonomous District	97	3,8	60–70
Менявинские/Menyavinsky		79,7	1,3	55
Чаплинские Chaplinsky		87,5	н/д/н/а	40
Паланские горячие ключи Palanskie hot springs	Камчатский край Kamchatka region	95	0,76	16,5
Киреунские/Kireunsky		100	1,53	30
Апательские/Арапелские		97	1,49	10
Малые Банные/Malye Bannye		70–80	пресная/fresh	1,5
Столбовские/Stolbovskie	Сахалинская область, о. Кунашир Sakhalin region, Kunashir island	80–100	н/д/н/а	2
Южно-Алехинские Yuzhno-Alekhinskie	Республика Бурятия Republic of Buryatia	60–100	н/д/н/а	10
Могойский/Mogoysky		81	0,5	80–100
Котельниковский Kotelnikovskiy	Томская область Tomsk region	81	0,38	3–8
Чажемто Chazhemto		118	5,9	0,93
Спа-курорт «Аква Тоника» Spa resort «Aqua Tonika»	Краснодарский край Krasnodar region	86	5	23
Кизляр/Kizlyar	Республика Дагестан Republic of Dagestan	100–104	1,8–9,2	11–28,9
Центр «Тарнаир» Center «Tarnair»		97–98	21,99–22,03	0,03

В табл. 2 для каждого геотермального источника показан регион месторасположения, температура в устье скважины, степень минерализации и часовая дебет при самоизливе. По региону находятся среднемесячные температуры окружающего воздуха (табл. 3), температура флюида в устье скважины определяет температуру подвода тепловой энергии в ОЦР ГеоЭС, а дебет совместно с температурой определяет величину тепловой энергии, подводимой в бинарном цикле. Наибольшей температурой в устье скважины при самоизливе обладают горячие источники н.п. Чажемто, Кизляр, Киреунский, Столбовский (~100 °С), для которых температура подвода тепловой энергии в ОЦР ГеоЭС будет наибольшей. Наибольший дебет при самоизливе флюида наблюдается у Могойского и Мечигменского горячих источников, для которых бинарная ГеоЭС будет иметь наибольшую мощность среди всех представленных к рассмотрению месторождений.

Расчетный алгоритм бинарной ГеоЭС, работающей на насыщенном газообразном фреоне R245fa

Приведенная ниже математическая модель построена на базе теплового расчета схемы (рис. 1) при работе ОЦР на фреоне R245fa. Эта модель включает в себя физические характеристики всех рабочих тел, компонентов, в том числе теплообменников, насосов, охладителей, конденсаторов, турбин. Математическая модель реализована в пакете Excel с надстройкой уравнений базы данных Refprop [41].

Температура сухого насыщенного фреона на выходе из испарителя:

$$t_{0S}=t_{ГЕО}-\Delta t_{ФФ}, \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Давление, энтальпия, энтропия, плотность сухого насыщенного фреона на входе:

$$p_{0S}=\text{pressure}(R245fa; T\text{vap}; SI; t_{0S}+273,15), \text{ МПа};$$

$$h_0=h'_0=\text{enthalpy}(R245fa; T\text{vap}; SI; t_{0S}+273,15), \text{ кДж/кг};$$

$$s_0=s''_0=\text{entropy}(R245fa; T\text{vap}; SI; t_{0S}+273,15),$$

$$\text{кДж/кг}\cdot^\circ\text{C};$$

$$\rho_0=\rho_{0S}=\text{density}(R245fa; T\text{vap}; SI; t_{0S}+273,15), \text{ кг/м}^3,$$

где *R245fa* – выбранное рабочее тело в ОЦР; *Tvap* – функция газообразного (парообразного) состояния R245fa по температуре.

Температура и давление насыщения в КВО:

$$t_{kS}=t_B-\Delta t_{КВО}, \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$p_{kS}=\text{pressure}(R245fa; T\text{vap}; SI; t_{kS}+273,15), \text{ МПа}.$$

Давление фреона на выходе из ОЦР-турбины:

$$p_k^{\text{ОЦР}}=p_{kS}+p_{kS}\Delta p_T/100, \text{ МПа}.$$

Теоретическая и действительная энтальпия фреона на выходе из ОЦР-турбины:

$$h_k^{\text{ОЦР}}=\text{enthalpy}(R245fa; PS; SI; p_k^{\text{ОЦР}}; s''_0), \text{ кДж/кг};$$

$$h_k^{\text{ОЦР}}=h_0-(h_0-h_k^{\text{ОЦР}})\eta_{oi}/100, \text{ кДж/кг}.$$

Действительный теплоперепад ОЦР-турбины:

$$\Delta h^{\text{ОЦР}}=h_0-h_k^{\text{ОЦР}}, \text{ кДж/кг}.$$

Массовый расход геотермальной воды на испаритель+экономайзер:

$$M_{ГЕО}=V_{ГЕО}/\rho_{ГЕО}, \text{ кг/с}.$$

Энтальпия геотермальной воды на входе в теплообменники:

$$h_{ГЕО_ВХ}=\text{enthalpy}(\text{water}; TP; SI; t_{ГЕО}+273,15; p_{ГЕО}),$$

$$\text{кДж/кг}.$$

Энтальпия геотермальной воды на выходе из теплообменников:

$$h_{ГЕО_ВЫХ}=\text{enthalpy}(\text{water}; TP; SI; t_{ГЕО_ВЫХ}; p_{ГЕО}),$$

$$\text{кДж/кг}.$$

Тепловая мощность теплообменников флюид-фреон:

$$Q_{ФФ}=M_{ГЕО}(h_{ГЕО_ВХ}-h_{ГЕО_ВЫХ})\eta_{ТЕПЛ}/100.$$

Давление фреона R245fa на выходе из конденсатного насоса:

$$p_{кН}=p_{0S}[1+(\Delta p_{СРК}+\Delta p_{ОЦР})/100], \text{ МПа}.$$

Прирост энтальпии в конденсатном насосе:

$$\Delta h^{кН}=(p_{кН}-p_{kS})\cdot 10^3/(\eta_{кН}<p_{кН}), \text{ кДж/кг}.$$

Энтальпия фреона R245fa на входе в теплообменники:

$$h_{ВХ}^{245fa}=h'_k+\Delta h^{кН}+\Delta h_{РЕГ}, \text{ кДж/кг}.$$

Номинальный массовый расход фреона R245fa на ОЦР-турбину:

$$M_{R245fa}=Q_{ФФ}/(h_0-h_{ВХ}^{245fa}), \text{ кг/с}.$$

Номинальная мощность ОЦР-турбины:

$$N_{НОМ}=M_{R245fa}\Delta h^{\text{ОЦР}}, \text{ кг/с}.$$

Объемный расход R245fa в ОЦР-турбине:

$$V_{R245fa}=M_{R245fa}/\rho_0, \text{ м}^3/\text{с}.$$

Действительная энтропия фреона на выходе из ОЦР-турбины:

$$s_k^{R245fa}=\text{entropy}(R245fa; PH; SI; p_k^{\text{ОЦР}}; h_k^{\text{ОЦР}}),$$

$$\text{кДж/кг}\cdot^\circ\text{C}.$$

Энтропия сухого насыщенного фреона при давлении $p_k^{\text{ОЦР}}$:

$$s''_k=\text{entropy}(R245fa; P\text{vap}; SI; p_k^{\text{ОЦР}}; \text{vap}), \text{ кДж/кг}\cdot^\circ\text{C},$$

где *Pvap* – функция газообразного (парообразного) состояния R245fa по давлению.

Если $s_k^{\text{ОЦР}} > s''_k$, газообразный фреон R245fa на выходе из ОЦР-турбины находится в перегретом состоянии.

Для снятия перегрева пара фреона перед конденсатором требуется его охлаждение в регенеративном подогревателе.

Энтальпия насыщенного фреона при давлении $p_{\text{к}}^{\text{ОЦП}}$:

$$h''_{\text{к}} = \text{enthalpy}(R245fa; P\text{vap}; SI; p_{\text{к}}^{\text{ОЦП}}; \text{vap}), \text{ кДж/кг} \cdot \text{°C}.$$

Теплосъем в регенеративном подогревателе:

$$\Delta h_{\text{РЕГ}} = h''_{\text{к}} - h''_{\text{к}}, \text{ кДж/кг}.$$

Энтальпия конденсата фреона на выходе из КВО:

$$h'_{\text{к}} = \text{enthalpy}(R245fa; T\text{liq}; SI; t_{\text{к}} + 273,15; \text{liq}), \text{ кДж/кг},$$

где $T\text{liq}$ – функция жидкого состояния R245fa по температуре.

Плотность фреона на выходе из конденсатного насоса:

$$\rho_{\text{кн}} = \text{density}(R245fa; TP; SI; t^{\text{R245fa}}_{\text{ВХ}} + 273,15; p_{\text{кн}}), \text{ кг/м}^3,$$

где $t^{\text{R245fa}}_{\text{ВХ}}$ – температура фреона на входе в экономайзер:

$$t^{\text{R245fa}}_{\text{ВХ}} = \text{temperature}(R245fa; PH; SI; p_{\text{кн}}; h^{\text{R245fa}}_{\text{ВХ}}), \text{ °C}.$$

Мощность конденсатного насоса:

$$N_{\text{кн}} = M_{\text{R245fa}} (p_{\text{кн}} - p_{\text{к}}) \cdot 10^3 / (\eta_{\text{кн}} \rho_{\text{кн}}), \text{ кВт}.$$

Электрическая мощность геотермальной станции с учетом затрат на собственные нужды:

$$N_{\text{Э}} = (N_{\text{НОМ}} - N_{\text{кн}} - N_{\text{КВО}}) \eta_{\text{ЭМ}}, \text{ кВт}.$$

Абсолютный электрический КПД геотермальной станции:

$$\eta_{\text{Э}} = N_{\text{Э}} \cdot 100 / [M_{\text{ГЕО}} (h_{\text{ГЕО}} - h_{\text{ГЕО_ВЫХ}})], \text{ \%}.$$

Численные исследования ГеоЭС бинарного типа на различных геотермальных источниках

Данная часть работы состоит из двух взаимосвязанных этапов:

- 1) изучение влияния температуры и дебета геотермального флюида на мощность и КПД нетто ГеоЭС;
- 2) исследование влияния температуры окружающего воздуха на мощность и КПД нетто ГеоЭС.

Два этих этапа показывают, как природные факторы оказывают одновременное влияние на работу электрической станции.

Расчеты тепловой схемы бинарной ГеоЭС проведены при ее установке на месторождениях, расположенных в России. Каждое месторождение характеризуется температурой на поверхности в устье скважины $t_{\text{ГЕО}}$, °C, номинальным дебетом $V_{\text{ГЕО}}$, м³/ч. Кроме того, каждый регион обладает своими климатическими условиями, которые в данной статье было принято упростить до среднемесячной температуры воздуха $t_{\text{ВОЗ}}^{\text{МЕС}}$, °C (табл. 3).

Таблица 3. Среднемесячные температуры воздуха для выбранных регионов с термальными источниками [42]

Table 3. Average monthly air temperatures for selected regions with thermal springs [42]

Наименование источника Source	Среднемесячные температуры воздуха, °C / Average monthly air temperatures, °C											
	Янв Jan	Фев Feb	Март March	Апр Apr	Май May	Июнь June	Июль July	Авг Aug	Сент Sept	Окт Oct	Нояб Nov	Дек Dec
Мечигменский Mechigmensky	-22,1	-21,1	-18,4	-12	-1,2	7,2	12,1	10,5	5,3	-3,6	-11,5	-19,2
Менявинские Menyavinsky												
Чаплинские /Chaplinsky												
Паланские /Palansky	-6,5	-6,1	-3,4	0,4	4,8	9,5	13	13,7	10,7	5,5	-0,6	-5
Киреунские /Kireunsky												
Апфельские Arapelskie												
Малые Банные Malye Bannye	-12,2	-11,6	-5,6	1,7	6,9	11,7	15,5	17,3	13,2	6,5	-1,6	-8,6
Столбовские Stolbovskie												
Южно-Алехинские Yuzhno-Alekhinskie												
Могойский /Mogoysky	-22,8	-17,5	-6,7	3,4	10,9	17,9	20,9	17,7	10	0,8	-10,3	-19,4
Котельниковский Kotelnikovskiy												
Чажемто /Chazhemto												
Белый Яр /Bely Yar	-17,1	-14,7	-7	1,3	10,4	15,9	18,7	15,7	9	1,7	-8,3	-15,1
Аква Тоника Aqua Tonika												
Кизляр /Kizlyar												
Тарнаир /Tarnair	-18,5	-17	-8,2	0,7	8,8	16	19	15,7	9,5	0,6	-10,1	-16,4
Аква Тоника Aqua Tonika	4,7	5	7,8	9,2	15,2	20	22	22,7	17,8	11,6	7,3	4,3
Кизляр /Kizlyar	0,1	0,3	4,6	11,2	17	22,2	24,8	24,2	19,2	13	6,4	12,1
Тарнаир /Tarnair												

Общие условия работы тепловой схемы бинарной ГеоЭС:

- давление геотермального флюида в устье скважины – $p_{\text{ГЕО}}=0,6$ МПа;
- ОЦР работает на насыщенном газообразном фреоне R245fa (обоснование выбора тепловой схемы бинарной ГеоЭС и рабочего тела приведено в [39]);
- гидравлические потери давления R245fa на СРК (8) (рис. 1) – $\Delta p_{\text{ГЕО}}=5$ %;
- температурный напор в КВО – $\Delta t_{\text{КВО}}=0$ °С;
- гидравлические потери давления R245fa в теплообменниках (7) (рис. 1) – $\Delta p_{\text{ОЦР}}=15$ %;
- гидравлическое сопротивление выхлопного тракта ОЦР-турбины $\Delta p_{\text{T}}=5$ %;
- тепловые потери теплообменников (7) охарактеризованы КПД – $\eta_{\text{ТЕПЛ}}=0,98$;
- внутренний относительный КПД ОЦР-турбины – $\eta_{\text{oi}}=0,73$;
- КПД конденсатного насоса – $\eta_{\text{КН}}=0,8$;
- температурный напор на горячем конце теплообменников ФФ – $\Delta t_{\text{ФФ}}=10$ °С.

Как видно из табл. 3, из рассматриваемых регионов республика Бурятия является регионом с наиболее холодным воздухом, в котором имеются Могойский и Котельниковский горячие источники, далее следует Чукотский АО, в котором находятся Мечигменский, Менявинские и Чаплинские горячие источники. При установке электростанции на базе ОЦР с КВО в данных регионах температура отвода тепловой энергии из цикла будет низкая, что приводит к увеличению генерации электрической мощности в генераторе и повышению КПД.

Наиболее жарким месяцем для большинства регионов, в которых есть показанные выше месторождения геотермального флюида, является июль. Однако есть регионы, в которых наиболее теплым является август, – это Камчатский край и Сахалинская область.

Данная таблица необходима для определения температуры отвода тепловой энергии из ОЦР с помощью КВО.

Для каждого месторождения (табл. 2) предполагаются установки с тепловой схемой в модульном исполнении бинарной геотермальной станции (рис. 1). По известному дебету и температуре в устье скважины геотермального источника определялась подводимая тепловая энергия и начальная температура фреона в ОЦР. По известным среднемесячным температурам определялась температура отвода и конденсации фреона R245fa в ОЦР. Таким образом исследовано 16 потенциальных геотермальных электростанций в различных регионах на разных месторождениях.

На рис. 2 приведена мощность ГеоЭС в зависимости от среднемесячных температур региона и от

температуры и дебета скважины, которые были получены на основе численных исследований. Такая же зависимость показана на рис. 3, но для абсолютного электрического КПД нетто ОЦР ГеоЭС. Рисунки разделены на две части по электрической мощности ГеоЭС (рис. 2, а и рис. 3, а – для ГеоЭС $N_{\text{НОМ}}>100$ кВт, рис. 2, б и рис. 3, б – для ГеоЭС $N_{\text{НОМ}}<100$ кВт).

Как оказалось, наибольшей электрической мощностью обладала бы бинарная ГеоЭС, работающая на Могойском ГИ, для которого часовой дебет флюида при самоизливе составляет $V_{\text{ГЕО}}=100$ м³/ч. Таким образом, тепловая мощность, получаемая фреоном R245fa в теплообменниках ФФ, составляет 12,9 МВт. А генерируемая электрическая мощность в январе составляет $N_{\text{Э}}=1752$ кВт, наименьшая – в июле $N_{\text{Э}}=774$ кВт. При этом наибольшей генерируемой мощностью в самом теплом месяце года (июле) обладает бинарная ГеоЭС на Мечигменском ГИ – $N_{\text{Э}}=930$ кВт, связано это с меньшей температурой воздуха, чем для Могойского ГИ (табл. 3).

На втором месте по генерируемой мощности в холодное время года (в данном случае для января) находится ГеоЭС на Мечигменском ГИ, для нее $N_{\text{Э}}=1385$ кВт, на третьем месте – ГеоЭС на Менявском ГИ – $N_{\text{Э}}=1053$ кВт.

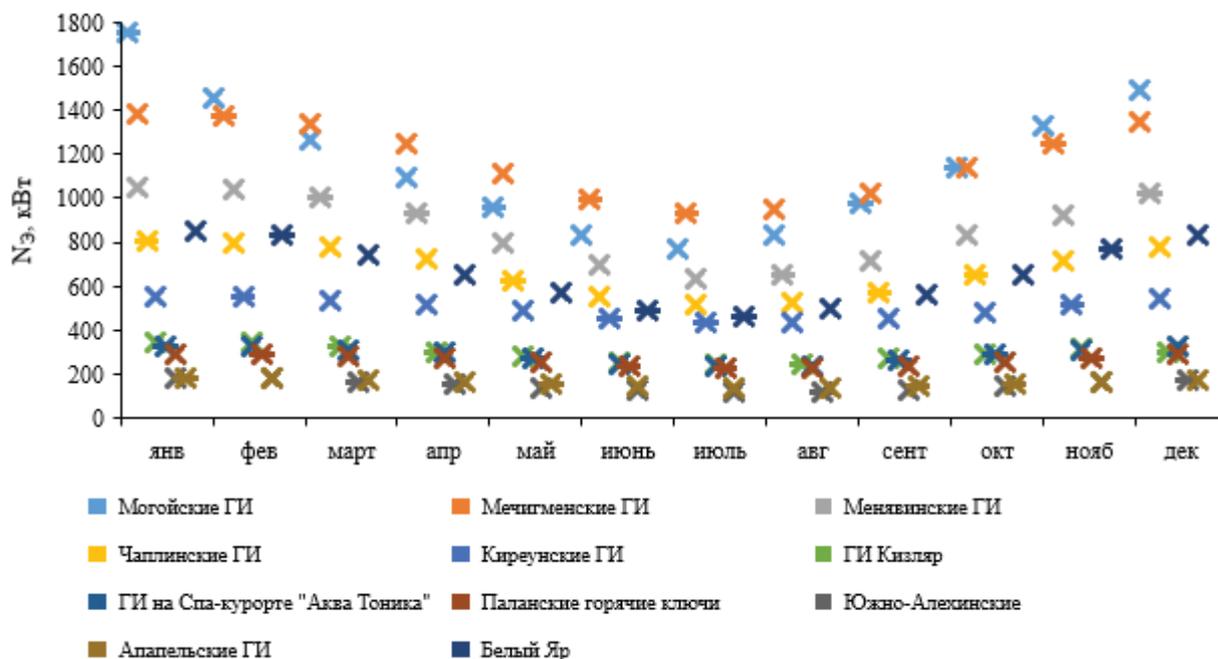
Из рис. 3 видно, что наибольшим абсолютным электрическим КПД обладает бинарная ГеоЭС, работающая на геотермальном источнике в п. Чажемто. Геотермальный источник обладает температурой в устье скважины $t_{\text{ГЕО}}=118$ °С, таким образом температура газообразно-насыщенного фреона R245fa на входе ОЦР-турбину составляет 108 °С. Кроме того, для этого региона (Северо-Запад Томской области) наблюдаются низкие температуры воздуха в течение года, которые определяют наименьшие значения для температуры отвода тепловой энергии в ОЦР. Наибольшее значение $\eta_{\text{Э}}$ достигается в январе и составляет 15,22 % для ГИ п. Чажемто, наименьшее в июне – 11,0 %, когда температура воздуха наибольшая. Однако ГеоЭС для п. Чажемто обладает наибольшей электрической мощностью 20,89 кВт в январе.

Для ГеоЭС с мощностью более 100 кВт наибольшим абсолютным электрическим КПД обладает станция, располагаемая на Мечигменском месторождении. Наибольший КПД $\eta_{\text{Э}}=14,51$ % для января, а наименьший наблюдается в июле – $\eta_{\text{Э}}=9,74$ %. Для данного месторождения температура геотермального флюида в устье скважины составляет 97 °С и не меняется в течение года, таким образом, за падение и рост КПД отвечает температура отвода тепловой энергии, которая зависит от температуры наружного воздуха. Относительное падение абсолютного электрического КПД для Ме-

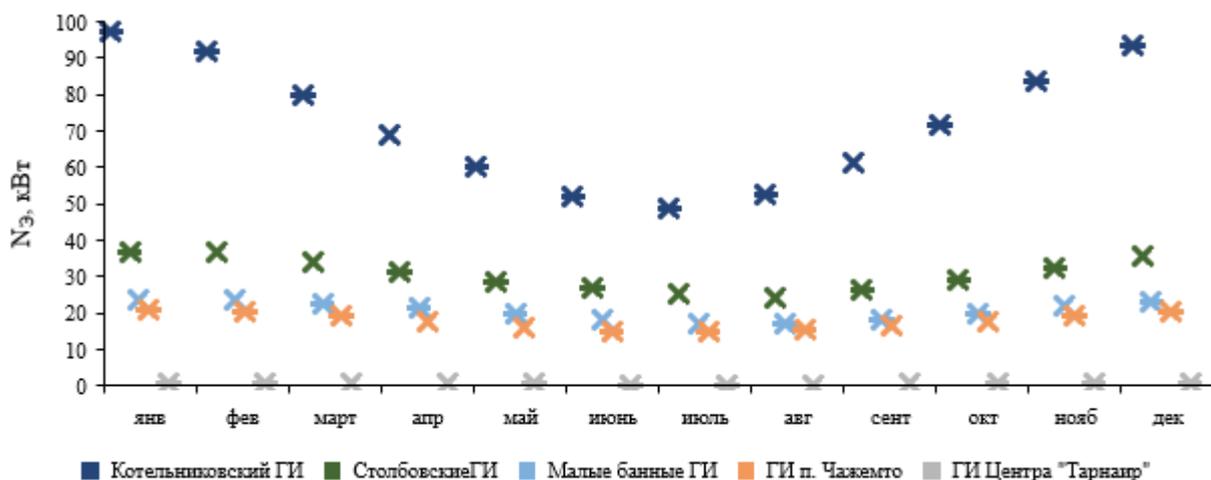
чигменского месторождения в сравнении со значениями, полученными для января, может составлять для июля $\delta\eta_{\text{Э}}=33\%$.

Наибольшей относительной разницей абсолютного электрического КПД с января по июль (наиболее теплый месяц) обладают ГеоЭС на Мо-

гойском и на Котельниковском ГИ, для них $\delta\eta_{\text{Э}}=50\%$, эти месторождения расположены в респ. Бурятия. Для данного региона наблюдается наибольший перепад среднемесячных температур: в январе $t_{\text{ВОЗ}}^{\text{MEC}}=-22,8\text{ }^{\circ}\text{C}$, а в июле $-t_{\text{ВОЗ}}^{\text{MEC}}=20,9\text{ }^{\circ}\text{C}$, т. е. разница $43,7\text{ }^{\circ}\text{C}$ при $t_{\text{ТЕО}}=81\text{ }^{\circ}\text{C}$.



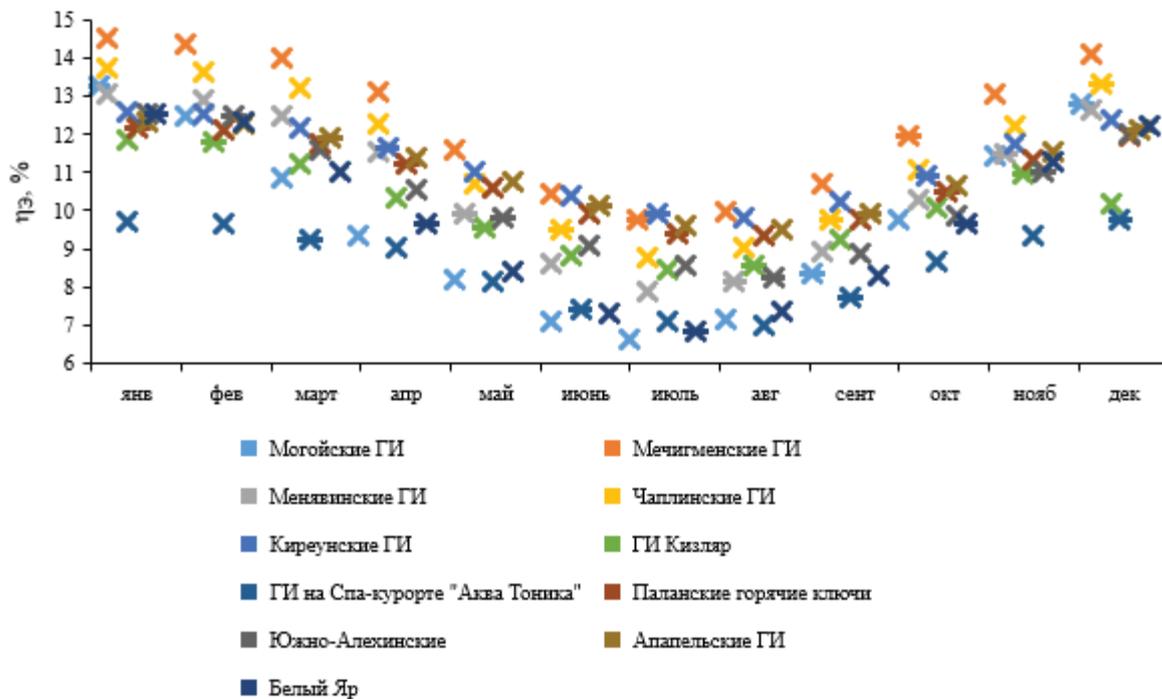
a/a



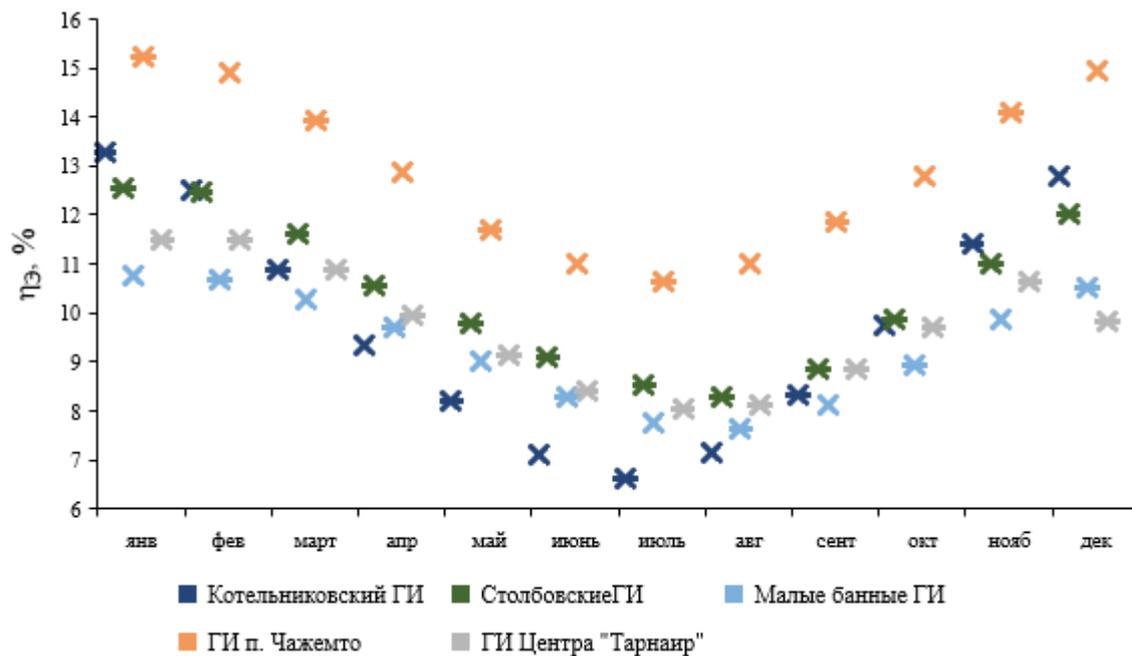
б/б

Рис. 2. Зависимость мощности брутто ГеоЭС от среднемесячных температур воздуха $t_{\text{ВОЗ}}^{\text{MEC}}$ в регионе и от параметров горячего источника

Fig. 2. Dependence of the GeoPP gross capacity on the average monthly air temperatures $t_{\text{AIR}}^{\text{MONTH}}$ in the region and on the parameters of the hot source



a/a



b/b

Рис. 3. Зависимость абсолютного электрического КПД ОЦР ГеоЭС от среднемесячных температур воздуха $t_{\text{воз}}^{\text{MEC}}$ в регионе и от параметров горячего источника

Fig. 3. Dependence of the absolute electrical efficiency of the OCR GeoPP on the average monthly air temperatures $t_{\text{AIR}}^{\text{MONTH}}$ in the region and on the parameters of the hot source

Наименьшей относительной разницей абсолютного электрического КПД с января по август (наиболее теплый месяц) обладают ГеоЭС на Киреунском ГИ $\delta\eta_{\text{э}}=22,1\%$ и на Алапальском ГИ

$\delta\eta_{\text{э}}=22,9\%$, которые располагаются в Камчатском крае. Разница в относительной величине $\delta\eta_{\text{э}}$ объясняется разной температурой геотермального источника: для Киреунского ГИ $t_{\text{ГЕО}}=100\text{ }^{\circ}\text{C}$, а для Ала-

пельского ГИ $t_{\text{ГЕО}}=97$ °С. Для данного региона наблюдается наименьший перепад среднемесячных температур: в январе $t_{\text{ВОЗ}}^{\text{МЕС}}=-6,5$ °С, а в июле $t_{\text{ВОЗ}}^{\text{МЕС}}=13,7$ °С, т. е. разница всего 20,2 °С. Таким образом, для стабильной и эффективной выработки электрической энергии в течение календарного года бинарные ГеоЭС, установленные на этих ГИ, будут наиболее подходящими.

Для ГеоЭС, работающей на Мечигменском ГИ, относительная разница абсолютного электрического КПД от самого холодного до самого теплого месяца в году составляет $\delta\eta_3=32,8$ %. При этом бинарная станция обладает высокой электрической мощностью $N_3=930-1385$ кВт, высоким абсолютным электрическим КПД $\eta_3=9,74-14,51$ %. На втором месте по эффективности и стабильности выработки ЭЭ в течение календарного года стоит ГеоЭС на Менявском ГИ, для нее $N_3=634-1053$ кВт, $\eta_3=7,86-13,06$ %.

Выводы

На основе модифицированного для данного исследования ранее разработанного расчетного алгоритма [39] выполнены численные исследования эффективности работы бинарной модульной геотермальной электростанции при установке ее на различных известных горячих источниках в России и при ее работе в течение календарного года. Так как органический цикл Ренкина ГеоЭС использует в качестве рабочего тела органическое низкокипящее вещество в виде озонобезопасного фреона R245fa, отвод тепловой энергии и его конденсацию можно производить при отрицательных температурах. Для того чтобы работать при таких низких температурах, в схеме ГеоЭС предусмотрен конденсатор воздушного охлаждения, который за счет подачи воздуха на охлаждаемые секции отводит тепловую энергию из ОЦР.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. The Sustainable Development Goals Report 2022 // United Nations Department of Economic and Social Affairs. – New York; United Nations, 2022. – 64 p. DOI: 10.18356/9789210018098.
2. Allen M., Mustafa B., Barbiker P. Global warming of 1.5°C – an IPCC special report on the impacts of global warming of 1.5 °C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty. – Republic of Korea: IPCC, 2018. – 33 p.
3. Geothermal energy potential of the Mangyshlak Basin, western Kazakhstan: a preliminary assessment based on stratigraphy and temperature data / A. Kozhagulova, A. Dillinger, E. Bayramov, R. Iltukov, J. Holbrook, M. Fustic // *Geothermics*. – 2023. – Vol. 109. – P. 1–26. DOI: 10.1016/j.geothermics.2023.102655.
4. Development of renewable energy sources in the European Union in the context of sustainable development policy / P. Bórawski, R. Wyszomierski, A. Bedycka-Bórawska, B. Mickiewicz, B. Kalinowska, J. Dunn, T. Rokicki // *Energies*. – 2022. – Vol. 15. – P. 15–45. DOI: 10.3390/en15041545.
5. Zahedi R., Ahmadi A., Zahedi A. Strategic study for renewable energy policy, optimizations and sustainability in Iran // *Sustainability*. – 2022. – Vol. 14. – P. 1–29. DOI: 10.3390/su14042418.
6. Геотермальная энергетика России: ресурсная база, электроэнергетика, теплоснабжение (обзор) / В.А. Бутузов, Г.В. Томаров, А.Б. Алхасов, Р.М. Алиев, Г.Б. Бадавов // *Теплоэнергетика*. – 2022. – № 1. – С. 3–17. DOI: 10.1134/S004036362112002X.
7. Building resilient energy systems: actions for achieving greater energy security, affordability and net-zero in the UNECE region // United Nations Economic Commission. – Geneva: United Nations Publ., 2022. – 26 p.

Расчетными исследованиями выявлено, что наибольшей электрической мощности модульные ГеоЭС достигают в январе для всех регионов России, так как этот месяц является наиболее холодным в году. Наименьшая генерируемая мощность ГеоЭС для большинства регионов России соответствует июлю, а для Камчатского края и Сахалинской области – августу, так как именно этот месяц является наиболее теплым.

Наибольшую электрическую мощность, которая для января составляет 1752 кВт, может вырабатывать бинарная ГеоЭС, расположенная на Могойском ГИ (респ. Бурятия). Наибольшую электрическую мощность в самом теплом для региона месяце календарного года будет вырабатывать бинарная ГеоЭС на Мечигменском ГИ – $N_3=930$ кВт.

Наибольшее значение абсолютного электрического КПД достижимо для бинарной ГеоЭС, работающей на ГИ в п. Чажемто Томской области, в январе $\eta_3=15,22$ %. Наибольшее значение абсолютного электрического КПД для мощной ГеоЭС составит $\eta_3=14,51$ % у станции на Мечигменском ГИ.

Наименьшей относительной разницей абсолютного электрического КПД для ГеоЭС, работающей в течение всего календарного года, составляющей $\delta\eta_3=22-23$ %, характеризуются установки в Камчатском крае. Для мощной и эффективной ГеоЭС на Мечигменском ГИ $\delta\eta_3=32,8$ %.

Исходя из результатов проведенных численных исследований наиболее привлекательными для строительства ГеоЭС по техническим параметрам месторождениями являются Мечигменские и Менявские ГИ. ГеоЭС, расположенные на данных ГИ, ожидаемо обладают высокой мощностью и абсолютным электрическим КПД, а также относительно небольшой разницей в эффективности генерации электрической энергии в течение календарного года.

8. Share of energy from renewable sources // Eurostat. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ind_ren/default/table?lang=en (дата обращения: 23.09.2024).
9. Белобородов С.С., Гашо Е.Г. Оценка влияния ветровых и солнечных электростанций, когенерации и доли угля в топливном балансе на снижение выбросов парниковых газов // Теплоэнергетика. – 2023. – № 10. – С. 45–54.
10. Glassley W.E. Geothermal energy: renewable energy and the environment. – Location: Boca Raton, CRC press, 2014. – 424 p. DOI: 10.1201/b17521.
11. McClean A., Pedersen O.W. The role of regulation in geothermal energy in the UK // Energy Policy. – 2023. – Vol. 173. – P. 1–11.
12. Dincer I., Acar C. A review on clean energy solutions for better sustainability // International Journal of Energy Research. – 2015. – Vol. 39 (5). – P. 585–606. DOI: 10.1002/er.3329.
13. Томаров Г.В., Шипков А.А. Краткий обзор современного состояния и тенденций развития геотермальной энергетики // Теплоэнергетика. – 2023. – № 2. – С. 37–46.
14. Cost comparison of energy sources 2023. URL: <https://www.renewable-energysources.com> (дата обращения 15.09.2024).
15. Recent advances in geothermal energy reservoirs modeling: challenges and potential of thermo-fluid integrated models for reservoir heat extraction and geothermal energy piles design / M.E. Zayed, B. Shboul, H. Yin, J. Zhao, A.A.A. Zayed // Journal of Energy Storage. – 2023. – Vol. 62. – P. 1–10. DOI: 10.1016/j.est.2023.106835.
16. Sutra E., Spada M., Burgherr P. Chemicals usage in stimulation processes for shale gas and deep geothermal systems: a comprehensive review and comparison // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2017. – Vol. 77. – P. 1–11. DOI: 10.1016/j.rser.2017.03.108.
17. A new method for exploiting mine geothermal energy by using functional cemented paste backfill material for phase change heat storage: design and experimental study / H. Liu, A. Rodriguez-Dono, J. Zhang, N. Zhou, Y. Wang, Q. Sun, L. Zhang // Journal of Energy Storage. – 2022. – Vol. 54. – P. 1–10. DOI: 10.1016/j.est.2022.105292.
18. Measurement investigation on the feasibility of shallow geothermal energy for heating and cooling applied in agricultural greenhouses of Shouguang City: ground temperature profiles and geothermal potential / A. T. Le, L. Wang, Y. Wang, D. Li // Information Processing in Agriculture. – 2021. – Vol. 8 (2). – P. 251–269. DOI: 10.1016/j.inpa.2020.06.001.
19. A comprehensive review of the mechanisms and efficiency of underground hydrogen storage / S.R. Thiyagarajan, H. Emadi, A. Hussain, P. Patange, M. Watson // Journal of Energy Storage. – 2022. – Vol. 51 (1). – P. 1–10. DOI: 10.1016/j.est.2022.104490.
20. Hybrid solar desalination systems driven by parabolic trough and parabolic dish CSP technologies: technology categorization, thermodynamic performance and economical assessment / M.M. Aboelmaaref, M.E. Zayed, J. Zhao, W. Li, A.A. Askalany, M.S. Ahmed, E.S. Ali // Energy Conversion and Management. – 2020. – Vol. 220 (15). – P. 1–11. DOI: 10.1016/j.enconman.2020.113103.
21. Solar thermal feed preheating techniques integrated with membrane distillation for seawater desalination applications: recent advances, retrofitting performance improvement strategies, and future perspectives / S.A. El-Agouz, M.E. Zayed, A.M.A. Ghazala, A.R.A. Elbar, M. Shahin, M.Y. Zakaria, K.K. Ismaeil // Process Safety and Environmental Protection. – 2022. – Vol. 164. – P. 595–612. DOI: 10.1016/j.psep.2022.06.044.
22. Heavy-oil recovery by combined geothermal energy and cosolvent/water flooding / C. Wang, Y. Liu, Y. Du, Y. Gao, Y. Sun // Energy. – 2021. – Vol. 228. – P. 1–12.
23. An enhanced role understanding of geothermal energy on compressed air energy storage in aquifers considering the underground processes / Y. Li, R. Sun, B. Hu, J. Dong // Journal of Energy Storage. – 2021. – Vol. 44 (7). – P. 1–10.
24. Anderson A., Rezaie B. Geothermal technology: trends and potential role in a sustainable future // Applied Energy. – 2019. – Vol. 248. – P. 18–34. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.04.102.
25. Khanmohammadi S., Musharavati F., Tariq R. A framework of data modeling and artificial intelligence for environmental-friendly energy system: application of Kalina cycle improved with fuel cell and thermoelectric module // Process Safety and Environmental Protection. – 2022. – Vol. 164. – P. 499–516. DOI: 10.1016/j.psep.2022.06.029.
26. Lund J.W., Hutterer G.W., Toth A.N. Characteristics and trends in geothermal development and use, 1995 to 2020 // Geothermics. – 2022. – Vol. 105. – P. 1–10. DOI: 10.1016/j.geothermics.2022.102522.
27. Геотермальная энергетика России: ресурсная база, электроэнергетика, теплоснабжение (обзор) / В.А. Бутузов, Г.В. Томаров, А.Б. Алхасов, Р.М. Алиев, Г.Б. Бадавов // Теплоэнергетика. – 2022. – № 1. – С. 3–17. DOI: 10.1134/S004036362112002X.
28. Геотермальная энергетика: всемирный обзор 2020. Часть 2 | Архив С.О.К. | 2022 | № 1. URL: <https://www.c-o-k.ru/articles/geotermalnaya-energetika-vsemirnyy-obzor-2020-chast-2> (дата обращения 15.09.2024).
29. Hutterer G.W. Geothermal Power Generation in the World 2015-2020 Update Report // Proceedings World Geothermal Congress 2020+1. – 2021. – Vol. 01017. – P. 1–17.
30. Povarov K.O., Svalova V.B. Geothermal development in Russia: country update 2005–2009 // Proceedings World Geothermal Congress. – М., 2010. – P. 25–29.
31. Тепловые схемы геотермальной энергетики / С.А. Янковский, С.В. Лавриненко, С.А. Цибульский, Н.С. Янковская, Д.Л. Гамов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 7. – С. 122–136. DOI: 10.18799/24131830/2023/7/4130
32. Бутузов В.А. Геотермальная энергетика: обзор российских научных школ // Сантехника, Отопление, Кондиционирование. – 2022. – Т. 11. – С. 36–40.
33. Объекты генерации в изолированных и труднодоступных территориях в России. – М.: Изд-во Аналитический центр при Правительстве РФ, 2020. – 77 с.
34. Томаров Г.В., Шипков А.А. Результаты оптимизационных исследований мультикаскадных бинарных циклов для утилизации низкотемпературного геотермального теплоносителя // Теплоэнергетика. – 2022. – № 9. – С. 89–96. DOI: 10.56304/S0040363622090077.

35. Томаров Г.В., Шипков А.А., Сорокина Е.В. Выбор оптимального рабочего тела для бинарных установок на предельно низкотемпературном теплоносителе // Теплоэнергетика. – 2016. – № 12. – С. 59–67. DOI: 10.1134/S0040363616120067.
36. Analytical solutions to evaluate the geothermal energy generation potential from sedimentary-basin reservoirs / D.T. Birdsella, B.M. Adamsa, P. Deba, J.D. Ogland-Handa, J.M. Bielickib, M.R. Flemingc, M.O. Saar // *Geothermics*. – 2024. – Vol. 116. – P. 1–21. DOI: 10.2139/ssrn.4511865.
37. Delgado-Torres A.M., García-Rodríguez L. Analysis and optimization of the low-temperature solar organic Rankine cycle (ORC) // *Energy Conversion and Management*. – 2010. – Vol. 51 (12). – P. 2846–2856. DOI: 10.1016/j.geothermics.2023.102864.
38. Kahraman M., Olcay A.B. Techno-economic analysis of evaporative cooling enhancement methods of a 21 MW air-cooled geothermal power plant // *Geothermics*. – 2023. – Vol. 107. – P. 1–10. DOI: 10.1016/j.geothermics.2022.102598.
39. Analysis of the cycle arrangement of a binary geothermal power plant using a low- and medium-temperature source / S. Alekseenko, A. Zavorin, V. Gubin, L. Sergey, S. Tsibulskiy, S. Yankovsky // *Thermal Science and Engineering Progress*. – 2024. – Vol. 48. – P. 1–24. DOI: 10.1016/j.tsep.2024.102400.
40. Energetic and economic investigation of organic Rankine cycle applications / A. Schuster, S. Karellas, E. Kakaras, H. Spliethoff // *Applied Thermal Engineering*. – 2009. – Vol. 29. – P. 1809–1817. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2008.08.016.
41. Lemmon E., Huber M.L., McLinden M.O. NIST Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties – REFPROP. Version 8.0. // National Institute of Standards and Technology. – 2007. URL: <https://www.nist.gov/publications/nist-standard-reference-database-23-reference-fluid-thermodynamic-and-transport-0> (дата обращения 15.09.2024).
42. Гидрометцентр России среднемесячные температуры. URL: <https://meteoinfo.ru/climatecities> (дата обращения 15.09.2024).

Информация об авторах

Станислав Александрович Янковский, кандидат технических наук, доцент НОЦ И.Н. Бутакова Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30; jankovsky@tpu.ru

Александр Сергеевич Заворин, доктор технических наук, профессор НОЦ И.Н. Бутакова Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30; zavorin@tpu.ru

Наталья Сергеевна Янковская, инженер, Центр коллективного пользования «Физико-химические методы анализа» Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30; nsy4@tpu.ru

Святослав Анатольевич Цибульский, кандидат технических наук, доцент НОЦ И.Н. Бутакова Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30; stzibulsky@tpu.ru

Поступила в редакцию: 31.10.2024

Поступила после рецензирования: 14.11.2024

Принята к публикации: 28.11.2024

REFERENCES

1. *The Sustainable Development Goals Report 2022*. Available at: <https://unstats.un.org/sdgs/report/2022> (accessed 15 September 2024).
2. Allen M., Mustafa B., Barbiker P. Global warming of 1.5° C: an IPCC special report on the impacts of global warming of 1.5° C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change. *Intergovernmental Panel on Climate Change*. Republic of Korea, IPCC, 2018. 33 p.
3. Kozhagulova A., Dillinger A., Bayramov E., Iltukov R., Holbrook J., Fustic M. Geothermal energy potential of the Mangyshlak Basin, western Kazakhstan: a preliminary assessment based on stratigraphy and temperature data. *Geothermics*, 2023, vol. 109, pp. 1–26. DOI: 10.1016/j.geothermics.2023.102655.
4. Bórawski P., Wyszomierski R., Beldycka-Bórawska A., Mickiewicz B., Kalinowska B., Dunn J., Rokicki T. Development of renewable energy sources in the European Union in the context of sustainable development policy. *Energies*, 2022, vol. 15, pp. 15–45. DOI: 10.3390/en15041545.
5. Zahedi R., Zahedi A., Ahmadi A. Strategic study for renewable energy policy, optimizations and sustainability in Iran. *Sustain*, 2022, vol. 14, pp. 1–29. DOI: 10.3390/su14042418.
6. Butuzov V.A., Tomarov G.V., Alkhasov A.B., Badavov G.B., Aliev R.M. Geothermal energy of Russia: resources, electric power generation, and heat supply (a review). *Thermal Engineering*, 2022, vol. 69 (1), pp. 3–17. (In Russ.) DOI: 10.1134/S004036362112002X.
7. Building resilient energy systems: actions for achieving greater energy security, affordability and net-zero in the UNECE region. *United Nations Economic Commission*. Geneva, United Nations Publ., 2022. 26 p. Available at: <https://unece.org/sustainable-energy> (accessed 15 September 2023).
8. Share of energy from renewable sources. *Eurostat*. Available at: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ind_ren/default/table?lang=en (accessed 15 August 2024).
9. Beloborodov S.S., Gasho E.G. Assessment of the impact of wind and solar power plants, cogeneration and the share of coal in the fuel balance on reducing greenhouse gas emissions. *Thermal Engineering*, 2023, vol. 10, pp. 45–54. (In Russ.) DOI: 10.56304/S0040363623100016.

10. Glassley W.E. *Geothermal energy: renewable energy and the environment*. London, CRC press, 2014. 424 p. DOI: 10.1201/b17521.
11. McClean A., Pedersen O.W. The role of regulation in geothermal energy in the UK. *Energy Policy*, 2023, vol. 173, pp. 1–11. DOI: 10.1016/j.enpol.2022.113378.
12. Dincer I., Acar C. A review on clean energy solutions for better sustainability. *International Journal of Energy Research*, 2015, vol. 39 (5), pp. 585–606. DOI: 10.1002/er.3329.
13. Tomarov G.V., Shipkov A.A. A brief overview of the current state and trends in the development of geothermal energy. *Thermal Engineering*, 2023, vol. 2, pp. 37–46. (In Russ.) DOI: 10.56304/S004036362302008X.
14. *Cost comparison of energy sources 2023*. Available at: <https://www.renewable-energysources.com> (accessed 15 August 2024).
15. Zayed M.E., Shboul B., Yin H., Zhao J., Zayed A.A.A. Recent advances in geothermal energy reservoirs modeling: Challenges and potential of thermo-fluid integrated models for reservoir heat extraction and geothermal energy piles design. *Journal of Energy Storage*, 2023, vol. 62, pp. 1–10. DOI: 10.1016/j.est.2023.106835.
16. Sutra E., Spada M., Burgherr P. Chemicals usage in stimulation processes for shale gas and deep geothermal systems: a comprehensive review and comparison. *Renew Sustain Energy Rev*, 2017, vol. 77, pp. 1–11. DOI: 10.1016/j.rser.2017.03.108.
17. Liu H., Rodriguez-Dono A., Zhang J., Zhou N., Wang Y., Sun Q., Zhang L. A new method for exploiting mine geothermal energy by using functional cemented paste backfill material for phase change heat storage: design and experimental study. *Journal of Energy Storage*, 2022, vol. 54, pp. 1–10. DOI: 10.1016/j.est.2022.105292.
18. Le A.T., Wang L., Wang Y., Li D. Measurement investigation on the feasibility of shallow geothermal energy for heating and cooling applied in agricultural greenhouses of Shouguang City: ground temperature profiles and geothermal potential. *Information Processing in Agriculture*, 2021, vol. 8 (2), pp. 251–269. DOI: 10.1016/j.inpa.2020.06.001.
19. Thiagarajan S.R., Emadi H., Hussain A., Patange P., Watson M. A comprehensive review of the mechanisms and efficiency of underground hydrogen storage. *Journal of Energy Storage*, 2022, vol. 51, pp. 1–10. DOI: 10.1016/j.est.2022.104490.
20. Aboelmaaref M.M., Zayed M.E., Zhao J., Li W., Askalany A.A., Ahmed M.S., Ali E.S. Hybrid solar desalination systems driven by parabolic trough and parabolic dish CSP technologies: technology categorization, thermodynamic performance and economical assessment. *Energy Conversion and Management*, 2020, vol. 220, pp. 1–11. DOI: 10.1016/j.enconman.2020.113103.
21. El-Agouz S.A., Zayed M.E., Ghazala A.M.A., Elbar A.R.A., Shahin M., Zakaria M.Y., Ismaeil K.K. Solar thermal feed preheating techniques integrated with membrane distillation for seawater desalination applications: recent advances, retrofitting performance improvement strategies, and future perspectives. *Process Safety and Environmental Protection*, 2022, vol. 164, pp. 595–612. DOI: 10.1016/j.psep.2022.06.044.
22. Wang C., Liu Y., Du Y., Gao Y., Sun Y. Heavy-oil recovery by combined geothermal energy and cosolvent/water flooding. *Energy*, 2021, vol. 228, pp. 1–12.
23. Li Y., Sun R., Hu B., Dong J. An enhanced role understanding of geothermal energy on compressed air energy storage in aquifers considering the underground processes. *Journal of Energy Storage*, 2021, vol. 44, pp. 1–10.
24. Anderson A., Rezaie B. Geothermal technology: trends and potential role in a sustainable future. *Applied Energy*, 2019, vol. 248, pp. 18–34. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.04.102.
25. Khanmohammadi S., Musharavati F., Tariq R. A framework of data modeling and artificial intelligence for environmental-friendly energy system: application of Kalina cycle improved with fuel cell and thermoelectric module. *Process Safety and Environmental Protection*, 2022, vol. 164, pp. 499–516. DOI: 10.1016/j.psep.2022.06.029.
26. Lund J.W., Hutterer G.W., Toth A.N. Characteristics and trends in geothermal development and use, 1995 to 2020. *Geothermics*, 2022, vol. 105, pp. 1–10. DOI: 10.1016/j.geothermics.2022.102522.
27. Butuzov V.A., Tomarov G.V., Alkhasov A.B., Aliyev R.M., Badavov G.B. Geothermal energy of Russia: resource base, electric power industry, heat supply (overview). *Thermal Engineering*, 2022, vol. 1, pp. 3–17. (In Russ.) DOI: 10.1134/S004036362112002X.
28. *Geothermal energy: a global overview 2020*. Part 2 | Archive of S.O.K. | 2022 | No. 1. (In Russ.) Available at: <https://www.c-o-k.ru/articles/geotermalnaya-energetika-vsemirnyy-obzor-2020-chast-2> (accessed 15 August 2024).
29. Hutterer G.W. Geothermal Power Generation in the World 2015-2020 Update Report. *Proceedings World Geothermal Congress 2020+1*, 2021. Vol. 01017, pp. 1–17.
30. Povarov K.O., Svalova V.B. Geothermal development in Russia: country update 2005–2009. *Proceedings World Geothermal Congress*, 2010. pp. 25–29.
31. Yankovsky S.A., Lavrinenko S.V., Tsubulskiy S.A., Yankovskaya N.S., Gamov D.L. Cycle diagram of geothermal energy. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 334, no. 7, pp. 122–136. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2023/7/4130.
32. Butuzov V.A. Geothermal energy: a review of Russian scientific schools. *Plumbing, Heating, Air Conditioning*, 2022, vol. 11, pp. 36–40. (In Russ.).
33. *Generation Facilities in Isolated and Hard-to-Reach Territories in Russia*, 2020. 77 p. (In Russ.)
34. Tomarov G.V., Shipkov A.A. The results of optimization studies of multistage binary cycles for utilization of low-temperature geothermal coolant. *Thermal Engineering*, 2022, vol. 9, pp. 89–96. (In Russ.) DOI: 10.56304/S0040363622090077.
35. Tomarov G.V., Shipkov A.A., Sorokina E.V. Selection of the optimal working fluid for binary installations on an extremely low-temperature coolant. *Thermal Engineering*, 2016, vol. 12, pp. 59–67. (In Russ.) DOI: 10.1134/S0040363616120067.
36. Birdsell D.T., Adams B.M., Deba P., Ogland-Handa J.D., Bielikib J.M., Fleming M.R., Saar M.O. Analytical solutions to evaluate the geothermal energy generation potential from sedimentary-basin reservoirs. *Geothermics*, 2024, vol. 116, pp. 1–21. DOI: 10.1016/J.GEOTHERMICS.2023.102843.
37. Delgado-Torres A.M., García-Rodríguez L. Analysis and optimization of the low-temperature solar organic Rankine cycle (ORC). *Energy Conversion and Management*, 2010, vol. 51 (12), pp. 2846–2856. DOI: 10.1016/J.ENCONMAN.2010.06.022.
38. Kahraman M., Olcay A.B. Techno-economic analysis of evaporative cooling enhancement methods of a 21 MW air-cooled geothermal power plant. *Geothermics*, 2023, vol. 107, pp. 1–10. DOI: 10.1016/j.geothermics.2022.102598.

39. Alekseenko S., Zavorin A., Gubin V., Sergey L., Tsibulskiy S., Yankovsky S. Analysis of the cycle arrangement of a binary geothermal power plant using a low- and medium-temperature source. *Thermal Science and Engineering Progress*, 2024, vol. 48, pp. 1–24. DOI: 10.1016/j.tsep.2024.102400.
40. Schuster A., Karellas S., Kakaras E., Spliethoff H. Energetic and economic investigation of organic Rankine cycle applications. *Applied Thermal Engineering*, 2009, vol. 29, pp. 1809–1817. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2008.08.016.
41. Lemmon E., Huber M.L., McLinden M.O. *NIST Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties – REFPROP. Version 8.0*. National Institute of Standards and Technology. – 2007. Available at: <https://www.nist.gov/publications/nist-standard-reference-database-23-reference-fluid-thermodynamic-and-transport-0> (accessed 15 September 2024).
42. *Hydrometeorological Center of Russia average monthly temperatures*. Available at: <https://meteoinfo.ru/climatcities> (accessed 15 September 2024).

Information about the authors

Stanislav A. Yankovsky, Cand. Sc., Associate Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation; jankovsky@tpu.ru

Alexandr S. Zavorin, Dr. Sc., Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation; zavorin@tpu.ru

Natalia S. Yankovskaya, Engineer, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation; nsy4@tpu.ru

Svyatoslav A. Tsibulskiy, Cand. Sc., Associate Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation; stzibulsky@tpu.ru

Received: 31.10.2024

Revised: 14.11.2024

Accepted: 28.11.2024

УДК 622.279.72
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4486
Шифр специальности ВАК: 2.5.21

Исследование процесса вытеснения углеводородных жидкостей водой на моделях зонально-неоднородных деформируемых пластов

М.Я. Хабибуллин✉, Р.И. Сулейманов, Р.Р. Степанова,
А.А. Гиззатуллина, А.М. Хабибуллин

*Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьский),
Россия, г. Октябрьский*

✉m-hab@mail.ru

Аннотация. *Актуальность* исследования обусловлены необходимостью прогнозировать основные показатели разработки газоконденсатной залежи, представленной упругими зонально-неоднородными коллекторами. При этом учитываются реальные *PVT* свойства двухфазной углеводородной системы и реология пород-коллекторов. **Цель:** на основе изучения причин большой остаточной газонасыщенности и нефтенасыщенности углеводородных залежей решить задачу о вытеснении углеводородных жидкостей закачиваемой в пласт водой в зонально-неоднородных коллекторах. При этом пласт круговой формы, разрабатываемый одной центральной скважиной, представляется состоящим из двух зон с различными коллекторско-емкостными и реологическими свойствами. **Объекты.** Исследуются процессы фильтрации углеводородной системы к центральной скважине при вытеснении водой в зонально-неоднородном пласте. Текущее положение фронта воды имеет радиуса r_f . Контур заводнения имеет радиус R_k . Известно, что движение двухфазных углеводородных систем в деформируемых коллекторах представляется сложными нелинейными дифференциальными уравнениями в частных производных. Аналитическое решение таких уравнений возможно лишь с применением особых подходов. В настоящей работе для линеаризации уравнений будем применять метод осреднения и с использованием функции Христиановича. Для прогнозирования дебита скважины необходим алгоритм для определения отмеченных пластовых параметров в любой момент времени. Для этой цели будем использовать уравнения материального баланса для газовой и жидкой фаз углеводородной системы и объема внедряющейся в залежь воды. **Методы.** Решение уравнения нестационарной фильтрации воды с учетом граничных и краевых условий. **Результаты и выводы.** Получены результаты для прогнозирования разработки основных показателей процесса вытеснения углеводородных жидкостей к скважине, когда вблизи скважины (во внутренней зоне) и в отдаленной части залежи (т. е. во внешней зоне) пласт имеет разные коллекторско-емкостные и реологические характеристики. Вышеизложенный подход позволяет определять основные показатели разработки газоконденсатной залежи при различных технологических режимах с учетом различия в проницаемости и характере деформаций призабойной зоны и в отдаленной от забоя части пласта-коллектора. Полученное решение позволяет прогнозировать основные показатели разработки газоконденсатной залежи, представленной упругими зонально-неоднородными коллекторами. Предложенный алгоритм позволяет моделировать практически любой технологический режим закачки и скважины. Так, можно воспроизвести режим заданного темпа закачки воды и заданного давления на контуре заводнения.

Ключевые слова: деформация пород, внутривпоровое давление, коллекторские свойства, водонефтяной контакт, углеводородные системы, уравнения движения, реологические свойства

Для цитирования: Исследование процесса вытеснения углеводородных жидкостей водой на моделях зонально-неоднородных деформируемых пластов / М.Я. Хабибуллин, Р.И. Сулейманов, Р.Р. Степанова, А.А. Гиззатуллина, А.М. Хабибуллин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 1. – С. 230–243. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4486

UDC 622.279.72

DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4486

Displacement of hydrocarbon liquids by water using the models of zonally heterogeneous deformable formations

M.Ya. Khabibullin[✉], R.I. Suleimanov, R.R. Stepanova,
A.Az. Gizzatullina, A.M. Khabibullin

Ufa State Petroleum Technical University (branch in Oktyabrsky), Oktyabrsky, Russian Federation

[✉]m-hab@mail.ru

Abstract. Relevance. The need to predict the main indicators of the development of a gas condensate deposit represented by elastic zonal heterogeneous reservoirs. In this case, the real *PVT* properties of a two-phase hydrocarbon system and the rheology of reservoir rocks are taken into account. **Aim.** Based on the study of the causes of high residual gas saturation and oil saturation of hydrocarbon deposits, it is necessary to solve the problem of displacing hydrocarbon liquids with water injected into the reservoir in zonal heterogeneous reservoirs. In this case, a circular reservoir developed by a central well is represented as consisting of two zones with different reservoir-capacity and rheological properties. **Objects.** The processes of hydrocarbon system filtration to the central well during displacement by water in a zonally heterogeneous formation. The current position of the water front has a radius r_v . The flooding contour has a radius R_k . It is known that the motion of two-phase hydrocarbon systems in deformable reservoirs is represented by complex nonlinear partial differential equations. An analytical solution of such equations is possible only with the use of special approaches. In this paper, the averaging method and the Khristianovich function will be used to linearize the equations. To predict the well flow rate, an algorithm it is necessary to determine the noted reservoir parameters at any time is required. For this purpose, we will use the material balance equations for the gas and liquid phases of the hydrocarbon system and the volume of water penetrating into the reservoir. **Methods.** Solution of the equation of unsteady water filtration taking into account boundary and boundary conditions. **Results and conclusions.** The results are obtained for forecasting the development of the main indicators of displacement of hydrocarbon liquids to the well, when near the well (in the inner zone) and in the remote part of the deposit (i. e. in the outer zone) the formation has different reservoir-capacity and rheological characteristics. The above approach allows determining the main indicators of a gas condensate deposit development under various technological modes, taking into account the difference in permeability and the nature of deformations of the bottomhole zone and in the remote part of the reservoir. The obtained solution allows forecasting the main indicators of the development of a gas condensate deposit represented by elastic zonal-heterogeneous collectors. The proposed algorithm allows simulating almost any technological mode of injection and well. Thus, it is possible to reproduce the mode of a given water injection rate and a given pressure on the flooding contour.

Keywords: rock deformation, pore pressure, reservoir properties, water-oil contact, hydrocarbon systems, equations of motion, rheological properties

For citation: Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I., Stepanova R.R., Gizzatullina A.Az., Khabibullin A.M. Displacement of hydrocarbon liquids by water using the models of zonally heterogeneous deformable formations. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 1, pp. 230–243. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4486

Введение

Известно, что разработка глубокозалегающих газоконденсатных и нефтяных залежей сопровождается деформацией пород коллекторов, в результате чего изменяются их емкостные и коллекторские характеристики [1, 2]. Установлено, что при более широком диапазоне изменения пластового давления деформация горных пород может иметь существенно нелинейный характер [3–5]. Кроме этого, при этом могут проявляться ползучесть горных пород [6–8]. Причем в одном и том же пласте в зависимости от значения внутривыводного давления деформации скелета коллектора могут показывать себя по-разному [9–11]. Так, если вблизи приза-

бойной зоны, где пластовое давление намного ниже его первоначального значения, деформации пласта-коллектора происходят по одному закону, а на контуре (или вдали от забоя), где сравнительно высокое давление (или давление выше определенного предела) скелет коллектора сжимается по другому закону. Помимо этого, иногда пласт имеет по проницаемости зональную неоднородность. В работах [12, 13] получены решения задач моделирования процессов истощения летучих нефтей и газоконденсатных залежей на зонально-неоднородных коллекторах. При этом пласт состоял из двух зон, отличающихся коллекторскими свойствами. Данная работа является продолжением исследований,

начаты в отмеченных работах. Она посвящена более сложной задаче – исследованию процесса вытеснения к эксплуатационной скважине углеводородных систем в зонально-неоднородных пластах. При этом пласт круговой формы, разрабатываемый одной центральной скважиной, состоит из двух зон с различными коллекторско-емкостными и реологическими свойствами. Учитывается неполнота вытеснения, сжимаемость воды и PVT свойства углеводородной системы – фазовое превращение, массообмен между фазами углеводородной системы, что отличает предложенное решение от существующих.

Объекты и методика исследования

Схематическое изображение течения воды при вытеснении углеводородов в зонально-неоднородном пласте иллюстрируется на рис. 1. Согласно изображению, обводненная часть пласта состоит из двух зон – зоны с проницаемостью k_1 (зона I) и зоны с проницаемостью k_2 (зона II), которые первоначально были насыщенными нефтью. К рассматриваемому моменту текущее положение водонефтяного контакта (ВНК) r_v [14–16].

Уравнение нестационарной фильтрации воды в зоне I, т. е. в области $r_k \leq r \leq R_k$, будет иметь следующий вид [17] (1):

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P_1}{\partial r} \right) = \frac{1}{a} \frac{\partial P_1}{\partial t}, \quad (1)$$

где

$$P_1 = \int k_1 \gamma_1 dp_1, \quad a = \frac{k_1(P_0)}{(\beta_k + \beta_v) \mu_v m_1(P_0) B^*},$$

$$P_2 = \int k_2 \gamma_2 dp_2, \quad \beta_k, \beta_v$$

– соответственно, коэффициенты изменения проницаемости и сжимаемости воды, μ_v – вязкость воды, m_1 – пористость пласта в зоне I, γ_1 – плотность воды. B^* является угловым коэффициентом ломаного участка кривой зависимости $\bar{m}\bar{\gamma} = \overline{m\gamma}(P_1)$.

Уравнение (1) решается при следующих начальных и граничных условиях (2)–(4):

$$P_1(r, 0) = P_0, \quad (2)$$

$$P_1(R_k, t) = P_k(t), \quad (3)$$

$$P_1(r_k, t) = P'(t). \quad (4)$$

Течение воды в зоне I, согласно результатам предыдущих исследований, можем принимать стационарным, что позволит упростить задачу. При этом уравнение фильтрации воды в зоне I, т. е. в области $r_v \leq r \leq r_k$, напишем в виде (5)

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P_2}{\partial r} \right) = 0, \quad (5)$$

при следующих граничных условиях (6), (7):

$$P_2(r_k, t) = P'(t), \quad (6)$$

$$P_2(r_v, t) = P_v(t). \quad (7)$$

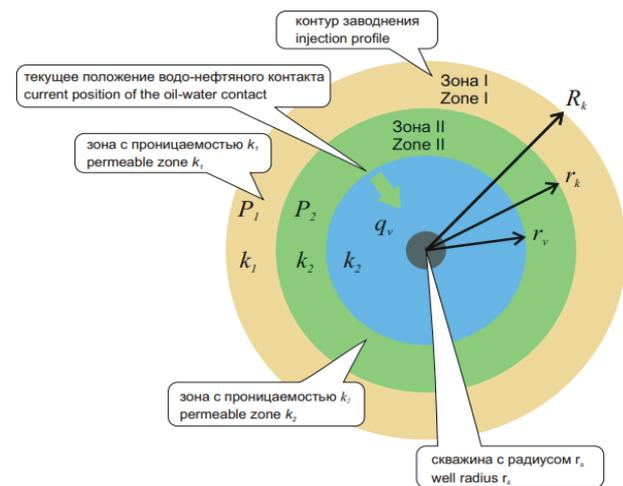


Рис. 1. Схематическое изображение течения воды при вытеснении углеводородной системы в зонально-неоднородном пласте

Fig. 1. Schematic representation of water flow when displacing a hydrocarbon system in a zonally heterogeneous formation

Имеем дополнительное условие на R_k (8)

$$\left. \frac{\partial P_1}{\partial r} \right|_{r=R_k} = \frac{q_{vz}}{A(P_k)},$$

где

$$A(P_k) = \frac{2\pi R_k h F_v k_0}{(\beta_k + \beta_v) \mu_v e^{\beta_v(P_k - P_0)}}, \quad (8)$$

и условие неразрывности (9):

$$\left. \frac{\partial P_1}{\partial r} \right|_{r=r_k} = \left. \frac{\partial P_2}{\partial r} \right|_{r=r_k}, \quad (9)$$

где R_k – радиус контура заводнения; h – толщина контура; F_v – относительная площадь текущего положения водонефтяного контакта; k_0 – проницаемость на нулевом контуре.

Решением системы уравнений (1) и (5) при краевых условиях (2)–(4), (6)–(9) получено следующее выражение для определения мгновенного значения расхода вторгшейся в продуктивную часть пласта воды (10):

$$q_v = \frac{2\pi R_k h F_v k_0}{(\beta_k + \beta_v) \mu_v e^{\beta_v (P_k - P_0)}} \frac{P' - P_v}{\ln \frac{r_k}{r_v}} \quad (10)$$

Здесь P_v будет определяться ниже решением задачи фильтрации нефти (или газа) к скважине по пластовому давлению, а P' – значение функции P_1 на r_k – определяется по следующему выражению, полученному с помощью условия (9), (11):

$$\begin{aligned} \bar{P}' &= \frac{\left[-2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{J_0(\bar{R}_k \alpha_n) e^{-a_n^2 t}}{J_0^2(\bar{R}_{n0} \alpha_n) - J_0^2(\bar{R}_k \alpha_n)} \times \right. \\ &\quad \left. \times \left\{ \begin{aligned} & \left[\bar{P}_0 - P_k \right] \left[J_0(\bar{R}_{n0} \alpha_n) - J_0(\bar{R}_k \alpha_n) \right] - \right. \\ & \left. \left[-\bar{P}_0 J_0(\bar{R}_k \alpha_n) \right] \right\} \right]}{2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{J_0^2(\bar{R}_k \alpha_n) e^{-a_n^2 t}}{J_0^2(\bar{R}_{n0} \alpha_n) - J_0^2(\bar{R}_k \alpha_n)} + \frac{1}{\ln \frac{\bar{R}_k}{\bar{R}_{n0}}} + \frac{F_v}{\ln \frac{\bar{R}_{n0}}{\bar{R}_n}}} \rightarrow \\ &\quad \frac{\frac{\bar{P}_k}{\ln \frac{\bar{R}_k}{\bar{R}_{n0}}} + \frac{\bar{P}_n}{\ln \frac{\bar{R}_n}{\bar{R}_{n0}}}}{\frac{1}{\ln \frac{\bar{R}_k}{\bar{R}_{n0}}} + \frac{1}{\ln \frac{\bar{R}_n}{\bar{R}_{n0}}} + \frac{F_v}{\ln \frac{\bar{R}_{n0}}{\bar{R}_n}}}, \quad (11) \\ &\rightarrow \frac{2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{J_0^2(\bar{R}_k \alpha_n) e^{-a_n^2 t}}{J_0^2(\bar{R}_{n0} \alpha_n) - J_0^2(\bar{R}_k \alpha_n)} + \frac{1}{\ln \frac{\bar{R}_k}{\bar{R}_{n0}}} + \frac{F_v}{\ln \frac{\bar{R}_{n0}}{\bar{R}_n}}}{\frac{1}{\ln \frac{\bar{R}_k}{\bar{R}_{n0}}} + \frac{1}{\ln \frac{\bar{R}_n}{\bar{R}_{n0}}} + \frac{F_v}{\ln \frac{\bar{R}_{n0}}{\bar{R}_n}}}, \end{aligned}$$

где J_0 – момент инерции рассматриваемого сектора зоны; α_n – угол отклонения контура от вертикали; \bar{P}_0 – давление в начале контура; \bar{P}_k – давление в конце контура.

Выражение для определения значения P_1 на контуре закачки P_k получено в виде:

$$\begin{aligned} \bar{P}_k &= \frac{\left[\frac{q_{vz}}{A(P_k)} + \frac{\bar{P}'}{\ln \frac{\bar{R}_k}{\bar{R}_{n0}}} \frac{1}{\bar{R}_k} + \right. \\ &\quad \left. + \frac{2}{\bar{R}_k} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{J_0(\bar{R}_k \alpha_n) e^{-a_n^2 t}}{J_0^2(\bar{R}_{n0} \alpha_n) - J_0^2(\bar{R}_k \alpha_n)} \right]}{\frac{1}{\ln \frac{\bar{R}_k}{\bar{R}_{n0}}} \frac{1}{\bar{R}_k} + \frac{2}{\bar{R}_k} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{J_0(\bar{R}_k \alpha_n) e^{-a_n^2 t}}{J_0^2(\bar{R}_{n0} \alpha_n) - J_0^2(\bar{R}_k \alpha_n)}} \rightarrow \\ &\quad \frac{\left\{ \begin{aligned} & \bar{P}_0 \left[J_0(\bar{R}_{n0} \alpha_n) - J_0(\bar{R}_k \alpha_n) \right] - \\ & \left[-(\bar{P}_0 - \bar{P}') J_0(\bar{R}_k \alpha_n) \right] \end{aligned} \right\}}{\frac{1}{\ln \frac{\bar{R}_k}{\bar{R}_{n0}}} \frac{1}{\bar{R}_k} + \frac{2}{\bar{R}_k} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{J_0(\bar{R}_k \alpha_n) e^{-a_n^2 t}}{J_0^2(\bar{R}_{n0} \alpha_n) - J_0^2(\bar{R}_k \alpha_n)}}, \end{aligned}$$

где переход от функции P к давлению p осуществляется следующим выражением

$$p = p_0 + \frac{\ln P}{\beta_k + \beta_v}.$$

Для неполноты вытеснения между объемом пор заводненной части V и объемом вторгшейся в продуктивную часть пласта воды V_v существует соотношение $V = \frac{V_v}{1 - \rho_{\text{ost}}}$. Зная мгновенное значение расхода вторгшейся в продуктивную часть пласта воды, вычисленное по (10) с учетом (11), для объема пор заводненной части пласта V и следовательно для текущего радиуса ВНК r_v напишем:

$$\begin{aligned} V &= \frac{\int_0^T q_v dt}{1 - \rho_{\text{ost}}} \approx \frac{\sum_{i=1}^n q_{vi}(t) \Delta t}{1 - \rho_{\text{ost}}}, \\ r_v^2 h m(p_v, t) &\approx \frac{\sum_{i=1}^n q_{vi}(t) \Delta t}{1 - \rho_{\text{ost}}} \\ \text{и } r_v &\approx \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n q_{vi}(t) \Delta t}{\pi h m(p_v, t) (1 - \rho_{\text{ost}})}}. \end{aligned}$$

Теперь рассмотрим процесс фильтрации двухфазной углеводородной системы в деформируемом пористом пласте [18–20].

Фильтрация углеводородной системы к центральной скважине при вытеснении водой в зонально-неоднородном пласте схематически показана на рис. 2. По схеме видно, что текущее положение фронта воды имеет радиуса r_v . Контур заводнения имеет радиус R_k , а r_v – текущее положение ВНК [21].

Известно, что движение двухфазных углеводородных систем в деформируемых коллекторах представляется сложными нелинейными дифференциальными уравнениями в частных производных [22–24]. Аналитическое решение таких уравнений возможно лишь с применением особых подходов [25]. В настоящей работе для линеаризации уравнений будем применять метод осреднения и функцию Христиановича аналогично работе [26] и ниже получим решение задачи фильтрации двухфазных углеводородных систем к скважине в зонально-неоднородном пористом пласте при вытеснении углеводородной системы водой.

И так, радиальное движение углеводородной системы в зоне II, т. е. в области $r_s \leq r \leq r_k$, описываются уравнениями (12)–(14):

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \phi(p, s) \frac{\partial p}{\partial r} \right] = - \frac{\partial}{\partial t} f(p, s), \quad (12)$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \phi_g(p, s) \frac{\partial p}{\partial r} \right] = - \frac{\partial}{\partial t} f_g(p, s), \quad (13)$$

где

$$\begin{aligned} \phi(p, s) &= \left[\frac{k_{ro}(s)}{\mu_o(p)B_o(p)} + \frac{k_{rg}(s)p\beta c(p)}{\mu_g(p)z(p)p_{at}} \right] k(p), \\ \phi_g(p, s) &= \left[\frac{k_{rg}(s)p\beta[1-c(p)\bar{\gamma}(p)]}{\mu_g(p)z(p)p_{at}} + \frac{k_{ro}(s)S(p)}{\mu_o(p)B_o(p)} \right] k(p), \\ f(p, s) &= \left[\frac{s}{B_o(p)} + (1-s)\frac{p\beta c(p)}{z(p)p_{at}} \right] \varphi(p), \\ f_g(p, s) &= \left[\frac{(1-s)p\beta[1-c(p)\bar{\gamma}(p)]}{z(p)p_{at}} + s\frac{S(p)}{B_o(p)} \right] \varphi(p), \end{aligned} \quad (14)$$

где $k_{ro}(s)$, $k_{rn}(s)$ – относительные фазовые проницаемости для жидкой фазы (например, для нефти или жидкого конденсата в случае фильтрации газоконденсатной смеси) и газовой фазы, соответственно; s – насыщенность пор жидкой фазой (нефтью или конденсатом); z , β – коэффициенты сверхсжимаемости и температурной поправки для газовой фазы; c – содержание потенциально жидких углеводородов в газовой фазе; μ_o , μ_g – вязкости жидкой и газовой фаз, соответственно; B_o – объемный коэффициент жидкой фазы; S – количество растворенного газа в жидкой фазе; $\bar{\gamma} = \frac{\gamma_o(p)}{\gamma_g(p)}$ – отношение удельных весов

жидкой и газовой фаз при пластовом давлении p ; p_{at} – атмосферное давление; φ и φ_1 – текущее значение эффективной пористости II и I зон пласта, соответственно; k и k_1 – текущее значение эффективной проницаемости II и I зон пласта, соответственно; r – радиальная координата; t – время.

Уравнение (12) описывает нестационарное движение жидких углеводородов и потенциального конденсата в газовой фазе, а (13) – движение газа и паров более легких углеводородов в пористой среде [27]. Аналогичные уравнения движения углеводородной системы в зоне I в области $r_k \leq r \leq r_v$ выписываются в следующем виде (15), (16), (16*):

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \phi(p_1, s_1) \frac{\partial p_1}{\partial r} \right] = - \frac{\partial}{\partial t} [f(p_1, s_1)], \quad (15)$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \phi_g(p_1, s_1) \frac{\partial p_1}{\partial r} \right] = - \frac{\partial}{\partial t} [f_g(p_1, s_1)], \quad (16)$$

$$\begin{aligned} \phi(p_1, s_1) &= \left[\frac{k_{ro}(s_1)}{\mu_o(p_1)B_o(p_1)} + \frac{k_{rg}(s_1)p\beta c(p_1)}{\mu_g(p_1)z(p_1)p_{at}} \right] k_1(p_1), \\ \phi_g(p_1, s_1) &= \left[\frac{k_{rg}(s_1)p_1\beta[1-c(p_1)\bar{\gamma}(p_1)]}{\mu_g(p_1)z(p_1)p_{at}} + \frac{k_{ro}(s_1)S(p_1)}{\mu_o(p_1)B_o(p_1)} \right] k_1(p_1), \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} f(p_1, s_1) &= \left[\frac{s_1}{B_o(p_1)} + (1-s_1)\frac{p\beta c(p_1)}{z(p_1)p_{at}} \right] \varphi_1(p_1), \\ f_g(p_1, s_1) &= \left[\frac{(1-s_1)p_1\beta[1-c(p_1)\bar{\gamma}(p_1)]}{z(p_1)p_{at}} + s_1\frac{S(p_1)}{B_o(p_1)} \right] \varphi_1(p_1), \end{aligned} \quad (16^*)$$

где p_1 , s_1 – средние давление и насыщенность пор жидкой фазой в зоне I, соответственно; $k_1(p_1)$, $\varphi_1(p_1)$ – эффективные проницаемость и пористость зоны I при давлении p_1 .

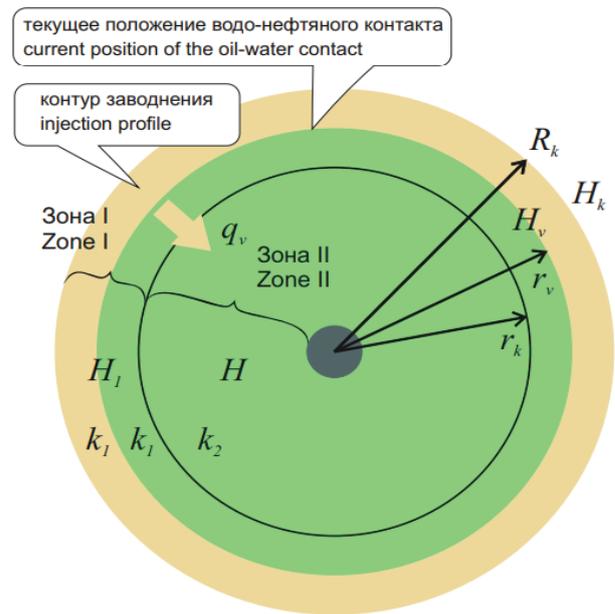


Рис. 2. Схематическое изображение течения углеводородной системы при вытеснении водой в зонально-неоднородном пласте

Fig. 2. Schematic representation of a hydrocarbon system flow when displaced by water in a zonally heterogeneous formation

Отметим, что системы уравнений (12), (13) и (15), (16) описывают, в принципе, любую двухфазную углеводородную систему, такую как газоконденсатная смесь и летучие нефти. В первом случае, когда основную продукцию залежи составляет газ (при газоконденсатных залежах), системы решаются относительно уравнений (12) и (15), а в том случае, когда основной продукцией является жидкая фаза, т. е. при нефтяных залежах (в том числе летучих нефтей), решаются уравнения (13) и (16).

Уравнения (12)–(16) являются нелинейными уравнениями, для линеаризации которых, как отмечено выше, применим метод осреднения [28]. Если усреднить пластовое давление по координате r , правые стороны уравнений будут зависеть только

от времени [29]. Учитывая это, правую часть уравнений приравняем некоторой функции $\Phi(t)$. Введя функцию, аналогичную функции Христиановича уравнения движения в зонах с проницаемостью, соответственно, k_2 и k_1 перепишем в следующем виде (17), (18):

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial H}{\partial r} \right) = -\Phi(t), \quad (17)$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial H_1}{\partial r} \right) = -\Phi_1(t), \quad (18)$$

где H , H_1 являются функциями Христиановича $H = \int \phi(p, s) dp + \text{const}$, $H_1 = \int \phi(p_1, s_1) dp_1 + \text{const}$; $\Phi(t)$, $\Phi_1(t)$ – некоторые функции, зависящие только от времени и определяемые для фиксированного времени с помощью дополнительных условий.

Системы уравнений (17) и (18) решаются при следующих краевых условиях (19):

$$\begin{aligned} r = r_s, H &= H_s; \\ r = r_k, H &= H_k; \\ r = r_v, H_1 &= H_v. \end{aligned} \quad (19)$$

Дополнительно имеем следующие условия и обозначения (20):

$$\begin{aligned} r = r_k, \frac{\partial H}{\partial r} &= \frac{\partial H_1}{\partial r}; \\ r = r_v, \frac{\partial H_1}{\partial r} &= \frac{q_v}{A_1(p_v)}. \end{aligned} \quad (20)$$

Общее решение уравнения (17) при граничных условиях (19) легко получить в виде (21):

$$\begin{aligned} H = \frac{1}{4} \Phi(t) & \left(-r^2 + \frac{r_k^2 - r_s^2}{\ln \frac{r_k}{r_s}} \ln \frac{r}{r_k} + r_k^2 \right) + \\ & + \frac{H_k - H_s}{\ln \frac{r_k}{r_s}} \ln \frac{r}{r_k} + H_k. \end{aligned} \quad (21)$$

Аналогичным образом решается (18), и получается следующее общее решение (22):

$$\begin{aligned} H_1 = -\frac{1}{4} \Phi_1(t) & \left(r^2 - r_v^2 - \frac{r_v^2 - r_k^2}{\ln \frac{r_v}{r_k}} \ln \frac{r}{r_v} \right) + \\ & + \frac{H_v - H_k}{\ln \frac{r_v}{r_k}} \ln \frac{r}{r_v} + H_k. \end{aligned} \quad (22)$$

Из (21) и (22) с учетом условий (20) можно определять $\Phi(t)$, $\Phi_1(t)$ (23):

$$\begin{aligned} \Phi(t) &= \frac{\left[\frac{2(H_v - H_k)}{\ln \frac{r_v}{r_k}} - \frac{q_v \mu_v}{\pi h F_v} \right. \\ & \left. - \frac{r_v^2 - r_v^2 - r_k^2}{2 \ln \frac{r_v}{r_k}} \left(r_k^2 - \frac{r_v^2 - r_k^2}{2 \ln \frac{r_v}{r_k}} \right) - \right. \\ & \left. - \frac{2(H_v - H_k)}{\ln \frac{r_v}{r_k}} + \frac{2(H_k - H_s)}{\ln \frac{r_k}{r_s}} \right]}{r_k^2 - \frac{r_k^2 - r_s^2}{2 \ln \frac{r_k}{r_s}}}, \\ \Phi_1(t) &= \frac{\frac{2(H_v - H_k)}{\ln \frac{r_v}{r_k}} - \frac{q_v \mu_v}{\pi h F_v}}{r_v^2 - \frac{r_v^2 - r_k^2}{2 \ln \frac{r_v}{r_k}}}. \end{aligned} \quad (23)$$

Если учитывать, что дебит скважины $q = 2\pi r_s h \left. \frac{\partial H}{\partial r} \right|_{r=r_s}$, выражение для определения мгновенного дебита скважины получим из (21) с учетом (19) в следующем виде (24):

$$\begin{aligned} q = 2\pi h & \left[\frac{\left[\frac{H_v - H_k}{r_v^2 \ln \frac{r_v}{r_k}} - \frac{1}{2} (r_v^2 - r_k^2) \left(r_k^2 - \frac{r_v^2 - r_k^2}{2 \ln \frac{r_v}{r_k}} \right) - \right. \right. \\ & \left. \left. - \frac{H_v - H_k}{\ln \frac{r_v}{r_k}} + \frac{H_k - H_s}{\ln \frac{r_k}{r_s}} \right]}{\frac{r_k^2 - r_s^2}{2 \ln \frac{r_k}{r_s}} - r_k^2} \right] \times \\ & \times \left[r_s^2 - \frac{r_k^2 - r_s^2}{2 \ln \frac{r_k}{r_s}} \right] + \frac{H_k - H_s}{\ln \frac{r_k}{r_s}} \end{aligned} \quad (24)$$

Для перетока из зоны I в зону II на границе r_k получено следующее выражение (25):

$$q_1 = \pi h \left[2 \frac{H_k - H_s}{\ln \frac{r_k}{r_s}} - \Phi(t) \left(r_k^2 - \frac{r_k^2 - r_s^2}{2 \ln \frac{r_k}{r_s}} \right) \right], \quad (25)$$

где $\Phi(t)$ определяется по (23).

(24) действителен при $r_v > r_k$. В случае, когда r_v становится равно или меньше r_k , т. е. когда ВНК входит в зону с проницаемостью k_2 , дебит скважины определяется в области $r_s \leq r \leq r_k$ решением уравнения (17) при граничных условиях (рис. 3) (26):

$$\begin{aligned} r &= r_s, H = H_s; \\ r &= r_v, H = H_v; \\ r &= r_v, \frac{\partial H}{\partial r} = \frac{q_v}{A(p_v)}. \end{aligned} \quad (26)$$

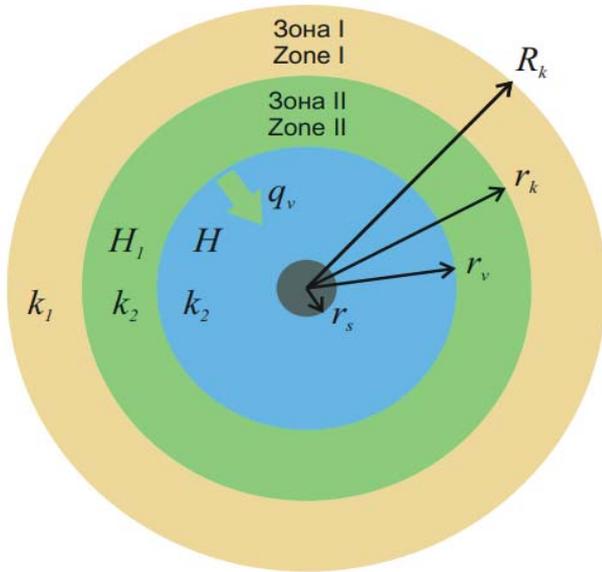


Рис. 3. Схематическое изображение процесса вытеснения, когда $r_v < r_k$ в области $r_s \leq r \leq r_k$
Fig. 3. Schematic representation of displacement when $r_v < r_k$ in the region $r_s \leq r \leq r_k$

Выражение для вычисления текущего дебита скважины получено аналогично предыдущему случаю в следующем виде [30] (27):

$$q = \pi h \left[\frac{\frac{q_v}{A(p_v)} - \frac{H_v - H_s}{r_v \ln \frac{r_v}{r_s}}}{\frac{r_v}{2} - \frac{r_v^2 - r_s^2}{4r_v \ln \frac{r_v}{r_s}}} \left(r_s^2 - \frac{r_v^2 - r_s^2}{2 \ln \frac{r_v}{r_s}} \right) + 2 \frac{H_v - H_s}{\ln \frac{r_v}{r_s}} \right] \quad (27)$$

При применении выражений (24), (25) и (27) необходимы определения разницы псевдадавлений $H_v - H_k$, $H_k - H_s$ и $H_v - H_s$. Для этой цели применяем аппроксимацию подынтегральной функции ϕ логарифмической функцией вида (28)

$$\phi = a \ln(p) - b, \quad (28)$$

где коэффициенты a и b находятся из граничных значений функции ϕ по нижеприведенным выражениям. Точность этой аппроксимации подробно исследована в работах [31–33], поэтому не будем уделять внимание.

С учетом этой аппроксимации проинтегрируем функции Христиановича $H = \int \phi(p, s) dp + \text{const}$,

$H_1 = \int \phi(p_1, s_1) dp_1 + \text{const}$ в пределах давлений $[p_k, p_v]$, $[p_s, p_k]$, $[p_s, p_v]$ и получим соответствующие выражения для $H_v - H_k$, $H_k - H_s$ и $H_v - H_s$ в следующем виде (29):

$$\begin{aligned} H_v - H_k &= a \left(p_v \ln \frac{p_v^{p_v}}{p_k^{p_k}} - p_v + p_k \right) - b(p_v - p_k), \\ H_k - H_s &= a \left(p_k \ln \frac{p_k^{p_k}}{p_s^{p_s}} - p_k + p_s \right) - b(p_k - p_s), \\ H_v - H_s &= a \left(p_v \ln \frac{p_v^{p_v}}{p_s^{p_s}} - p_v + p_s \right) - b(p_v - p_s), \end{aligned} \quad (29)$$

где соотношения для вычисления коэффициентов a и b получены из (28) с учетом соответствующих граничных значений ϕ в следующем виде (30):

$$\begin{aligned} a &= \frac{\phi_v - \phi_k}{\ln \frac{p_v}{p_k}}, \quad b = \frac{\phi_v - \phi_k}{\ln \frac{p_v}{p_k}} \ln p_v - \phi_v, \\ a &= \frac{\phi_k - \phi_s}{\ln \frac{p_k}{p_s}}, \quad b = \frac{\phi_k - \phi_s}{\ln \frac{p_k}{p_s}} \ln p_k - \phi_s; \\ a &= \frac{\phi_v - \phi_s}{\ln \frac{p_v}{p_s}}, \quad b = \frac{\phi_v - \phi_s}{\ln \frac{p_v}{p_s}} \ln p_v - \phi_v. \end{aligned} \quad (30)$$

Здесь ϕ_v , ϕ_k и ϕ_s являются значениями ϕ при давлениях p_v , p_k и p_s , соответственно.

Однако для реализации изложенных соотношений потребуются определения пластовых давлений и насыщенностей пор жидкой фазой на границе между рассматриваемыми зонами и на забое в каждый момент времени. Для этого будем использовать уравнение материального баланса жидкости и газа [34–36].

Определим средние значения временных параметров пластовых давлений и насыщенностей пор жидкой фазой. Полученные выше решения позволяют определять мгновенное значение дебита скважины, т. е. значение, которое соответствует моменту некоторого значения пластовых параметров, таких как пластовое давление, насыщенность пор жидкой фазой, положение ВНК [37]. Для прогнозирования дебита скважины необходим алгоритм для определения отмеченных пластовых параметров в любой момент времени [38–40]. Для этой цели будем использовать уравнения материального баланса для газовой и жидкой фаз углеводородной системы и объема внедряющейся в залежь воды. Для зоны I, где $r_v > r_k$ (рис. 2), выражения для вычисления текущего дебита скважины напишем в следующем виде (31), (32):

$$q_1 = -\frac{d}{dt} \left\{ \left[\frac{s_1}{B(p_1)} + (1-s_1) \frac{p\beta c(p_1)}{z(p_1) p_{at}} \right] \omega_1(p_1, t) \right\}, \quad (31)$$

$$q_{g1} = -\frac{d}{dt} \left\{ \left[\frac{(1-s_1) p_1 \beta}{z(p_1) p_{at}} \times \right. \right. \\ \left. \left. \times [1 - c(p_1) \bar{\gamma}(p_1)] + \frac{s_1 S(p_1)}{B(p_1)} \right] \omega_1(p_1, t) \right\}, \quad (32)$$

где p_1 и s_1 – средние давление и насыщенность пор жидкостью в зоне I, соответственно;
 $\omega_1 = \Omega_{10} \bar{m}_1 - \frac{1}{1-\rho_{ost}} \bar{m}_1 V_v$, V_v – объем вторгшейся в залежь воды и текущее положение фронта воды r_v определяются с учетом (10).

А в зоне II (рис. 3), где средневзвешенное давление и насыщенность пор жидкостью соответственно p и s , уравнения материального баланса имеют следующий вид [41] (33), (34):

$$q - q_1 = -\frac{d}{dt} \left\{ \left[\frac{s}{B(p)} + (1-s) \frac{p\beta c(p)}{z(p) p_{at}} \right] \Omega(p, t) \right\}, \quad (33)$$

$$q_g - q_{g1} = -\frac{d}{dt} \left\{ \left[\frac{(1-s) p \beta}{z(p) p_{at}} \times \right. \right. \\ \left. \left. \times [1 - c(p) \bar{\gamma}(p)] + \frac{s S(p)}{B(p)} \right] \Omega(p, t) \right\}. \quad (34)$$

Здесь Ω – текущий объем пор, насыщенных углеводородами; q , q_g – дебит жидкости и газа скважины; q_1 , q_{g1} – расход жидкости и газа, перетекших из зоны II в зону I через границы r_k , когда $r_v < r_k$ уравнения материального баланса выписываются в виде (35), (36):

$$q = -\frac{d}{dt} \left\{ \left[\frac{s}{B(p)} + (1-s) \frac{p\beta c(p)}{z(p) p_{at}} \right] \omega(p, t) \right\}, \quad (35)$$

$$q_g = -\frac{d}{dt} \left\{ \left[\frac{(1-s) p \beta}{z(p) p_{at}} \times \right. \right. \\ \left. \left. \times [1 - c(p) \bar{\gamma}(p)] + \frac{s S(p)}{B(p)} \right] \omega(p, t) \right\},$$

где

$$\omega = \Omega_0 \bar{m} - \frac{1}{1-\rho_{ost}} \bar{m} V_v. \quad (36)$$

Из (31)–(36) можно получить уравнения, описывающие изменения средневзвешенных пластовых давлений и насыщенностей во времени для периодов вытеснения $r_v > r_k$ и $r_v < r_k$ в следующем виде [42].

Когда $r_v > r_k$, получим (37), (38):

$$\frac{dp}{dt} = \frac{-\frac{q - q_1}{\Omega} (\alpha_4 + G\alpha_2)}{(\alpha_5 + \alpha_6) \alpha_4 + (\alpha_7 + \alpha_8) \alpha_2}, \quad (37)$$

$$\frac{ds}{dt} = \frac{-\frac{q - q_1}{\Omega} G - (\alpha_7 + \alpha_8) \frac{dp}{dt}}{\alpha_4}, \quad (38)$$

$\frac{d\Omega}{dt} = \bar{m}'_p \frac{dp}{dt}$, если учитывать, что породы коллектора подвергаются нелинейно-эластической деформации, то получим (39)–(44):

$$\bar{m} = \exp[a_m (p - p_0)],$$

то

$$\bar{m}'_p = a_m \exp[a_m (p - p_0)]. \quad (39)$$

$$\frac{dp_1}{dt} = \frac{-\frac{q_1}{\omega_1} (\alpha_4 + G_1 \alpha_2) + (\alpha_2 \alpha_3 + \alpha_1 \alpha_4) \frac{q_v}{\omega_1} \bar{m}_1}{\left((\alpha_5 + \alpha_6) \alpha_4 + (\alpha_7 + \alpha_8) \alpha_2 + \right.} \\ \left. + (\alpha_2 \alpha_3 + \alpha_1 \alpha_4) \frac{(1-\rho_{ost})}{\omega_1} \bar{m}'_{p1} \left(\Omega_{01} - \frac{V_v}{1-\rho_{ost}} \right) \right)}, \quad (40)$$

$$\frac{ds_1}{dt} = \frac{\left(-\frac{q_1 G_1}{\omega_1} - (\alpha_7 + \alpha_8) \frac{dp_1}{dt} - \frac{\alpha_3}{\omega_1} (1-\rho_{ost}) \times \right.} \\ \left. \times \left[\frac{dp_1}{dt} \bar{m}'_{p1} \left(\Omega_{01} - \frac{V_v}{1-\rho_{ost}} \right) - \frac{q_v}{1-\rho_{ost}} \bar{m}'_1 \right] \right)}{\alpha_4}, \quad (41)$$

$$\frac{d\Omega_1}{dt} = \left(\Omega_{01} - \frac{V_v}{1-\rho_{ost}} \right) \frac{d\bar{m}_1}{dt} - \frac{q_v}{1-\rho_{ost}} \bar{m}_1,$$

где

$$\bar{m}_1 = \exp[a_{m1} (p_1 - p_0)],$$

$$\frac{d\bar{m}_1}{dt} = a_{m1} \exp[a_{m1} (p_1 - p_0)] \frac{dp_1}{dt}, \quad (42)$$

и, когда $r_v < r_k$:

$$\frac{dp}{dt} = \frac{-\frac{q}{\omega} (\alpha_4 + G\alpha_2) + (\alpha_2 \alpha_3 + \alpha_1 \alpha_4) \frac{q_v}{\omega} \bar{m}}{\left((\alpha_5 + \alpha_6) \alpha_4 + (\alpha_7 + \alpha_8) \alpha_2 + \right.} \\ \left. + (\alpha_1 \alpha_4 + \alpha_2 \alpha_3) \frac{1-\rho_{ost}}{\omega} \bar{m}'_p \left(\Omega_0 - \frac{V_v}{1-\rho_{ost}} \right) \right)}, \quad (43)$$

$$\frac{ds}{dt} = - \frac{\left(\frac{qG}{\omega} + (\alpha_7 + \alpha_8) \frac{dp}{dt} + \frac{(1-\rho_{ost})}{\omega} \times \right.}{\alpha_4} \left. \times \alpha_3 \left[\bar{m}_p \frac{dp}{dt} \left(\Omega_0 - \frac{V_v}{1-\rho_{ost}} \right) - \frac{q_v}{1-\rho_{ost}} \bar{m} \right] \right)}{\alpha_4}, \quad (44)$$

где газовый фактор для внутренней и внешней зон при соответствующих давлениях (p, p_1) и насыщенностях жидкой фазы (s, s_1) определяется следующим выражением [43]:

$$G = \frac{\frac{\bar{\mu}(p)B(p)p\beta}{z(p)p_{at}} [1-c(p)\bar{\gamma}(p)] + \frac{S(p)}{\psi(s)}}{\frac{1}{\psi(s)} + \frac{\bar{\mu}(p)B(p)p\beta c(p)}{z(p)p_{at}}}, \quad (45)$$

$\bar{m} = \frac{m}{m_0}$ – отношение текущей пористости внутренней зоны к его первоначальному значению,
 $\bar{m}_1 = \frac{m_1}{m_{10}}$ – отношение текущей пористости внешней зоны к его первоначальному значению;

$$\alpha_1 = s \frac{1}{B(p)} + (1-s) \frac{p\beta c(p)}{z(p)p_{at}}, \quad \alpha_2 = \frac{p\beta c(p)}{z(p)p_{at}} - \frac{1}{B(p)},$$

$$\alpha_3 = s \frac{S(p)}{B(p)} + (1-s) \frac{p\beta}{z(p)p_{at}} [1-c(p)\bar{\gamma}(p)],$$

$$\alpha_4 = \frac{S(p)}{B(p)} - \frac{p\beta}{z(p)p_{at}} [1-c(p)\bar{\gamma}(p)],$$

$$\alpha_5 = (1-s) \left[\frac{p\beta c(p)}{z(p)p_{at}} \right]', \quad \alpha_6 = s \left[\frac{1}{B(p)} \right]', \quad \alpha_7 = s \left[\frac{S(p)}{B(p)} \right]',$$

$$\alpha_8 = (1-s) \left\{ \frac{p\beta}{z(p)p_{at}} [1-c(p)\bar{\gamma}(p)] \right\}';$$

«'» – означает производную по p .

Отметим, что параметры α_1 – α_8 вычисляются при соответствующих давлениях и насыщенностях в зависимости от зоны [44–46].

Системы уравнений (37)–(40), (42)–(44) совместно с (24), (25) и (27) с учетом (29) решаются одним из численных методов и позволяют прогнозировать основные показатели процесса вытеснения углеводородной системы, закачиваемой в пласт водой, при условии заданной депрессии или заданного забойного давления [47–49].

Таким образом, получены системы дифференциальных уравнений (37), (38) и (40)–(42) при $r_v > r_k$, а при $r_v < r_k$ – (43), (44), решения которых при известном дебите скважины q_g позволяют определять среднепластовые давления и конденсатонасыщенности в соответствующих частях коллектора в любой момент времени [50–52].

Результаты исследования и их обсуждение

С учетом решения задачи получен алгоритм для прогнозирования разработки основных показателей процесса вытеснения углеводородной системы к скважине, когда вблизи скважины (во внутренней зоне) и в отдаленной части залежи (т. е. во внешней зоне) пласт имеет разные коллекторско-емкостные и реологические характеристики [53–55].

Вышеизложенный подход позволяет определять основные показатели разработки газоконденсатной залежи при технологических режимах с учетом разных значений в проницаемости и характере деформаций призабойной зоны и отдаленной от забоя части пласта-коллектора [48]. При этом можно использовать нижеприведенный алгоритм.

1. Вводятся начальные значения переменных $t=0$, $p_s=p_0$, $p_k=p_0$, $p_1=p_0$, $s=s_0$, $s_1=s_0$, $m=m_0$, $k_1=k_{01}$, $k_2=k_{02}$, $q_1=0$ и исходные данные.
2. Вычисляются начальные значения газоконденсатного фактора G_0 по формуле

$$G_0 = \frac{1-c(p_0)\bar{\gamma}(p_0)}{c(p_0)},$$

газонасыщенный объем залежи, запасы газа и конденсата (при $s_0=0$):

$$V_{zap} = \pi R_k^2 h m_0 \left[\frac{1-c(p_0)\bar{\gamma}(p_0)}{z(p_0)p_{atm}} \right], \quad V_{kzap} = \frac{V_{zap}}{G_0}.$$

3. Определяется текущее положение ГВК (газоводяного контакта):
 - 3.1) по (10) с учетом (11) и (12) вычисляется текущее значение q_v ;
 - 3.2) с помощью выражений (13) определяется объем вторгшейся в залежь воды за промежуток времени Δt и положение ГВК r_v .
4. Если рассматривается случай заданного темпа отбора газа (n процентов в год от начальных балансовых запасов), дебит определяется выражением $q_g = \frac{V_{zap} n}{100}$.

5. Если рассматривается случай депрессии, то задается значение депрессии Δp , иначе переход к шагу «7».

6. Забойное давление вычисляется выражением $p_s = p_1 - \Delta p$.

7. Рассчитывается дебит скважины.

Если $r_v > r_k$ то:

- 7.1) вычисляются значения $\phi_g(p, s)$ по (16*) для давлений p_s, p_v и a, b по (30);

- 7.2) определяется фиктивная депрессия $H_v - H_k$ по выражению (29);

- 7.3) вычисляется текущее значение дебита газа

$$\text{по (27) и конденсата } q_k = \frac{q_g}{G};$$

иначе:

7.1) вычисляются значения $\phi_g(p, s)$ по (14) для давлений p_s, p_k, p_v и a, b по (30);

7.2) определяется фиктивная депрессия H_v-H_k, H_k-H_s и H_v-H_s по (29);

7.3) вычисляется текущее значение дебита газа по (24) с учетом (25) и конденсата $q_k = \frac{q_g}{G}$.

8. Вычисляются текущие значения конденсатонасыщенности и среднепластового давления для времени $t+\Delta t$.

Если $r_v > r_k$:

Текущие значения p, s во внешней зоне определяются решением системы дифференциальных уравнений (40)–(42), а во внутренней зоне – системы уравнений (37)–(39).

Иначе:

Текущие значения p, s во внутренней зоне определяются численным решением системы уравнений (43), (44).

9. Вычисляется текущее значение газоконденсатного фактора G по (45).

10. Определяются текущие значения накопленного отбора газа и конденсата и, следовательно, их коэффициенты извлечения:

$$K_g = \frac{\sum_{t=0}^t q_g \Delta t}{V_{zap}} \text{ и } K_k = \frac{\sum_{t=0}^t q_k \Delta t}{V_{zap}}.$$

11. Проверяется значение пластового давления, если оно больше заданного его значения как конечного, переход к пункту «3», иначе переходим к шагу «12».

12. Вывод результатов и конец.

Заключение

Полученное выше решение позволяет прогнозировать основные показатели разработки газоконденсатной залежи, представленной упругими зонально-неоднородными коллекторами. При этом учитываются реальные PVT свойства двухфазной углеводородной системы и реология пород-коллекторов. Предложенный алгоритм позволяет моделировать практически любой технологический режим закачки и скважины. Так, можно воспроизвести режим заданного темпа закачки воды и заданного давления на контуре заводнения. Следует отметить, что в случае, если принять темп закачки равным нулю, получается модель истощения. Относительно режима скважины отметим, что можно смоделировать случай, когда задается депрессия, а также можно моделировать режим заданного забойного давления и заданного отбора. В последнем случае не приходится вычислять дебит.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Alleman D., Qi Qu, Keck R. The development and successful field use of viscoelastic surfactant-based diverting agents for acid stimulation, Texas // International Journal of Oilfield Chemistry. – 2020. – Vol. 01. – P. 45–48.
2. Ахмад Ф.Ф., Гайбалиев Г.Г. Интенсификации притока нефти путём изоляции притоков воды в призабойной зоне // Scientific Petroleum. – 2022. – № 2. – С. 23–27.
3. Ибрагимов Х.М., Гусейнова Н.И., Гаджиев А.А. Разработка новых методов контроля над воздействием на продуктивные пласты на примере месторождения «Нефть Дашлары» // Scientific Petroleum. – 2021. – № 1. – С. 37–42.
4. Лятифов Я.А. Нестационарное воздействие термоактивной полимерной композицией для глубинного выравнивания профиля фильтрации // Scientific Petroleum. – 2021. – № 1. – С. 25–30.
5. Senashov S.I., Savostyanova I.L., Cherepanova O.N. Numerical-and-analytic method for solving cauchy problem of one-dimensional gas dynamics // Journal of Siberian federal university. Mathematics and physics. – 2022. – Vol. 15 (4). – P. 444–449. DOI: 10.17516/1997-1397-2022-15-4-444-449.
6. Хабибуллин М.Я. Исследование процессов, происходящих в колонне труб при устьевой импульсной закачке жидкости в скважину // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 6. – С. 34–39. DOI: 10.17122/ngdelo-2018-6-34-39.
7. Aliev F.A., Dzhamalbekov M.A., Veliev N.A. computer simulation of crude oil extraction using a sucker rod pumping unit in the oil well-reservoir system // International Applied Mechanics. – 2019. – Vol. 55. – Iss. 3. – P. 332–341. DOI: https://doi.org/10.1007/s10778-019-00959-x.
8. Taha H.A. Operations research: an introduction. – London: Pearson Education Ltd., 2017. – 848p.
9. Строгалев В.П., Толкачева И.О. Имитационное моделирование. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2008. – 280 с.
10. Хабибуллин М.Я., Сулейманов Р.И. Повышение надежности сварных соединений трубопроводов в системе поддержания пластового давления // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17. – № 5. – С. 93–98. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-5-93-98.
11. Behnia M., Seifabad M.C. Stability analysis and optimization of the support system of an underground powerhouse cavern considering rock mass variability // Environmental Earth Sciences. – 2018. – Vol. 77. – № 18. – P. 354–362.
12. Some features of quaternary ammonium compounds as a corrosion inhibitor in environments with sulfate-reducing bacteria / U.S. Nazarov, N.S. Salidjanova, Sh.M. Nashvandov, O.L. Xidirov // Scientific Petroleum. – 2022. – Vol. 1. – P. 52–62.
13. Ismayilov R.H., Fatullayeva P.A. Metal complexes with dihydrazone of malonic acid dihydrazine // Scientific Petroleum. – 2021. – Vol. 1. – P. 58–62.
14. Хабибуллин М.Я. Совершенствование процесса солянокислотной обработки скважин применением новейших технологий и оборудования // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 10. – С. 128–134. DOI: 10.18799/24131830/2020/10/2861.
15. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В. Прогноз прорыва воды при заводнении в условиях неустойчивости фронта вытеснения нефти водой // SOCAR Proceedings. – 2023. – № 3. – С. 58–67. DOI: 10.5510/OGP20230300887.

16. Сулейманов Б.А. Теория и практика увеличения нефтеотдачи пластов. Серия: Современные нефтегазовые технологии. – М.; Ижевск: ИКИ (Институт компьютерных исследований), 2022. – 286 с.
17. Case history of a challenging thin oil column Extended Reach Drilling (ERD) development at Sakhalin / V.P. Gupta, S.R. Sanford, R.S. Mathis, E.K. Dipippo, M.J. Egan // Paper SPE/IADC. – 2013. – Vol. 12. – P. 163487.
18. Хабибуллин М.Я. Метод термодисперсионного импульсирования для увеличения нефтеотдачи // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18. – № 4. – С. 58–64. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-4-58-64.
19. Suleimanov B.A., Guseynova N.I., Veliyev E.F. Control of displacement front uniformity by fractal dimensions // SPE-187784-MS. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers. – 2017. – P. 123–134. DOI: 10.2118/187784-MS.
20. Сулейманов Б.А., Гусейнов Н.И. Анализ состояния разработки месторождения на основе информационных показателей Фишера и Шеннона // Автоматика и телемеханика. – 2019. – № 5. – С. 118–135.
21. Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I. Automatic packer reliability prediction under pulsed transient flooding of hydrocarbon reservoirs // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. Novosibirsk. – 2019. – P. 012024. DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012024.
22. Lu H., Kim E., Gutierrez M. Monte Carlo simulation (MCS)-based uncertainty analysis of rock mass quality Q in underground construction // Tunneling and Underground Space Technology. – 2019. – Vol. 94. – № 5. – P. 278–284.
23. Walker M.W. Pushing the Extended Reach Envelope at Sakhalin: an operator's experience drilling a record reach well // Paper SPE/IADC. San Diego. – 2012. – Vol. 9. – P. 151046.
24. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В. Концепция мониторинга и оптимизации процесса заводнения нефтяных пластов при неустойчивости фронта вытеснения // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 11. – С. 104–109.
25. Рзаева С.Дж. Использование биологически активных реагентов в методах интенсификации добычи нефти // Scientific Petroleum. – 2021. – № 1. – С. 31–36.
26. Сулейманов Б.А., Велиев Э.Ф., Алиев А.А. Влияние структуры наночастиц на эффективность применения эмульсий Пикеринга для увеличения нефтеотдачи // ANAS Transactions. – 2021. – № 1. – С. 82–92.
27. Suleimanov R.I., Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I. Analysis of the reliability of the power cable of an electric-centrifugal pump unit // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019. – 2019. – P. 012054. DOI: 10.1088/1755-1315/378/1/012054.
28. Huseynova N.I. Hydrodynamic express monitoring of zonal impact on productive formations of oilfields, taking into account well interference // Oil and Gas Business. – 2017. – Vol. 15 (3). – P. 41–46.
29. Мазо А.Б., Поташев К.А. Суперэлементы. Моделирование разработки нефтяных месторождений. Монография. – М.: Инфра-М, 2020. – 220 с.
30. Шахвердиев А.Х. Системная оптимизация нестационарного заводнения с целью повышения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 1. – С. 44–50.
31. Шестаков Р.А., Дульченко А.А. Анализ реологических свойств водонефтяных эмульсий // Деловой журнал Neftegaz. Ru. – 2022. – № 12 (132). – С. 64–69.
32. Khabibullin M.Ya. Theoretical grounding and controlling optimal parameters for water flooding tests in field pipelines // Journal of Physics: Conference Series. International Conference «Information Technologies in Business and Industry». – 2019. – P. 042013. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/4/042013.
33. A probabilistic assessment of the casing integrity in a pre-salt wellbore / P.A.L.P. Firme, F.L.G. Pereira, D. Roehl, C. Romanel // 50th US Rock Mechanics Geomechanics Symposium. – USA, Houston, 2016. – Vol. 3. – P. 2555–2564.
34. Leong Van Hong, Hisham Ben Mahmud. A preliminary screening and characterization of suitable acids for sandstone matrix acidizing technique: a comprehensive review // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2019. – № 9. – P. 753–778.
35. Acid placement: an effective VES system stimulate high-temperature carbonate formations, Qatar / A.M. Goma, J. Cutler, Qu Qi, E. Cawiezel Kay // International Production and Operations Exhibition. – 2019. – Vol. 558. – P. 6–18.
36. Рогов Е.А. Исследование проницаемости призабойной зоны скважин при воздействии технологическими жидкостями // Записки Горного института. – 2020. – Т. 242. – С. 169–174. DOI: 10.31897/pmi.2020.2.169 EDN: RPCFXR.
37. Khabibullin M.Ya. Development of the design of the sucker-rod pump for sandy wells // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. Novosibirsk. – 2019. – P. 012065. DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012065.
38. Aregbe A.G. Wellbore stability problems in deepwater gas wells // World Journal of Engineering and Technology. – 2017. – Vol. 05. – № 04. – P. 626–647.
39. Shakhverdiev A.Kh., Shestopalov Yu.V. Qualitative analysis of quadratic polynomial dynamical systems associated with the modeling and monitoring of oil fields // Lobachevskii Journal of Mathematics. – 2019. – Vol. 40 (10). – P. 1691–1706.
40. Increasing the stimulation efficiency of heterogeneous carbonate reservoirs by developing a multi-batched acid system / H. Jafarpour, J. Moghadasi, A. Khormali, D.G. Petrakov, R. Ashena // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – № 172. – P. 50–59. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410518307897> (дата обращения: 15.11.2024).
41. Khabibullin M.Ya. Managing the processes accompanying fluid motion inside oil field converging-diverging pipes // Journal of Physics: Conference Series. International Conference «Information Technologies in Business and Industry». – 2019. – P. 042012. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/4/042012.
42. Zhang J., Lu Y. Study on temperature distribution of ultra-deep wellbore and its effect on mechanical properties of surrounding rock // Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering. – 2019. – Vol. 38. – P. 2831–2839.
43. CFD simulation study of shelf and tube heat exchangers with different baffle segment configurations / A.S. Ambekar, R.H. Sivakumar, N.A. Anantharaman, M.D. Vivekenandan // Applied Thermal Engineering. – 2016. – Vol. 108. – P. 999–1007.
44. Investigating the necessity of developing the Self-Diverting Emulsified Acid (SDEA) system for stimulation of a middle-eastern carbonate reservoir / H. Jafarpour, J. Moghadasi, D.G. Petrakov, A. Khormali // Conference Paper, the 8th EAGE international conference and exhibition, Saint Petersburg. – 2018. – P. 1–5. URL: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=91543> (дата обращения: 15.11.2024).

45. Albuquerque M., Smith Ch. Eight success cases of VDA application in large limestone reservoir in the Caspian region, Texas // *Journal of Petroleum and Mining Engineering*. – 2018. – Vol. 21. – P. 171–175.
46. Khabibullin M.Ya. Managing the reliability of the tubing string in impulse non-stationary flooding // *Journal of Physics: Conference Series. International Conference «Information Technologies in Business and Industry»*. 4 – *Mechatronics, Robotics and Electrical Drives*. – 2019. – P. 052012. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/5/052012.
47. Manshad A., Jalalifar H., Aslannejad M. Analysis of vertical, horizontal and deviated wellbores stability by analytical and numerical methods // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2014. – Vol. 4. – P. 359–369.
48. Case study of a novel acid-diversion technique in carbonate reservoirs, Canada / F.F. Chang, T. Love, C.J. Affeld, J.B. Blevins, R.L. Thomas, D.K. Fu // *Annual Technical Journal and Exhibition*. – 2021. – Vol. 11. – P. 37–48.
49. Paccaloni G., Tambini M. Advances in matrix stimulation technology, Canada // *Journal of petroleum technology*. – 2022. – Vol. 121. – P. 457–458.
50. Paccaloni G. A new, effective matrix stimulation diversion technique, Texas // *Journal of Drilling&Completion*. – 2022. – Vol. 12. – P. 77–89.
51. Galimullin M.L., Khabibullin M.Ya. Experience with sucker-rod plunger pumps and the latest technology for repair of such pumps // *Chemical and Petroleum Engineering*. – 2020. – Vol. 55. – V. 11–12. – P. 896–901. DOI: 10.1007/s10556-020-00710-1.
52. Дроздов А.Н., Горелкина Е.И. Разработка насосно-эжекторной системы для реализации водогазового воздействия на пласт с использованием попутного нефтяного газа из затрубных пространств добывающих скважин // *Записки Горного института*. – 2022. – № 254. – С. 191–201.
53. Сулейманов Б.А., Фейзуллаев Х.А. Моделирование изоляции водопритоков при разработке слоисто-неоднородных нефтяных пластов // *SOCAR Proceeding*. – 2023. – № 1. – С. 43–50.
54. Lian Zhanghua, Luo Zeli, Yu Hao. Assessing the strength of casing pipes that contain corrosion pit defects // *Journal of Southwest Petroleum University*. – 2018. – Vol. 40. – № 2. – P. 86–94.
55. Garifullina G. Causes of corrosion cracking of pipe metal and methods for their protection // *E3S Web of Conferences*. – 2023. – Vol. 411. – P. 01028. DOI:10.1051/e3sconf/202341101028.

Сведения об авторах

Марат Яхиевич Хабидуллин, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтепромысловых машин и оборудования, Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета (филиал в г. Октябрьский), Россия, 452607, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54а. m-hab@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0003-2565-0088>.

Рустем Исакович Сулейманов, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтепромысловых машин и оборудования, Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета (филиал в г. Октябрьский), Россия, 452607, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54а. burmash2017@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0003-2878-9253>.

Разифа Раисовна Степанова, кандидат экономических наук, доцент кафедры гуманитарных и социально-экономических наук, Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета (филиал в г. Октябрьский), Россия, 452607, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54а. razifa0210@yandex.ru

Алина Азатовна Гиззатуллина, кандидат физико-математических наук, доцент кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета (филиал в г. Октябрьский), Россия, 452607, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54а. alina.gizzatullina87@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-8719-9942>.

Арсен Маратович Хабидуллин, студент, Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета (филиал в г. Октябрьский), Россия, 452607, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54а. zx9ooqrv@gmail.com

Поступила в редакцию: 30.11.2023

Поступила после рецензирования: 09.04.2024

Принята к публикации: 24.12.2024

REFERENCES

1. Alleman D., Qi Qu, Keck R. The Development and successful field use of viscoelastic surfactant-based diverting agents for acid stimulation. *International Journal of Oilfield Chemistry*, 2020, vol. 01, pp. 45–48.
2. Akhmad F.F., Gaibalyev G.G. Intensification of oil inflow by isolating water inflows in the bottomhole zone. *Scientific Petroleum*, 2022, no. 2, pp. 23–27. (In Russ.)
3. Ibragimov Kh.M., Guseinova N.I., Gadzhiev A.A. Development of new methods for controlling the impact on productive formations using the example of the Neft Dashlary field. *Scientific Petroleum*, 2021, no. 1, pp. 37–42. (In Russ.)
4. Lyatifov Ya.A. Non-stationary exposure to a thermoactivated polymer composition for deep leveling of the filtration profile. *Scientific Petroleum*, 2021, no. 1, pp. 25–30. (In Russ.)
5. Senashov S.I., Savostyanova I.L., Cherepanova O.N. Numerical-and-analytic method for solving cauchy problem of one-dimensional gas dynamics. *Journal of Siberian federal university. Mathematics and physics*, 2022, vol. 15 (4), pp. 444–449. DOI: 10.17516/1997-1397-2022-15-4-444-449.

6. Khabibullin M.Ya. Investigation of the processes occurring in the pipe string during the wellhead pulsed injection of fluid into the well. *Neftegazovoe delo*, 2018, vol. 16, no. 6, pp. 34–39. (In Russ.) DOI: 10.17122/ngdelo-2018-6-34-39.
7. Aliev F.A., Dzhamalbekov M.A., Veliev N.A. Computer simulation of crude oil extraction using a sucker rod pumping unit in the oil well–reservoir system. *International Applied Mechanics*, 2019, vol. 55, no. 3, pp. 332–341. DOI: <https://doi.org/10.1007/s10778-019-00959-x>.
8. Taha H.A. *Operations research: an introduction*. London, Pearson Education Ltd., 2017. 848 p.
9. Strogalev V.P., Tolkacheva I.O. *Simulation modeling*. Moscow, N.E. Bauman MSTU Publ. house, 2008. 280 p. (In Russ.)
10. Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I. Improving the reliability of pipeline welded joints in the reservoir pressure maintenance system. *Oil and Gas Business*, 2019, vol. 17, no. 5, pp. 93–98. (In Russ.) DOI: 10.17122/ngdelo-2019-5-93-98.
11. Behnia M., Seifabad M.C. Stability analysis and optimization of the support system of an underground powerhouse cavern considering rock mass variability. *Environmental Earth Sciences*, 2018, vol. 77, no. 18, pp. 354–362.
12. Nazarov U.S., Salidjanova N.S., Nashvandov Sh.M., Xidirov O.L. Some features of quaternary ammonium compounds as a corrosion inhibitor in environments with sulfate-reducing bacteria. *Scientific Petroleum*, 2022, vol. 1, pp. 52–62.
13. Ismayilov R.H., Fatullayeva P.A. Metal complexes with dihydrazone of malonic acid dihydrazine. *Scientific Petroleum*, 2021, vol. 1, pp. 58–62.
14. Khabibullin M.Ya. Improving the process of hydrochloric acid treatment of wells using the latest technologies and equipment. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 10, pp. 128–134. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2020/10/2861.
15. Shakhverdiev A.Kh., Arefiev S.V. Forecast of water breakthrough during flooding in conditions of instability of the front of oil displacement by water. *SOCAR Proceedings*, 2023, no. 3, pp. 58–67. (In Russ.) DOI: 10.5510/OGP20230300887.
16. Suleymanov B.A. *Theory and practice of enhanced oil recovery. Series: Modern oil and gas technologies*. Moscow, Izhevsk, IKI (Institute of Computer Research) Publ., 2022. 286 p. (In Russ.)
17. Gupta V.P., Sanford S.R., Mathis R.S., Dipippo E.K., Egan M.J. Case history of a challenging thin oil column Extended Reach Drilling (ERD) development at Sakhalin. *Paper SPE/IADC*, 2013, vol. 12, pp. 163487.
18. Khabibullin M.Ya. The method of thermal acid pulse for increasing oil recovery. *Oil and gas business*, 2020, vol. 18, no. 4, pp. 58–64. (In Russ.) DOI: 10.17122/ngdelo-2020-4-58-64.
19. Suleimanov B.A., Guseynova N.I., Veliyev E.F. Control of displacement front uniformity by fractal dimensions. *SPE-187784-MS. In: SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*, 2017, pp. 123–134. DOI: 10.2118/187784-MS.
20. Suleymanov B.A., Guseinov N.I. Analysis of the state of field development based on Fisher and Shannon information indicators. *Automation and telemechanics*, 2019, no. 5, pp. 118–135. (In Russ.)
21. Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I. Automatic packer reliability prediction under pulsed transient flooding of hydrocarbon reservoirs. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. Novosibirsk*, 2019, pp. 012024. DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012024.
22. Lu H., Kim E., Gutierrez M. Monte Carlo simulation (MCS)-based uncertainty analysis of rock mass quality Q in underground construction. *Tunneling and Underground Space Technology*, 2019, vol. 94, no. 5, pp. 278–284.
23. Walker M.W. Pushing the Extended Reach Envelope at Sakhalin: an operator’s experience drilling a record reach well. *Paper SPE/IADC. San Diego*, 2012, vol. 9, pp. 151046.
24. Shakhverdiev A.Kh., Arefiev S.V. Concept of monitoring and optimization of the process of flooding of oil reservoirs with instability of the displacement front. *Oil industry*, 2021, no. 11, pp. 104–109. (In Russ.)
25. Rzaeva S.J. Use of biologically active reagents in methods of intensifying oil production. *Scientific Petroleum*, 2021, no. 1, pp. 31–36. (In Russ.)
26. Suleymanov B.A., Veliev E.F., Aliev A.A. The influence of the structure of nanoparticles on the efficiency of using Pickering emulsions for enhanced oil recovery. *ANAS Transactions*, 2021, no. 1, pp. 82–92. (In Russ.)
27. Suleimanov R.I., Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I. Analysis of the reliability of the power cable of an electric-centrifugal pump unit. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019*, 2019, pp. 012054. DOI: 10.1088/1755-1315/378/1/012054.
28. Huseynova N.I. Hydrodynamic express monitoring of zonal impact on productive formations of oilfields, taking into account well interference. *Oil and Gas Business*, 2017, vol. 15 (3), pp. 41–46.
29. Mazo A.B., Potashev K.A. *Superelements. Modeling of oil field development*. Monograph. Moscow, Infra-M Publ., 2020. 220 p. (In Russ.)
30. Shakhverdiev A.Kh. System optimization of non-stationary waterflooding with the aim of increasing oil recovery. *Oil industry*, 2019, no. 1, pp. 44–50. (In Russ.)
31. Shestakov R.A., Dulchenko A.A. Analysis of the rheological properties of water-oil emulsions. *Neftegaz Business Journal. Ru*, 2022, no. 12 (132), pp. 64–69. (In Russ.)
32. Khabibullin M.Ya. Theoretical grounding and controlling optimal parameters for water flooding tests in field pipelines. *Journal of Physics: Conference Series. International Conference «Information Technologies in Business and Industry»*, 2019, pp. 042013. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/4/042013.
33. Firme P.A.L.P., Pereira F.L.G., Roehl D., Romanel C. A probabilistic assessment of the casing integrity in a Pre-salt wellbore. *50th US Rock Mechanics Geomechanics Symposium*. USA, Houston, 2016. Vol. 3, pp. 2555–2564.
34. Leong Van Hong, Hisham Ben Mahmud. A preliminary screening and characterization of suitable acids for sandstone matrix acidizing technique: a comprehensive review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2019, no. 9, pp. 753–778.
35. Gomaa A.M., Cutler J., Qu Qi, Cawiezal K.E. Acid placement: an effective VES system to stimulate high-temperature carbonate formations. *International Production and Operations Exhibition*, 2019, vol. 558, pp. 6–18.

36. Rogov E.A. Investigation of the permeability of the bottomhole zone of wells under the influence of process fluids. *Zapiski Gornogo instituta*, 2020, vol. 242, pp. 169–174. (In Russ.) DOI: 10.31897/pmi.2020.2.169
37. Khabibullin M.Ya. Development of the design of the sucker-rod pump for sandy wells. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. Novosibirsk, 2019. pp. 012065. DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012065.
38. Aregbe A.G. Wellbore stability problems in deepwater gas wells. *World Journal of Engineering and Technology*, 2017, vol. 05, no. 04, pp. 626–647.
39. Shakhverdiev A.Kh., Shestopalov Yu.V. Qualitative analysis of quadratic polynomial dynamical systems associated with the modeling and monitoring of oil fields. *Lobachevskii Journal of Mathematics*, 2019, vol. 40 (10), pp. 1691–1706.
40. Jafarpour H., Moghadasi J., Khormali A., Petrakov D.G., Ashena R. Increasing the stimulation efficiency of heterogeneous carbonate reservoirs by developing a multi-batched acid system. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, no. 172, pp. 50–59. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410518307897> (accessed 15 November 2024).
41. Khabibullin M.Ya. Managing the processes accompanying fluid motion inside oil field converging-diverging pipes. *Journal of Physics: Conference Series. International Conference «Information Technologies in Business and Industry»*, 2019. pp. 042012. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/4/042012.
42. Zhang J., Lu Y. Study on temperature distribution of ultra-deep wellbore and its effect on mechanical properties of surrounding rock. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2019, vol. 38, pp. 2831–2839.
43. Ambekar A.S., Sivakumar R.H., Anantharaman N.A., Vivekenandan M.D. CFD simulation study of shelf and tube heat exchangers with different baffle segment configurations. *Applied Thermal Engineering*, 2016, vol. 108, pp. 999–1007.
44. Jafarpour H., Moghadasi J., Petrakov D.G., Khormali A. Investigating the necessity of developing the Self-Diverting Emulsified Acid (SDEA) system for stimulation of a middle-eastern carbonate reservoir. *Conference Paper, the 8th EAGE international conference and exhibition*. Saint Petersburg, 2018. pp. 1–5. Available at: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=91543> (accessed 15 November 2024).
45. Albuquerque M., Smith Ch. Eight success cases of VDA application in large limestone reservoir in the Caspian region. *Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2018, vol. 21, pp. 171–175.
46. Khabibullin M.Ya. Managing the reliability of the tubing string in impulse non-stationary flooding. *Journal of Physics: Conference Series. International Conference «Information Technologies in Business and Industry». 4 – Mechatronics, Robotics and Electrical Drives*, 2019. pp. 052012. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/5/052012.
47. Manshad A., Jalalifar H., Aslannejad M. Analysis of vertical, horizontal and deviated wellbores stability by analytical and numerical methods. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2014, vol. 4, pp. 359–369.
48. Chang F.F., Love T., Affeld C.J., Blevins J.B., Thomas R.L., Fu D.K. Case study of a novel acid-diversion technique in carbonate reservoirs. *Annual Technical Journal and Exhibition*, 2021, vol. 11, pp. 37–48.
49. Paccaloni G., Tambini M. Advances in matrix stimulation technology. *Journal of petroleum technology*, 2022, vol. 121, pp. 457–458.
50. Paccaloni G. A new, effective matrix stimulation diversion technique. *Journal of Drilling & Completion*, 2022, vol. 12, pp. 77–89.
51. Galimullin M.L., Khabibullin M.Ya. Experience with sucker-rod plunger pumps and the latest technology for repair of such pumps. *Chemical and Petroleum Engineering*, 2020, vol. 55, no. 11–12, pp. 896–901. DOI: 10.1007/s10556-020-00710-1.
52. Drozdov A.N., Gorelkina E.I. Development of a pump-ejector system for the implementation of water-gas stimulation on the formation using associated petroleum gas from the annulus of producing wells. *Notes of the Mining Institute*, 2022, no. 254, pp. 191–201. (In Russ.)
53. Suleymanov B.A., Feyzullaev Kh.A. Modeling of water inflow isolation during development of layered heterogeneous oil reservoirs. *SOCAR Proceeding*, 2023, no. 1, pp. 43–50. (In Russ.)
54. Lian Zhanghua, Luo Zeli, Yu Hao. Assessing the strength of casing pipes that contain corrosion pit defects. *Journal of Southwest Petroleum University*, 2018, vol. 40, no. 2, pp. 86–94.
55. Garifullina G. Causes of corrosion cracking of pipe metal and methods for their protection. *E3S Web of Conferences*, 2023, vol. 411, pp. 01028. DOI:10.1051/e3sconf/202341101028.

Information about authors

Marat Ya. Khabibullin, Cand. Sc., Associate Professor, Ufa State Petroleum Technical University (branch in Oktyabrsky), 54a, Devonskaya street, Oktyabrsky, 452607, Russian Federation. m-hab@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0003-2565-0088>.

Rustem I. Suleimanov, Cand. Sc., Associate Professor, Ufa State Petroleum Technical University (branch in Oktyabrsky), 54a, Devonskaya street, Oktyabrsky, 452607, Russian Federation. burmash2017@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0003-2878-9253>

Razifa R. Stepanova, Cand. Sc., Associate Professor, Ufa State Petroleum Technical University (branch in Oktyabrsky), 54a, Devonskaya street, Oktyabrsky, 452607, Russian Federation. razifa0210@yandex.ru

Alina Az. Gizzatullina, Cand. Sc., Associate Professor, Ufa State Petroleum Technical University (branch in Oktyabrsky), 54a, Devonskaya street, Oktyabrsky, 452607, Russian Federation. alina.gizzatullina87@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-8719-9942>.

Arsen M. Khabibullin, Student, Ufa State Petroleum Technical University (branch in Oktyabrsky), 54a, Devonskaya street, Oktyabrsky, 452607, Russian Federation. zx9ooqpv@gmail.com

Received: 30.11.2023

Revised: 09.04.2024

Accepted: 24.12.2024

Компьютерная верстка *О.Ю. Аршинова*
Корректурa 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 25.01.2025. Дата выхода журнала: 27.01.2025.
Формат 60x84/8 (A4). Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. 28,38. Уч.-изд. л. 25,67.
Заказ 18-25. Тираж 500 экз. Цена свободная.



Издательство

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Адрес учредителя, редакции, издателя, типографии:
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.



TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY



ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ